

Regras provisórias de  
comercialização

# Encargos

versão **2025.X.X.1**

ccee

## ÍNDICE

<b>ENCARGOS</b>	<b>3</b>
1. <i>Introdução</i>	3
1.1. Conceitos Básicos	4
2. <i>Detalhamento das Etapas de Encargos</i>	14
2.1. Encargos por Restrição de Operação	14
2.2. Encargos de Serviços Ancilares	22
2.3. Encargos por Importação	28
2.4. Encargos por Geração de Operação Diferenciada	35
2.5. Encargos por Segurança Energética	41
2.6. Encargos por Deslocamento Hidráulico	46
2.7. Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados	66
2.8. Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS	78
2.9. Ajuste dos Encargos Apurados	85
2.10. Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade	92
2.11. Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética	96
2.12. Consolidação dos Encargos	102
3. <i>Anexos</i>	119
3.1. Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo	119
3.2. Anexo II – Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargos de Serviços do Sistema	124
3.3. Anexo III – Compensação Financeira à Conta Bandeiras decorrente da Operação Diferenciada	132
3.4. Anexo IV – Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada	140

# Encargos

## 1. Introdução

Os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) estabelecido ex-ante pela CCEE para cada semana e patamar de carga, são denominados de Encargos. Esse módulo determina o valor desses encargos e estabelece o critério de rateio destes montantes por todos os agentes de acordo com o estabelecido na legislação vigente.

**Este módulo envolve:**

- ✓ Todos os agentes da CCEE.

Os encargos apurados mensalmente pela CCEE consistem basicamente em valores subdivididos em três categorias principais, dentro dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS), de acordo com as formas de rateio e alívio desses montantes determinadas pelo poder concedente.

Os Encargos de Segurança Energética são gerados devido ao despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, com o objetivo de garantir o suprimento energético.

Os demais Encargos de Serviços de Sistema são rateados pelos agentes de consumo e possuem direito a alívio retroativo.

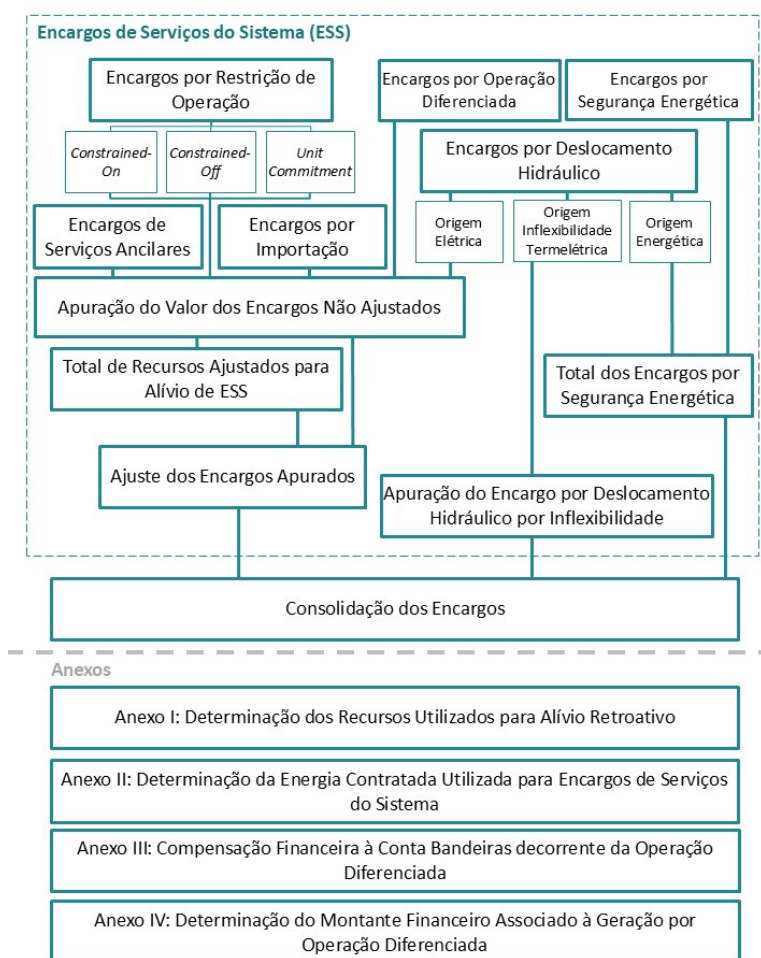
Por simplicidade de notação, quando houver a citação neste módulo dos “Encargos de Serviços do Sistema (ESS)”, o termo será referido aos Encargos de Serviços do Sistema, exceto Encargos por Segurança Energética.

Em linhas gerais, as informações de medição provenientes do módulo de regras “Medição Contábil”, a garantia física ajustada no centro de gravidade do sistema, considerando sazonalização flat, proveniente do módulo “Repactuação do Risco Hidrológico do ACR”, além de informações da ANEEL e do Operador Nacional do Sistema (ONS) são utilizadas para a formação dos encargos a serem pagos aos agentes geradores com usinas passíveis de recebimento desses montantes. As demais informações advindas dos módulos de “Penalidades”, e “Tratamento das Exposições” são utilizadas para alívio e rateio dos encargos apurados neste caderno de regras

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Encargos”, esquematizado na Figura 1, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os montantes de encargos e o rateio desses valores entre os agentes da CCEE, além de determinar os recursos disponíveis para o alívio retroativo das exposições financeiras e dos encargos de serviços de sistema:



**Figura 1:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

São apresentadas a seguir as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

#### Encargos por Restrição de Operação

Calcula o montante de encargos por restrição de operação, das usinas não hidráulicas, pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Além disso, a geração referente às restrições de operação das usinas, cadastradas no modelo de otimização da programação diária, também são classificadas com restrição. Esse encargo é resultante de três situações possíveis:

- **Constrained-On:** usina termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios positivos da ordem de mérito);

- **Constrained-Off:** usa termelétrica que tem sua geração reduzida em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios negativos da ordem de mérito)
- **Unit Commitment:** usa termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender as restrições técnicas de operação dos critérios de tomada e descida de carga, e tempo mínimo de acionamento.

#### Encargos de Serviços Ancilares

Determina os custos incorridos na prestação de serviços ancilares pelos agentes tais como compensação síncrona, ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, e atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

#### Encargos de Segurança Energética

Determina os encargos oriundos das usinas despachadas por decisão do CMSE com o objetivo de garantir o suprimento energético e dos encargos oriundos do deslocamento hidráulico proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada.

#### Encargos por Importação

Determina os encargos oriundos das usinas virtuais criadas para representar a importação de energia entre o Brasil e países vizinhos despachadas pelo ONS, com o objetivo de garantir a redução do custo imediato de operação do SIN.

#### Encargos por Geração De Operação Diferenciada

Determina os encargos oriundos das usinas termelétricas que participam da operação em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional – SIN, com objetivo de garantir a segurança do suprimento eletroenergético nacional.

#### Encargos de Deslocamento Hidráulico

Determina os custos incorridos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do deslocamento da geração dessas usinas pela ocorrência de geração fora da ordem de mérito do custo e de importação de energia elétrica sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016, sendo que essas usinas hidrelétricas têm direito a ressarcimento através de três tipos de encargos:

- Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Energético: ressarcir os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração por segurança energética e da importação de energia sem lastro associado.
- Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Elétrico: ressarcir os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração termelétrica por restrição elétrica, elegível, por critérios estabelecidos pelo ONS, como fonte da redução da geração das usinas hidrelétricas do MRE.
- Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade: ressarcir os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas, derivada de inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico e por geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível.

#### Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

Determina os valores preliminares, em R\$/MWh, dos encargos de serviços do sistema, formados pelas restrições de operação, prestação de serviços ancilares e deslocamento hidráulico oriundo de restrições elétricas que são passíveis de alívio.

#### Apuração do Valor de Encargos de Segurança Energética

Determina o total dos custos oriundos da segurança energética, que contempla o ressarcimento dos custos das usinas despachadas por segurança energética e o custo do deslocamento hidráulico provocado por essa geração. A partir desse valor, determina-se o montante, em R\$/MWh, do encargo por segurança energética.

### Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

Consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema.

### Ajuste dos Encargos Apurados de Restrição de Operação e Serviços Ancilares

Estabelece os valores finais, em R\$/MWh, a serem aplicados a cada MWh consumido no SIN, de modo a compor o montante a ser transferido às usinas receptoras de encargos via contabilização CCEE.

### Consolidação dos Encargos

Estabelece os valores, por agente e mês de apuração, dos montantes a serem pagos e recebidos no âmbito da contabilização da CCEE a título de encargos de serviços do sistema (ESS).

### Anexo

- **Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo:** consolida os recursos financeiros residuais a serem utilizados para alívio retroativo de encargos e exposições financeiras negativas (decorrentes do tratamento das exposições em função da eventual diferença de preços entre os submercados), bem como os recursos destinados a alívio futuro de encargos.
- **Anexo II – Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargos de Serviços do Sistema:** determina as horas de geração indisponível para as usinas eólicas, assim como a geração frustrada e a energia contratada utilizados para determinar o montante de encargo por restrição de operação a ser recebido.
- **Anexo III – Compensação Financeira à Conta Bandeiras decorrente da Operação Diferenciada:** Determina o valor de eventual compensação financeira que usinas, com contratos no Ambiente de Contratação Regulado e que participem do processo de Operação em Condição Diferenciada de usinas termelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional, devam à Conta Bandeiras.

#### 1.1.2. Anexo IV – Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada: Determina o montante financeiro associado à geração proveniente de geração por associação diferenciada. Restrições de Operação

O Brasil, em função da predominância hidráulica do parque gerador, decidiu adotar o modelo de despacho centralizado (*tight pool*), em que o ONS decide a quantidade de energia a ser despachada por usina integrante do sistema interligado, com base em cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

Essa cadeia de modelos de otimização é a mesma utilizada pela CCEE na determinação do PLD. Na determinação do CMO, o ONS considera as restrições de transmissão internas a cada submercado para que o despacho atenda a demanda do mercado e assegure a estabilidade do sistema. Já a CCEE calcula um PLD único para todo o submercado, ou seja, para efeito do cálculo do preço, a CCEE trabalha como se a energia estivesse igualmente disponível em todos os pontos de consumo desse mesmo submercado. Dessa forma, as restrições internas aos submercados não são consideradas.

Há, portanto, uma diferença importante entre o despacho econômico calculado pela CCEE e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS. Dessa forma, é possível que as usinas venham a ser despachadas em níveis diferentes dos previstos na CCEE. Essas diferenças são ressarcidas a essas usinas pelos Encargos de Serviços do Sistema.

Os custos associados às restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as usinas cuja produção elétrica tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Têm direito ao recebimento de encargos por restrições de operação apenas as usinas termelétricas com CVU não nulo.

O cálculo dos encargos relativos ao custo de restrição de operação incorpora também as diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *ex-ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado, realizado pelo ONS, como: alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva que venha a ocorrer após o cálculo do modelo de otimização da programação e que pode alterar substancialmente o planejamento da operação de curto prazo do ONS, dentre outras possibilidades.

A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE pode resultar em duas situações possíveis, conforme mencionado anteriormente, quais sejam: (i) *constrained-off* e (ii) *constrained-on*.

A Figura 2 ilustra as ambas as condições de restrição operacional:

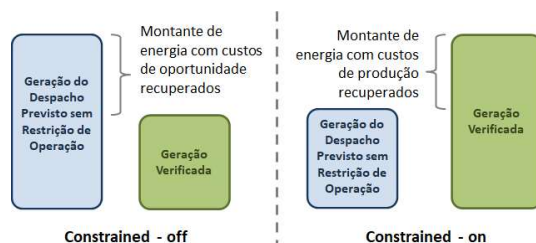


Figura 2: Tipos de Restrição de Operação: *Constrained-Off* e *Constrained-On*

Destaca-se que as usinas eólicas possuem direito a recebimento do Constrained-Off no caso de restrição de transmissão externa a instalações da usina, nos termos da regulamentação vigente.

Devido às restrições técnicas das usinas térmicas, podem ser programados despachos além da ordem de mérito, com o objetivo final de atender uma solicitação de despacho na ordem de mérito do ONS. Tais restrições, denominadas de unit commitment, passam a ser modeladas no DESSEM.

A primeira restrição que deve ser observada é o tempo mínimo de acionamento da usina, ou seja, uma vez acionada, a usina necessita tecnicamente de determinada quantidade de horas ligadas até finalizar o desligamento. Além disso, existem as restrições de tomada e descida de carga (rampa de subida e descida, respectivamente).

Para atender a solicitação de despacho da ordem de mérito é necessário que a usina termelétrica inicie o processo de acionamento das unidades geradoras, em momento anterior para atendimento da potência da usina, ou ainda no nível de despacho programado (respeitado a geração mínima e geração máxima).

Por fim, também é necessário respeitar as restrições de descida de carga da usina para retornar à condição de desligamento total. Destaca-se também a restrição de tempo mínimo de desligamento até um novo acionamento, também cadastrada como parâmetro técnico no DESSEM, porém sem direito a recebimento de encargo.

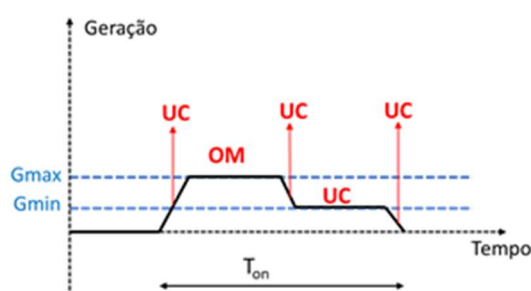


Figura 3 – Representação das Restrições Operativas por Unit Commitment

### 1.1.3. Serviços Ancilares

Os serviços ancilares, conforme regulamentação específica, são destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN.

Os serviços ancilares informados pela ANEEL e remunerados por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são compostos por:

- a) **Compensação Síncrona:** O agente de geração recebe o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), que é revista pela ANEEL anualmente.
- b) **Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa:** As usinas termelétricas que forem acionadas para atenderem ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa recebem essa energia valorada ao preço da oferta realizada, quando o atendimento ao despacho é considerado satisfatório, ou ao seu CVU para despacho na ordem de mérito, quando insatisfatório. A energia gerada é liquidada a PLD a crédito do gerador e o montante financeiro adicional necessário para completar a valoração dessa energia é pago ao gerador por meio de encargos.
- c) Os empreendimentos de geração atualmente em operação que venham a ter o provimento de serviços ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido via ESS.

#### 1.1.4. Encargos por Importação

Em 29 de dezembro de 2022 foi publicada a Portaria nº 60 do Ministério de Minas e Energia (MME), a qual estabelece que, o Operador Nacional do Sistema (ONS) poderá utilizar integralmente ou parcialmente a energia de importação proveniente da República Argentina e do Uruguai, observando as quantidades e as condições passíveis de substituição termelétrica, garantindo a redução do custo imediato de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Poderão ser autorizados um ou mais Agentes Comercializadores como responsáveis pela importação de energia elétrica perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde que adimplentes e autorizados nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

A declaração dos montantes e dos preços da energia para importação será realizada por meio de ofertas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega da energia no centro de gravidade do SIN e tendo como destino o Mercado de Curto Prazo (MCP). Os montantes e preços da energia ofertados para importação não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação associados ao Programa Mensal da Operação (PMO) e de formação do PLD.

#### 1.1.5. Encargos por Geração de Operação Diferenciada

Em 31 de outubro de 2024 foi publicada a Portaria nº 88 do Ministério de Minas e Energia (MME), a qual estabelece as diretrizes para operação de usinas termelétricas em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional - SIN. A operação das usinas termelétricas em condição diferenciada visa prover recursos adicionais ao ONS, contribuindo com a segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo total de operação do SIN.

Dessa forma, os proprietários de usinas termelétricas poderão ofertar ao ONS geração dessas usinas que operem em condições diferenciadas que será considerada pelo Operador como recurso adicional para atendimento do SIN. A energia elétrica resultante do processo de operação diferenciada será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP em favor do gerador, não representando entrega associada a compromissos contratuais. Caso o preço da oferta seja superior ao PLD, a diferença será paga por meio do Encargo de Serviço do Sistema (ESS). Por outro lado, se o preço da oferta for inferior ao PLD, será apurado um excedente financeiro que será revertido em benefício da conta de ESS.

Em situações em que a geração por operação diferenciada seja inferior ao montante programado, e o não atendimento não decorra de causa sistêmica, os proprietários das usinas deverão arcar com os custos correspondentes à diferença de energia, sendo esses recursos revertidos em benefício da conta de ESS.

#### 1.1.6. Encargos de Segurança Energética

A Lei nº 10.848, de 2004, estabelece que, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico (em ordem crescente em relação aos custos declarados de geração).



Como o despacho fora da ordem de mérito, para a garantia de suprimento energético, não leva em consideração o custo de operação declarado dessas usinas para a formação do PLD, a Lei 13.360/2016, estabeleceu que o montante financeiro a ser pago para as usinas despachadas adicionalmente para a garantia de suprimento energético será rateado pelos consumidores.

#### 1.1.7. Encargos de Deslocamento Hidráulico

O Artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que a ANEEL deverá estabelecer para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica.

Dessa forma, a ANEEL publicou regulamentação específica que estabelece as regras para se determinar o montante de energia que deve ser considerado como deslocamento hidráulico, a forma de apuração do custo desse deslocamento e a forma de ressarcimento aos geradores participantes do MRE.

Assim, definiu-se que o deslocamento hidráulico é composto por duas parcelas:

1. O deslocamento hidráulico energético, constituído pela geração por segurança energética mais a importação de energia sem garantia física associada
2. O deslocamento hidráulico elétrico, constituído pela geração originada por restrições elétricas identificada pelo ONS como indutora de redução de geração das usinas participantes do MRE

Desses dois montantes inicialmente apurados deve-se abater a indisponibilidade verificada de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito. A Figura 4 ilustra a apuração dos montantes de deslocamento hidráulico.

Posteriormente, foi publicado pela Aneel ato normativo que estabeleceu que também devem ser apurados montantes de deslocamento hidráulico provenientes de inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico e por geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, sendo que estes montantes de deslocamento não devem sofrer abatimento da indisponibilidade verificada de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito.

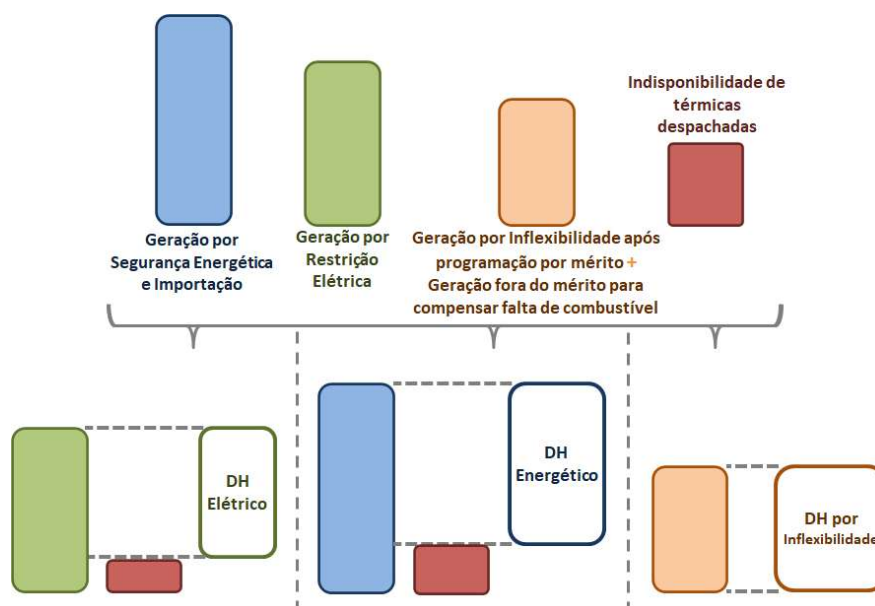


Figura 4: Apuração dos montantes de deslocamento hidráulico

Os montantes de deslocamento hidráulico apurados, inclusive os oriundos de inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico e por geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, são rateados entre todas as usinas participantes do MRE na proporção da garantia física modulada e ajustada, considerando sazonalização flat.

Os montantes de deslocamento hidráulico destinados às usinas do MRE que optaram pela repactuação do risco hidrológico precisam ser ajustados em função do produto escolhido no processo de repactuação e do valor do Ajuste MRE (GSF) apurado.

A Figura 5 ilustra os pontos anteriores.

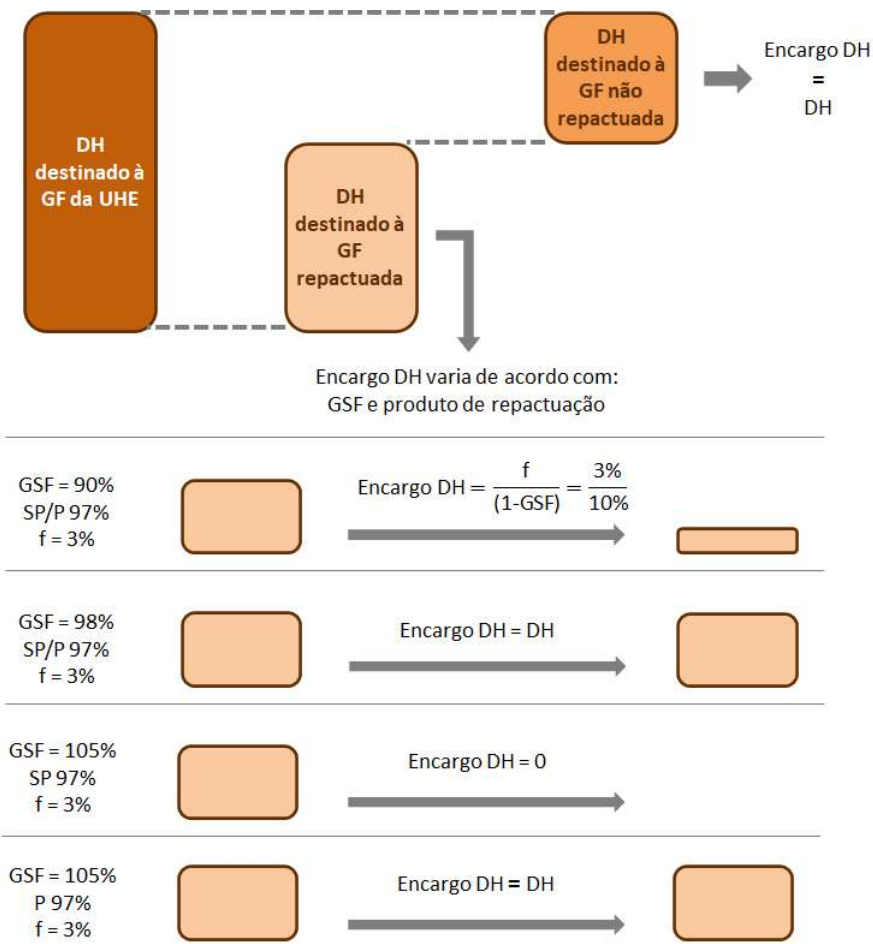


Figura 5: Determinação do Deslocamento Hidráulico para usinas que repactuaram

Tendo se determinado os montantes de deslocamento hidráulico que cada usina hidrelétrica participante do MRE têm direito, apura-se o custo desse deslocamento a partir do produto entre o montante de deslocamento e a diferença entre o valor do PLD da hora e do submercado em que houve deslocamento e o chamado PLD\_X, valor associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica.

Os custos apurados dos deslocamentos hidráulicos são assumidos por:

- Todos os consumidores do SIN;
- Pelo gerador termelétrico, no caso de de inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico e por geração fora da ordem de mérito de custo para compensar falta de combustível, sendo assumido pelo agente proprietário da usina termelétrica que deu origem ao deslocamento.

### 1.1.8. Forma de rateio dos encargos

Os encargos mencionados anteriormente são rateados entre os agentes de formas distintas, conforme apresentado a seguir:

Forma de Rateio	
<b>Restrição de Operação</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente em relação a todos os agentes, respeitando o tipo de restrição, multi-submercados ou submercado único, onde para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados será rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento, e para encargos por restrição de operação do tipo submercado único será rateado pelos agentes localizados no mesmo submercado.
<b>Compensação Síncrona</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN de todos os agentes localizados no seu submercado.
<b>Serviços Ancilares</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
<b>Importação</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
<b>Segurança Energética</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , considerando eventual geração de propriedade da carga, provenientes de usinas localizadas no mesmo ou em outro sítio.
<b>Deslocamento Hidráulico</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN (Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização)</i> , de cada agente em relação a todos os agentes, respeitando o tipo de restrição, multi-submercados ou submercado único, onde para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados será rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento, e para encargos por restrição de operação do tipo submercado único será rateado pelos agentes localizados no mesmo submercado. Referente ao encargo de deslocamento hidráulico por inflexibilidade, seu custo será pago pela usina que deu origem.

Figura 6: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

### 1.1.9. Consolidação dos Encargos

A consolidação dos encargos consiste em determinar o total de encargos a serem pagos aos agentes com usinas receptoras de encargos no mês de apuração.

Os encargos de serviços do sistema são compostos por encargos de serviços ancilares, encargos por restrição de operação, encargos por Segurança Energética, encargos por Importação e encargos por Deslocamento Hidráulico, conforme ilustrado na Figura 7.



Figura 7: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

Os seguintes recursos podem ser utilizados para abatimento ou alívio do total de encargos de serviços do sistema a ser pago pelos agentes proprietários de pontos de medição de consumo registrados na CCEE:

- Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente;
- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico); e
- Recursos advindos da aplicação de penalidades anteriores a novembro de 2005 por insuficiência de lastro de comercialização de energia, acrescido do pagamento de penalidades por falta de combustível, associada aos processos de coleta de dados de medição pela CCEE, multas atribuídas ao não aporte das garantias financeiras e multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

A Figura 8 ilustra essa etapa de alívio de encargos:

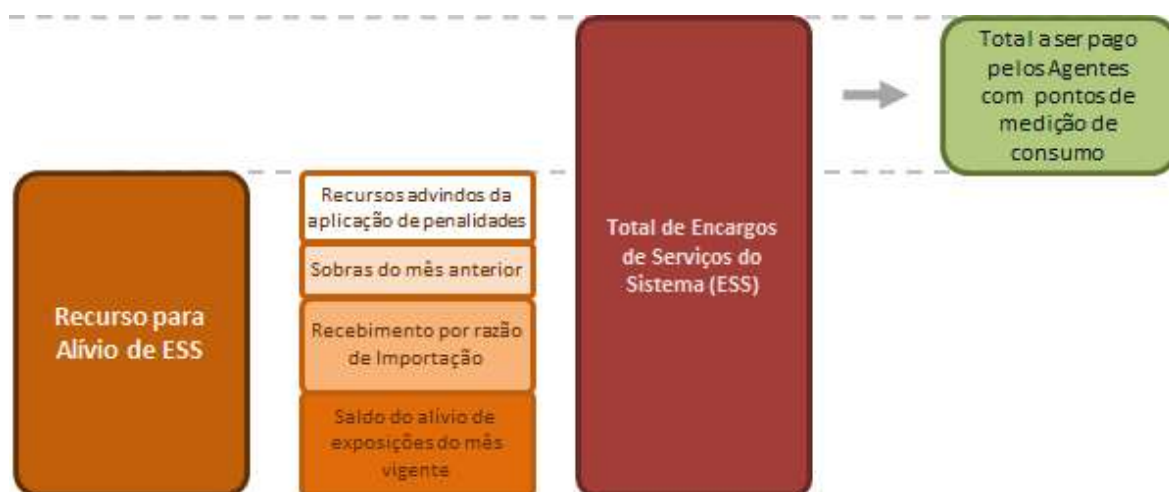


Figura 8: Total de Encargos superior a Reserva para Alívio de ESS

Se o recurso para alívio de ESS for maior que o total de encargos de serviços do sistema, os agentes proprietários de pontos de medição de consumo não pagam ESS e o valor remanescente é alocado da seguinte forma:

- O saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente, caso haja, será utilizado para processar o alívio retroativo de exposições residuais dos geradores em função do tratamento das exposições e os encargos de serviços do sistema de meses anteriores (Vide módulo “Consolidação de Resultados”); e
- Caso haja recursos advindos da aplicação de penalidades e a sobra de receita do mês anterior, seus saldos remanescentes, após o alívio dos ESS do mês de apuração, serão utilizados para alívio de ESS de meses futuros.

A Figura 9 ilustra essa etapa de alívio de encargos:

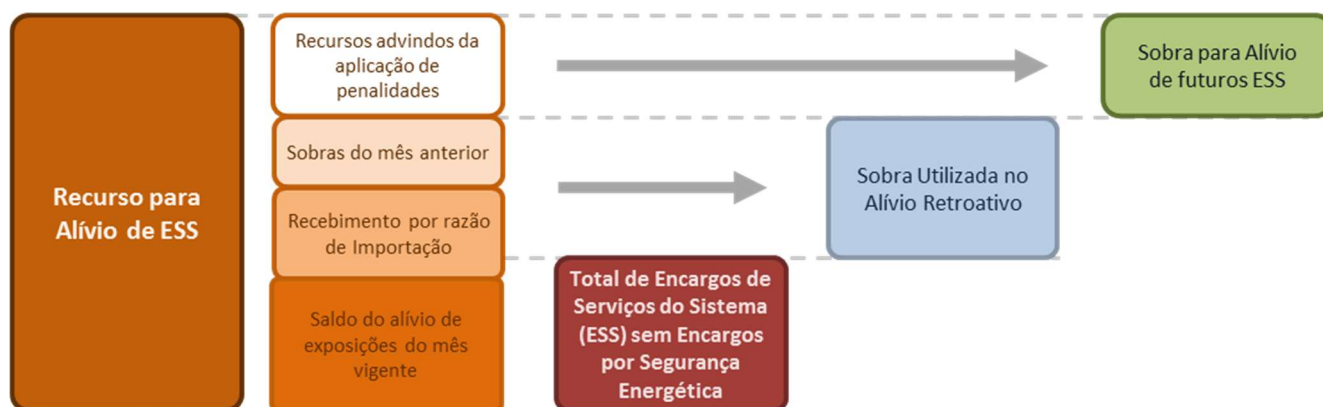


Figura 9: Total de Encargos inferior a Reserva para Alívio de ESS no mês

Por sua vez, o encargo de segurança energética é constituído pelo custo da geração de segurança energética e pelo deslocamento hidráulico de origem energética. Destaca-se que essa modalidade de encargo não tem direito a alívio como ocorre com os encargos de serviços do sistema.

## 2. Detalhamento das Etapas de Encargos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Encargos por Restrição de Operação

**Objetivo:**

Apurar os montantes em reais devidos às usinas a título de encargos por restrição operacional.

**Contexto:**

Os Encargos por Restrição de Operação compõem um dos tipos de Encargos de Serviços do Sistema (ESS). A Figura 10 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

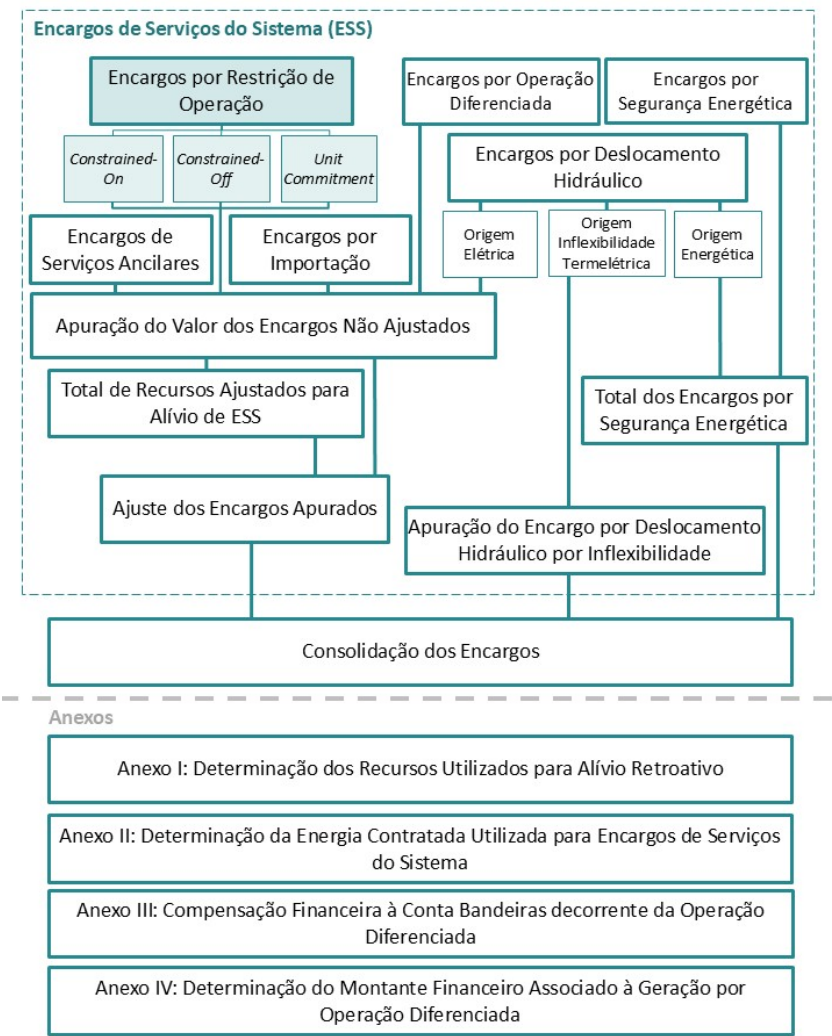


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.1.1. Detalhamento dos Encargos por Restrição de Operação

O processo de cálculo relativo aos encargos por restrição de operação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. O cálculo dos encargos por restrição de operação incorpora eventuais diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *Ex-Ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado.
2. Os Encargos por Restrição de Operação são calculados para as usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA (não emergenciais) e os interconectores internacionais que atendem restrições operativas do SIN, conforme informado pelo ONS, e são subdivididos em dois tipos *Constrained-On* e *Constrained-Off*, e para usinas eólicas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólicas consideradas na programação de operação com modalidade de operação de despacho tipo I ou II-B ou II-C, sendo do tipo *Constrained-Off*.
  - 2.1. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On* são pagos às usinas que não foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, por sua geração ser mais cara, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem acima do que havia sido despachado; e
  - 2.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off* são pagos às usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despachado.
  - 2.3. Encargos por Restrição de Operação por Unit Commitment são pagos às usinas que foram despachadas para atender restrições físicas das usinas para a geração da ordem do mérito.

### 2.1.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On*

3. As usinas, enquadradas na Linha de Comando 2, acionadas por restrição de operação pelo ONS, em condição *CONSTRAINED-ON*, têm seu Encargo por Restrição de Operação calculado a partir da geração de energia verificada acima da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção da energia e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC\_CONST\_ON_{p,j} = (G\_CONST\_ON_{p,j}) * \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 3.1. O Fator do Encargo por Restrição de Operação estabelece o percentual da produção de energia elétrica, de uma usina acionada por razão de restrição operativa efetivamente realizada, acima da instrução de despacho para o período considerado. Esse fator é expresso por:

$$F\_REST\_OP_{p,j} = \min \left( 1; \frac{G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_REST\_OP_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”



$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 3.2. A Geração Realizada para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On é determinada pela geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Restrição de Operação, expresso por:

$$G\_CONST\_ON_{p,j} = G_{p,j} * F\_REST\_OP_{p,j}$$

Onde:

$G\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_REST\_OP_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

### 2.1.3. Encargos por Restrição de Operação por Constrained-Off para Usinas com Despacho do tipo I com CVU e IIA

4. O ajuste da Quantidade de Energia Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é realizado de modo a referenciar essa informação à Rede Básica nos moldes do tratamento dado no caderno de Medição Contábil por meio da aplicação do Fator de Rateio de Perdas da Geração associado à usina além do respectivo Fator de Abatimento das Perdas Internas, sendo assim a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é expressa por:

$$QEA\_REST\_OP_{p,j} = \max \left( 0; (M\_CONST\_OFF_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}) \right)$$

Onde:

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$M\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

5. Para as usinas passíveis de recebimento de encargos por restrição elétrica devido a situação de Constrained-off, para cada período de comercialização, seu Encargo por Restrição de Operação será calculado a partir da geração de energia verificada abaixo da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia. O Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC\_CONST\_OFF_{p,j} = QEA\_REST\_OP_{p,j} * \max \left( 0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}) \right)$$

Onde:

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

### Encargos por Restrição de Operação por Constrained-off para Usinas Eólicas

6. A Geração Reconhecida para ESS será o mínimo entre a geração frustrada com as perdas aplicadas e o saldo entre a energia vendida e a geração efetivamente realizada, conforme a seguinte equação:



$$G\_REC\_ESS_{p,j} = \max \left( 0; \min(ECONT_{p,j} - G_{p,j}; G\_FRUS\_PERDAS_{p,j}) \right)$$

Onde:

$G\_REC\_ESS_{p,j}$  é a Geração Reconhecida para ESS da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ECONT_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Vendida em contratos associados à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_FRUS\_PERDAS_{p,j}$  é a Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas, da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

7. Para as usinas eólicas passíveis de recebimento de encargos por restrição de operação por razão de indisponibilidade externa às suas instalações devido a situação de Constrained-off, para cada período de comercialização, seu Encargo por Restrição de Operação será calculado a partir da geração de energia reconhecida para ESS, valorado pelo Preço de Liquidação das Diferenças, conforme a seguinte expressão:

$$ENC\_CONST\_OFF_{p,j} = G\_REC\_ESS_{p,j} * PLD_{s,j}$$

Onde:

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_REC\_ESS_{p,j}$  é a Geração Reconhecida para ESS da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

#### 2.1.4. Encargos por Restrição de Operação por Unit Commitment

8. O Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment será calculado a partir da geração de energia classificada por esse fim, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia, conforme a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} > PLD_{s,j}$  então:*

$$ENC\_REST\_UNIT_{p,j} = G\_UNIT_{p,j} * (INC_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_UNIT_{p,j}$  é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 8.1. A Geração por Unit Commitment da usina é definida a partir do Fator de energia gerada por Unit Commitment da usina aplicado na Geração da Final da mesma, de acordo com a expressão a seguir:

$$G\_UNIT_{p,j} = G_{p,j} * F\_UNIT\_C_{p,j}$$

Onde:

$G\_UNIT_{p,j}$  é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_UNIT\_C_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 8.1.1. O cálculo do Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment representa a relação entre a Geração por Unit Commitment, definida pelo ONS, e a geração apurada por este:

$$F\_UNIT\_C_{p,j} = \min \left( 1, \frac{UNIT_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_UNIT\_C_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UNIT_{p,j}$  é o Geração por Unit Commitment de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

### 2.1.5. Dados de Entrada dos Encargos por Restrição de Operação

<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas</b>	
	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ECONT<sub>p,j</sub></b>	<b>Quantidade de Energia Vendida em Contratos</b>	
	Descrição	Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Anexo II – Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargo de Serviço do Sistema)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_FRUS_PERDAS<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas</b>	
	Descrição	Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas, da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Anexo II – Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargo de Serviço do Sistema)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_UNIT<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração por Unit Commitment</b>	
	Descrição	Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>G_ONS_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração informada pelo ONS para atendimento a uma restrição de operação Constrained-On</b>	
	Descrição	Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>	
	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>UNIT<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração por Unit Commitment da Usina</b>	
	Descrição	Volume de energia gerada por Unit Commitment verificada pelo ONS para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>M_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	<b>Montante de geração frustrada por Constrained-Off</b>	
	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>	
	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.6. Dados de Saída dos Encargos por Restrição de Operação

<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>		
<b>ENC_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>		
<b>ENC_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment</b>		
<b>ENC_REST_UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment</b>		
<b>F_UNIT_C<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On</b>		
<b>G_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Geração Reconhecida para ESS</b>		
<b>G_REC_ESS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Reconhecida para ESS da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

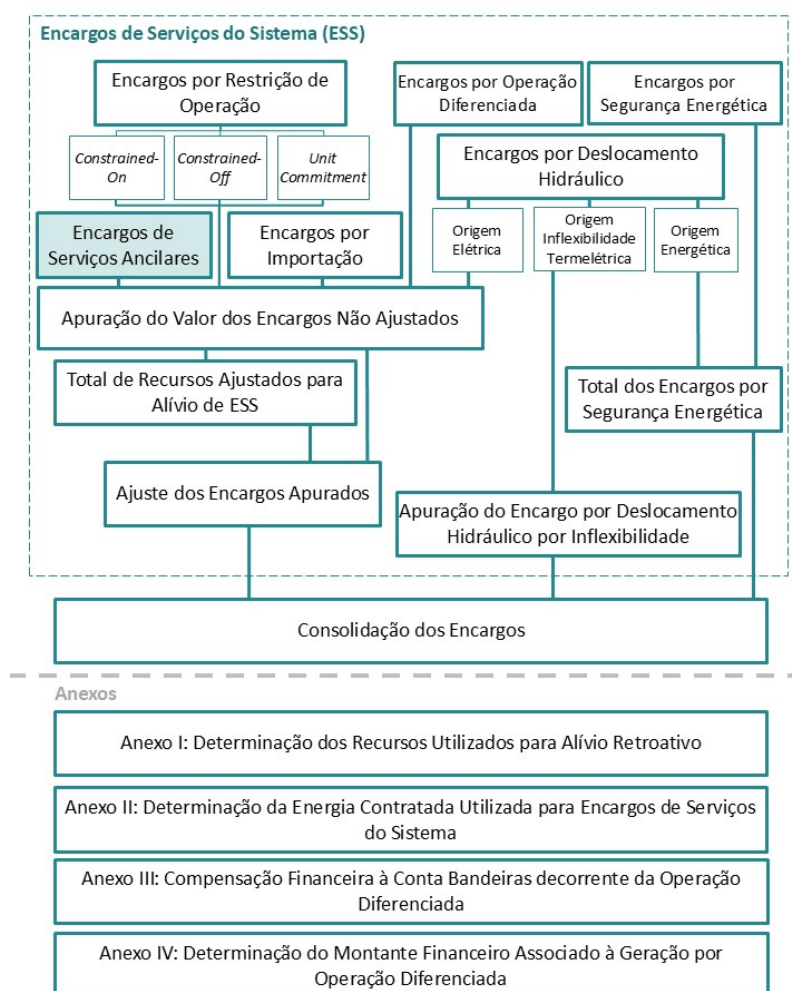
## 2.2. Encargos de Serviços Ancilares

### Objetivo:

Apurar os montantes em reais devidos às usinas por prestação de serviços ancilares.

### Contexto:

Os serviços ancilares são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN. Os custos incorridos na prestação desses serviços são ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços Ancilares, sendo esse um componente dos Encargos de Serviços do Sistema. A Figura 11 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 11:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.2.1. Detalhamento dos Encargos de Serviços Ancilares

O processo de determinação dos encargos de serviços ancilares é composto pelos seguintes comandos e expressões:

9. A determinação do Encargo de Compensação Síncrona da usina refere-se ao fornecimento ou absorção de energia reativa e será remunerado à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), estabelecida pela ANEEL em resolução específica. O Encargo de Compensação Síncrona é dado pela expressão:

$$ENC\_CS_{p,j} = MER\_CS_{p,j} * TSA_{p,m}$$

Onde:

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Encargo por Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MER\_CS_{p,j}$  é a Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TSA_{p,m}$  é a Tarifa de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

10. O Encargo por Outros Serviços Ancilares atribuído a uma usina é determinado pela relação de todos os ressarcimentos autorizados pelo regulador em função de investimentos realizados para prestação de serviços ancilares ao sistema, operação e manutenção de equipamentos necessários à participação do Controle Automático de Geração (CAG), do Sistema Especial de Proteção (SEP), equipamentos de autorrestabelecimento e por contratação de usinas emergenciais. O Encargo por Outros Serviços Ancilares é expresso por:

$$ENC\_OSA_{p,m} = RISA_{p,m} + RCAG_{p,m} + RSEP_{p,m} + RART_{p,m} + RCUE_{p,m}$$

Onde:

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RISA_{p,m}$  é o Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCAG_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação Necessários à Participação no CAG (Controle Automático de Geração) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RSEP_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP (Sistema Especial de Proteção) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RART_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCUE_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

11. O Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, é determinado pela geração realizada no cumprimento desse serviço ao sistema, valorado pela diferença entre o preço determinado para essa energia, com base no critério de atendimento satisfatório ao despacho, e o PLD verificado no momento da geração:

*Se a usina estiver atendendo o despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa*

$$ENC\_RESPOP_{p,j} = G\_RESPOP_{p,j} * \max(0; PRECO\_RESPOP_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$ENC\_RESPOP_{p,j}$  é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$PRECO\_RESPOP_{p,j}$  é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 11.1. O Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa é determinado em função do atendimento satisfatório ou não do despacho pela usina. Em caso de atendimento satisfatório, a usina tem direito ao preço ofertado no mecanismo. Caso o atendimento seja insatisfatório, a usina terá direito apenas ao seu custo declarado para fins de despacho por ordem de mérito. Para determinar se o despacho foi satisfatório, é observado se a proporção da geração realizada foi superior às indisponibilidades forçada e programada da usina:

*Se o atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva operativa foi satisfatório pela usina “p”*

$$\mathbf{PRECO\_RESPOP}_{p,j} = \mathbf{PRECO\_OF\_RESPOP}_{p,j}$$

*Caso contrário*

$$\mathbf{PRECO\_RESPOP}_{p,j} = \mathbf{INC}_{p,j}$$

Onde:

$\mathbf{PRECO\_RESPOP}_{p,j}$  é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$\mathbf{INC}_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$\mathbf{PRECO\_OF\_RESPOP}_{p,j}$  é o Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”



## 2.2.2. Dados de Entrada dos Encargos de Serviços Ancilares

<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de UsinasI (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>	
	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MER_CS<sub>p,j</sub></b>	<b>Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona</b>	
	Descrição	Parcela de energia reativa da usina "p" associada à prestação de serviços ancilares por compensação síncrona, por período de comercialização "j". O ressarcimento em si é calculado no Módulo de Regras relativo aos Encargos
	Unidade	MVarh
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo III)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PRECO_OF_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Preço Ofertado pelo agente Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos

PLD <sub>s,j</sub>	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
RART <sub>p,m</sub>	<b>Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento</b>	
	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RSEP <sub>p,m</sub>	<b>Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP</b>	
	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RCUE <sub>p,m</sub>	<b>Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais</b>	
	Descrição	Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RISA <sub>p,m</sub>	<b>Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares</b>	
	Descrição	Montante a ser ressarcido para a usina pelo investimento para prestação de serviços ancilares
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RCAG <sub>p,m</sub>	<b>Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação</b>	
	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no Controle Automático de Geração (CAG)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TSA <sub>p,m</sub>	<b>Tarifa de Serviços Ancilares</b>	
	Descrição	Valor para ressarcimento de custos adicionais de operação e manutenção referente ao suporte de reativo provido pelas parcelas de usinas “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MVarh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

2.2.3. Dados de Saída dos Encargos de Serviços Ancilares

Encargo por Compensação Síncrona		
ENC_CS <sub>p,j</sub>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Encargo por Outros Serviços Ancilares		
ENC_OSA <sub>p,m</sub>	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.3. Encargos por Importação

**Objetivo:**

Apurar os montantes a título de encargos por importação.

**Contexto:**

A energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai poderão ser ofertadas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega de energia no Centro de Gravidade do SIN. Tal energia poderá ser utilizada de forma integral ou parcial pelo ONS, desde que essa importação viabilize a redução do custo imediato de operação do SIN. Este montante será liquidado no MCP e estará isento do seu rateio de inadimplência.

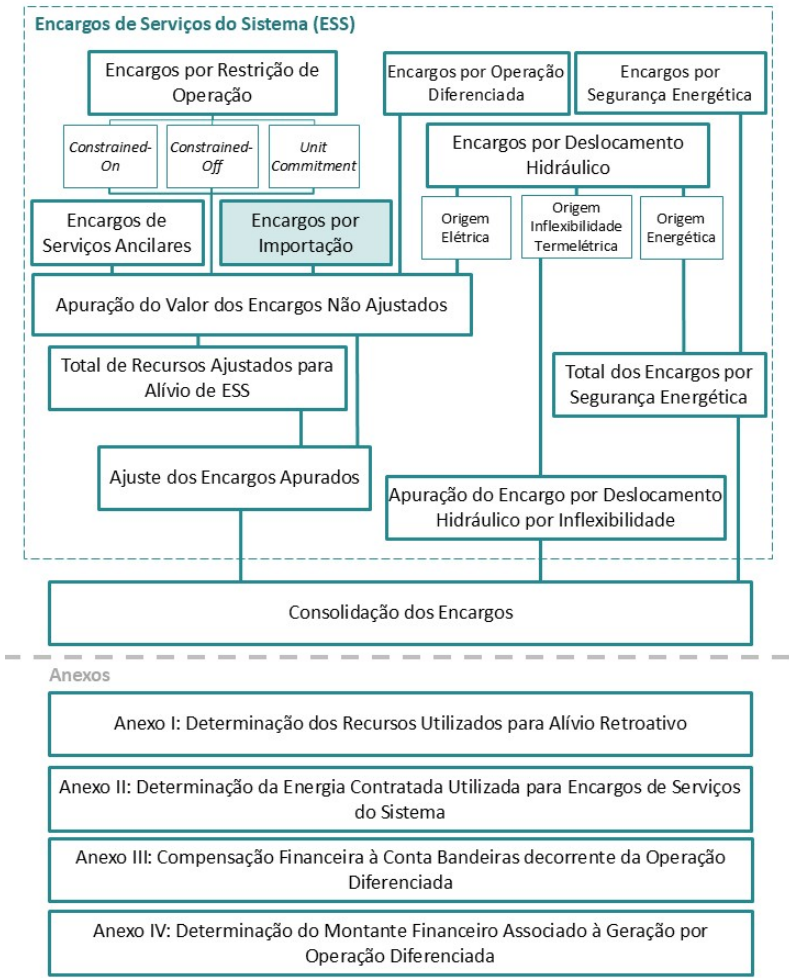


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.3.1. Detalhamento dos Encargos por Importação

O processamento dos encargos por importação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 12. A importação de energia realizada através de estações conversoras, para efeito de operacionalização na CCEE, será representada pela modelagem de uma usina térmica virtual.

13. Esta usina estará modelada sob um perfil de agente comercializador importador, e é vedado a modelagem de qualquer outro tipo de ativo sob este mesmo perfil de agente.
14. Eventuais créditos relativos ao processo de importação de energia da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai são isentos do processo de rateio de inadimplência.
15. Os custos arcados pelos consumidores responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, relativos à importação da energia elétrica serão obtidos pela energia, determinada em função do montante verificado nas conversoras no centro de gravidade e atribuída à Geração da usina virtual, sendo valorada pela diferença entre o Preço de Oferta de Importação e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Razão de Importação é expresso por:

$$ENC\_IMP_{p*,j} = G_{p*,j} * \max(0; (P\_IMP_{p*,j} - PLD_{s,j}))$$

*∀ s onde está localizada a estação conversora*

Onde:

$ENC\_IMP_{p*,j}$  é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$G_{p*,j}$  é Geração de energia de uma parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$P\_IMP_{p*,j}$  é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

16. Nos casos em que o PLD for maior que o Preço de Oferta para Importação será apurado uma diferença financeira destinada para alívio de ESS. Esta diferença deverá ser determinada a partir da geração de energia verificada valorada pela diferença entre o PLD e o Preço de Oferta de Importação. O cálculo será expresso por:

$$EXCD\_FIN\_IMP_{p*,j} = G_{p*,j} * \max(0; (PLD_{s,j} - P\_IMP_{p*,j}))$$

Onde:

$EXCD\_FIN\_IMP_{p*,j}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$G_{p*,j}$  é Geração de energia de uma parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$P\_IMP_{p*,j}$  é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

### 2.3.2. Apuração de valores a serem pagos devido ao montante de Importação inferior ao programado

17. Quando o montante de energia efetivamente importado for inferior ao montante definido pelo ONS, os agentes comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar com os custos dessa diferença de energia, sendo esse recurso financeiro revertido em benefício a conta de ESS. Esse montante será valorado de acordo com os critérios estabelecidos a seguir:
- 17.1. Para o caso em que haja importação sem substituição de geração de usinas termelétricas e seja verificado um Montante de Importação Não Entregue, a sanção imposta ao comercializador será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

$$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p*,j} = MONT\_IMP\_NE_{p*,j} * (0,05 * PLD\_MAX\_EST_f)$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p*,j}$  é a Valoração do Custo de Energia de Importação Sem Substituição da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$MONT\_IMP\_NE_{p*,j}$  é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Máximo Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 17.1.1. O Montante de Importação Não Entregue será calculado pela diferença, no centro de gravidade do sistema, entre o Despacho de Importação para o período e o Montante de Importação Verificado pelo ONS da usina substituta. Seu cálculo é definido de acordo com a seguinte expressão:

$$MONT\_IMP\_NE_{p*,j} = \max \left( 0; \left( (MONT\_IMP\_ONS_{p*,j} - MONT\_IMP\_VOP_{p*,j}) * UXP\_GLF_{p*,j} * F\_PRC\_GF_{p*,j} \right) \right)$$

Onde:

MONT\\_IMP\\_NE<sub>p\*,j</sub> é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

MONT\\_IMP\\_ONS<sub>p\*,j</sub> é o Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

MONT\\_IMP\\_VOP<sub>p\*,j</sub> é o Montante de Importação Verificado pelo ONS da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

UXP\\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p\*”, no período de comercialização “j”

F\\_PRC\\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 17.2. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja inferior ao PLD, a valoração se dará pela diferença entre o PLD vigente no submercado da usina termelétrica substituída e seu CVU, de acordo com a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} < PLD_{s,j}$  então:*

$$V\_CUSTO\_IMP_{p,p*,j} = QE\_IMP\_NE_{p,p*,j} * \max \left( 0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}) \right)$$

Onde:

V\\_CUSTO\\_IMP<sub>p,p\*,j</sub> é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

QE\\_IMP\\_NE<sub>p,p\*,j</sub> é a Quantidade Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 17.3. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja superior ao PLD, a valoração será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} \geq PLD_{s,j}$  então:*

$$V\_CUSTO\_IMP_{p,p*,j} = QE\_IMP\_NE_{p,p*,j} * (0,05 * PLD\_MAX\_EST_f)$$

Onde:

V\\_CUSTO\\_IMP<sub>p,p\*,j</sub> é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

PLD\\_MAX\\_EST<sub>f</sub> é o Limite Máximo Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

QE\\_IMP\\_NE<sub>p,p\*,j</sub> é a Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 17.3.1. Para definição dos custos da diferença entre a importação efetiva e a definida pelo ONS é necessário a determinação da Quantidade de Energia de Importação Não Entregue rateada para cada usina térmica substituída, pois, as usinas de importação podem substituir uma ou mais usinas do SIN. O cálculo se dará pelo rateio do montante de importação não entregue de cada usina importadora proporcionalizado pela

disponibilidade verificada da usina e o despacho sem restrição das usinas substituídas. A determinação desse volume é expressa por:

$$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j} = MONT\_IMP\_NE_{p^*,j} * \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{p \in PSUB} DOMP\_ONS_{p,j}}$$

Onde:

$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j}$  é a Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, d referente a geração a parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$MONT\_IMP\_NE_{p^*,j}$  é o Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina “p\*”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, no período de comercialização “j”

“PSUB” é o conjunto de usinas que foram substituídas para realização da importação

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

### 2.3.3. Dados de Entrada dos Encargos por Importação

<b>DOMP_ONS<sub>p,j</sub></b>	<b>Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS</b>	
	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração de energia</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p" substituída pelo processo de importação, com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MONT_IMP_ONS<sub>p*,j</sub></b>	<b>Montante de Importação definido pelo ONS</b>	
	Descrição	Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina virtual que representa a importação "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MONT_IMP_VOP<sub>p*,j</sub></b>	<b>Montante de Importação Verificado pelo ONS</b>	
	Descrição	Montante de Importação Verificado pelo ONS da parcela de usina virtual que representa a Importação "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>P_IMP<sub>p*,j</sub></b>	<b>Preço de Oferta de Importação de Energia</b>	
	Descrição	Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos



Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural		
PLD_MAX_EST <sub>f</sub>	Descrição	Limite Máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina		
UXP_GLF <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.3.4. Dados de Saída dos Encargos por Importação

ENC_IMP <sub>p*,j</sub>	<b>Encargo de Importação de energia</b>	
	Descrição	Pagamento pago ao comercializador importador referente à parcela de usina virtual "p*", criada para representar a Importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EXCD_FIN_IMP <sub>p*,j</sub>	<b>Excedente Financeiro de Importação do intercâmbio de energia</b>	
	Descrição	Excedente Financeiro de Importação pago pelo comercializador importador referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
V_CUSTO_IMP <sub>p,p*,j</sub>	<b>Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS</b>	
	Descrição	Valoração do Custo da diferença de energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", referente a geração da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
QE_IMP_NE <sub>p,p*,j</sub>	<b>Quantidade de Energia de Importação Não Entregue</b>	
	Descrição	Quantidade de Energia de Importação Não Entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída "p", referente a geração da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MONT_IMP_NE <sub>p*,j</sub>	<b>Montante de Importação Não Entregue</b>	
	Descrição	Montante de Importação Não Entregue da parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
V_CUSTO_IMP_SS <sub>p*,j</sub>	<b>Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição</b>	
	Descrição	Encargo aplicado ao comercializador responsável pela Importação que ocorreu Sem Substituição de usina termoeletrica, sendo ocasionado pela não entrega de todo o montante definido pelo ONS referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4. Encargos por Geração de Operação Diferenciada

Objetivo:

Apurar os montantes a título de encargos por geração de operação diferenciada.

Contexto:

Os proprietários de usinas termelétricas poderão ofertar ao ONS geração dessas usinas que operem em condições diferenciadas que será considerada pelo Operador como recurso adicional para atendimento do SIN. Este montante de geração será liquidado no MCP e estará isento do seu rateio de inadimplência.

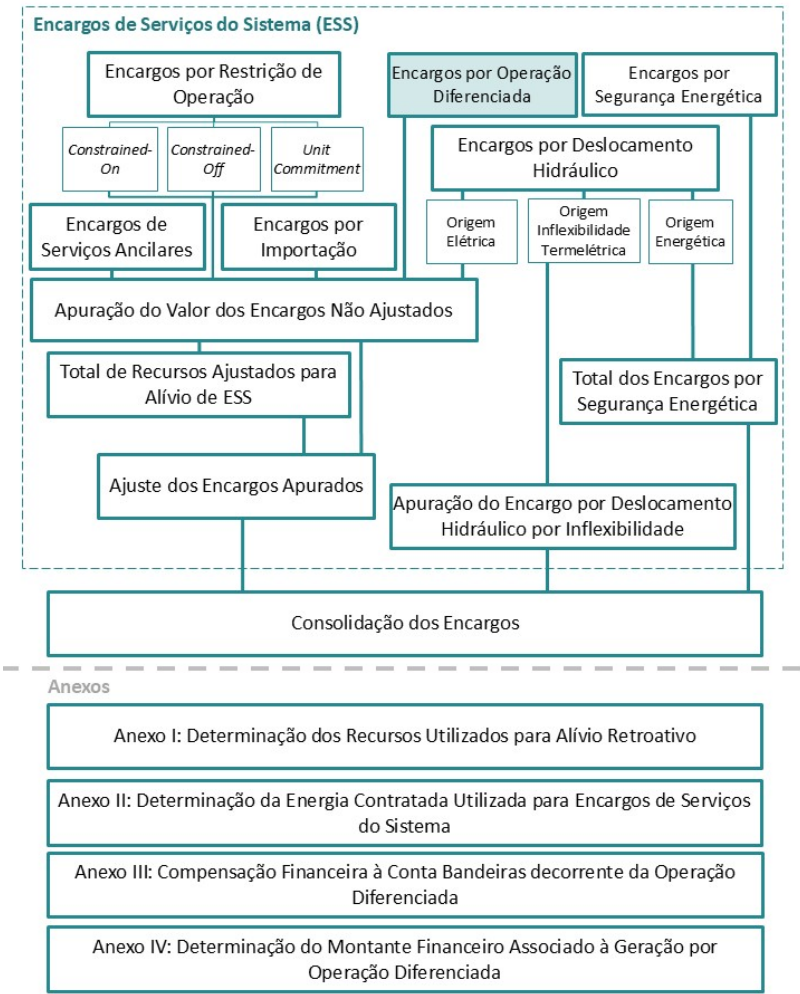


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

2.4.1. Detalhamento dos Encargos por Geração de Operação Diferenciada

O processamento dos encargos por geração diferenciada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

18. Os custos arcados pelos consumidores responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, relativos à geração em condições de operação diferenciada serão obtidos pela energia, determinada em função do montante verificado no centro de gravidade, sendo valorada pela diferença entre o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Geração de Operação Diferenciada é expresso por:

$$ENC\_G\_OD_{p,j} = G\_OD_{p,j} * \max \left( 0; (P\_G\_OD_{p,m} - PLD_{s,j}) \right)$$

*∀ s onde está localizada a usina que gerou em operação diferenciada*

Onde:

ENC\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Encargo por Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

G\_OD<sub>p,j</sub> é Geração de Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

P\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

19. Nos casos em que o PLD for maior que o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada será apurado uma diferença financeira destinada para alívio de ESS. Esta diferença deverá ser determinada a partir da geração em condições de operação diferenciada valorada pela diferença entre o PLD e o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada. O cálculo será expresso por:

$$EXCD\_FIN\_G\_OD_{p,j} = G\_OD_{p,j} * \max \left( 0; (PLD_{s,j} - P\_G\_OD_{p,m}) \right)$$

Onde:

EXCD\_FIN\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Excedente Financeiro de Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

G\_OD<sub>p,j</sub> é Geração de Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

P\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

#### 2.4.2. Apuração de valores a serem pagos devido ao montante de Geração por Operação Diferenciada seja inferior ao programado

20. Quando o montante de geração por operação diferenciada for inferior ao montante definido pelo ONS, e esse não atendimento não tenha originado por causa sistêmica, os proprietários das usinas deverão arcar com os custos dessa diferença de energia, sendo esse recurso financeiro revertido em benefício a conta de ESS. Esse montante é determinado pela seguinte expressão:

$$V\_SANCAO\_G\_OD_{p,j} = MONT\_G\_OD\_NE_{p,j} * \max(PLD_{s,j}; P\_G\_OD_{p,m}) * FAT\_SAN\_G\_OD_{p,j}$$

Onde:

V\_SANCAO\_G\_OD<sub>p,j</sub> é a Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

MONT\_G\_OD\_NE<sub>p,j</sub> é o Montante de Geração de Operação Diferenciada Não Entregue da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

P\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, no período de comercialização “j”

FAT\_SAN\_G\_OD<sub>j</sub> é o Fator de Sanção da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

O Fator de Sanção da Geração de operação Diferenciada (FAT\_SAN\_G\_OD), utilizado no cálculo da Valoração da Sanção por não Entrega da Geração de Operação Diferenciada (V\_SAN\_G\_OD), será de 0,15.

20.1.1. O Montante de Geração de Operação Diferenciada Não Entregue será calculado pela diferença, no centro de gravidade do sistema, entre o Despacho de Geração por Operação Diferenciada para o período e o Montante de Geração por Operação Diferenciada Verificado. Seu cálculo é definido de acordo com a seguinte expressão:

$$MONT\_G\_OD\_NE_{p,j} = \max \left( 0; \left( (MONT\_PG\_OD\_ONS_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_PDI_{p,j}) - G\_OD_{p,j} \right) \right) * M\_NA\_G\_OD_{p,j}$$

Onde:

MONT\_G\_OD\_NE<sub>p,j</sub> é o Montante de Geração de Operação Diferenciada Não Entregue da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

MONT\_PG\_OD\_ONS<sub>p,j</sub> é o Montante Programado de Geração de Operação Diferenciada definido pelo ONS da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

G\_OD<sub>p,j</sub> é Geração de Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_PDI<sub>p,j</sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

M\_NA\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Motivo pelo Não Atendimento da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, que indica se o motivo do não atendimento foi de responsabilidade da usina (1) ou não (0)

**2.4.3. Apuração de valores a serem pagos devido a Multa por falta de Combustível associada ao montante de Geração por Operação Diferenciada**

21. Em atendimento a Portaria Normativa GM/MME nº 88/24, as usinas sem compromisso contratual com o ambiente regulado estão isentas da aplicação de multa por falta de combustível nos momentos que o despacho da usina for classificado como Geração por Operação Diferenciada.

**Importante:**

Para os casos em que o ONS encaminha mais de um motivo de despacho no mesmo período de comercialização, devido a granularidade diferente entre as instituições, a usina que não possui compromisso com o ambiente regulado estará isenta da Multa por Falta de Combustível somente na semi hora indicada pelo Operador, podendo sofrer a sanção na próxima semi hora.

A indicação dos períodos de comercialização em que a multa por falta de combustível deve ser aplicada, assim como a geração a ser considerada no cálculo será feita pelo ONS, conforme processo já definido.

21.1. Para as usinas que possuem compromisso com o ambiente regulado e que participarem do mecanismo de Geração por Operação Diferenciada, estas estão passíveis à aplicação da Multa por Falta de Combustível, conforme Regras de Comercialização vigentes.

#### 2.4.4. Dados de Entrada dos Encargos por Geração de Operação Diferenciada

<b>FAT_SAN_G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Sanção da Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Fator de Sanção da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas</b>	
	Descrição	Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MONT_PG_OD_ONS<sub>p,j</sub></b>	<b>Montante Programado de Geração de Operação Diferenciada definido pelo ONS</b>	
	Descrição	Montante Programado de Geração de Operação Diferenciada definido pelo ONS da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>M_NA_G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Motivo pelo Não Atendimento da Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Motivo pelo Não Atendimento da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", que indica se o motivo do não atendimento foi de responsabilidade da usina (1) ou não (0)
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Um ou Zero
<b>P_G_OD<sub>p,m</sub></b>	<b>Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>	
	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.4.5. Dados de Saída dos Encargos por Geração por Operação Diferenciada

ENC_G_OD <sub>p,j</sub>	Encargo por Geração de Operação Diferenciada	
	Descrição	Encargo por Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EXCD_FIN_G_OD <sub>p,j</sub>	Excedente Financeiro de Geração por Operação Diferenciada	
	Descrição	Excedente Financeiro de Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
V_SANCAO_G_OD <sub>p,j</sub>	Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada	
	Descrição	Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



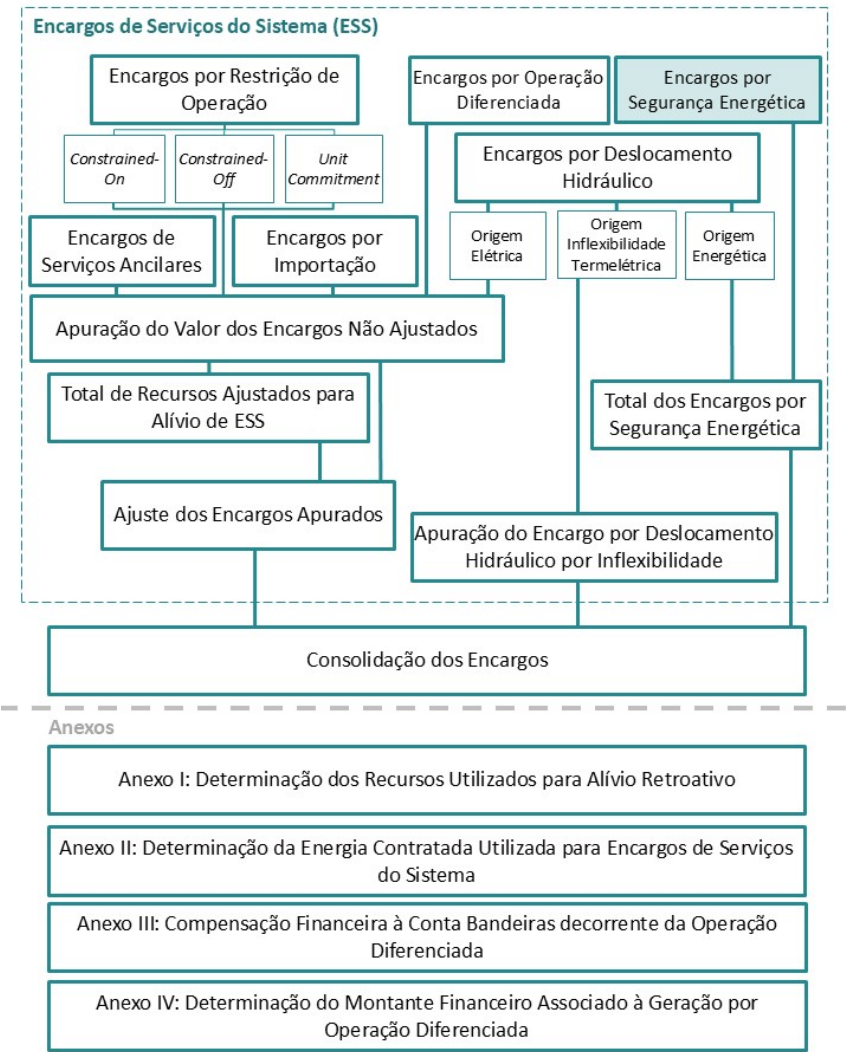
## 2.5. Encargos por Segurança Energética

**Objetivo:**

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas despachadas pelo ONS por razão de segurança energética.

**Contexto:**

Os Encargos por Segurança Energética são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas não hidráulicas despachadas por decisão CMSE. A **Figura 14** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 14** - Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.5.1. Detalhamento dos Encargos por Segurança Energética

O processo de apuração dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

22. O ONS deverá informar a CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, a lista de usinas e os períodos em que foram despachadas por razões de segurança energética.
23. O Encargo por Razão de Segurança Energética a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, no período de comercialização é determinado pela produção de energia despachada por razão de segurança energética a ser efetivamente ressarcida, valorada pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção de energia da usina e o Preço de Liquidação das Diferenças ex-ante apurado pela CCEE. O Encargo por Razão de Segurança Energética é expresso por:

$$ENC\_SEG\_ENER_{p,j} = (G\_SE_{p,j}) * \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

ENC\_SEG\_ENER<sub>p,j</sub> é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

G\_SE<sub>p,j</sub> é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 23.1. A Geração realizada por segurança energética corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética:

$$G\_SE_{p,j} = G_{p,j} * F\_SEG\_ENER_{p,j}$$

Onde:

G\_SE<sub>p,j</sub> é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

F\_SEG\_ENER<sub>p,j</sub> é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 23.1.1. O Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética é utilizado para determinar a geração de energia passível de ressarcimento por razão de segurança energética e é dado pela seguinte expressão:

$$F\_SEG\_ENER_{p,j} = \min \left( 1; \frac{G\_ONS\_SEG_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

F\_SEG\_ENER<sub>p,j</sub> é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

G\_VOP<sub>p,j</sub> é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

G\_ONS\_SEG<sub>p,j</sub> é a Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

24. A Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração das usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA no período de comercialização é determinado pelo montante informado pelo ONS de energia gerada para substituição por razão de segurança energética, valorada pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção de energia da usina que efetivamente gerou e a usina que está sendo substituída, conforme a seguinte expressão:

$$DIF\_ENC\_SUB\_H_{p,p*,j} = (G\_SE\_SUB_{p,p*,j}) * \max \left( 0; (INC_{p,j} - INC_{p*,j}) \right)$$

Onde:

$DIF\_ENC\_SUB\_H_{p,p^*,j}$  é a Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

$G\_SE\_SUB_{p,p^*,j}$  é a Geração por Segurança Energética de Substituição da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

- 24.1. A Geração realizada por substituição de geração corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Substituição de Geração:

$$G\_SE\_SUB_{p,p^*,j} = G_{p,j} * F\_SUB\_ENER_{p,p^*,j}$$

Onde:

$G\_SE\_SUB_{p,p^*,j}$  é a Geração por Segurança Energética de Substituição da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_SUB\_ENER_{p,p^*,j}$  é o Fator do Encargo por Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

- 24.1.1. O Fator do Encargo por Substituição de Geração é utilizado para determinar a geração de energia passível de ressarcimento por razão de substituição de geração e é dado pela seguinte expressão:

$$F\_SUB\_ENER_{p,p^*,j} = \min \left( 1; \frac{G\_ONS\_SUB_{p,p^*,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_SUB\_ENER_{p,p^*,j}$  é o Fator do Encargo por Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_SUB_{p,p^*,j}$  é a Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Substituição de Geração de uma parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina “p” da usina substituída

## 2.5.2. Dados de Entrada dos Encargos por Segurança Energética

$G_{p,j}$	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$G_{VOP_{p,j}}$	<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>	
	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$G_{ONS\_SEG_{p,j}}$	<b>Geração informada pelo Operador do Sistema por Razões de Segurança Energética</b>	
	Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$G_{ONS\_SUB_{p,p^*,j}}$	<b>Geração informada pelo Operador do Sistema por Razões de Substituição de Geração</b>	
	Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Substituição de Geração de uma parcela de usina não hidráulica "p", parcela de usina substituída "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$INC_{p,j}$	<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo I com CVU ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$PLD_{s,j}$	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos

2.5.3. Dados de Saída dos Encargos por Segurança Energética

ENC_SEG_ENER <sub>p,j</sub>	Encargo por Razão de Segurança Energética	
	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
DIF_ENC_SUB_H <sub>p,p*,j</sub>	Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração	
	Descrição	Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_SE <sub>p,j</sub>	Geração por Segurança Energética	
	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

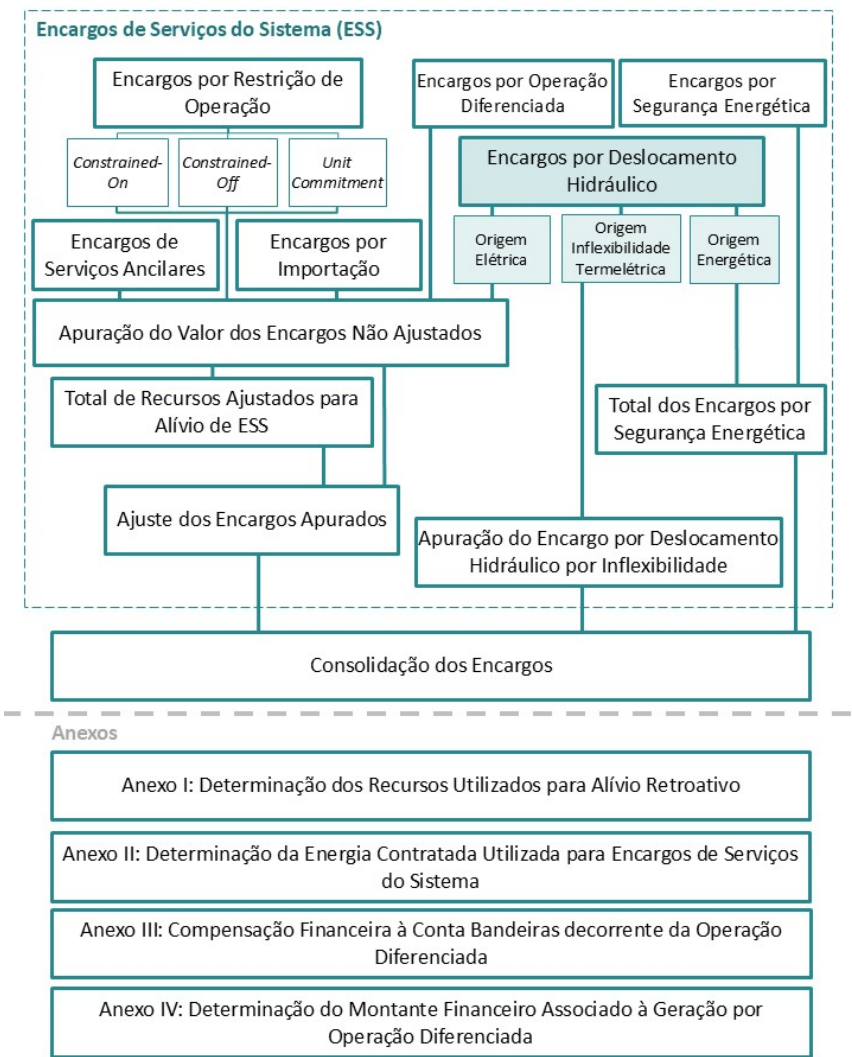
## 2.6. Encargos por Deslocamento Hidráulico

**Objetivo:**

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas hidráulicas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função de despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016.

**Contexto:**

Os Encargos por Deslocamento Hidráulico são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas hidráulicas participantes do MRE em função da redução de sua geração originada pela geração de usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia. A **Figura 15** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 15:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.6.1. Determinação dos montantes de deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE

O processo de apuração dos montantes de energia vinculados ao deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

25. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar é determinado pela soma da geração por segurança energética e da importação líquida de energia sem garantia física associada, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE_j = \sum_p G\_SE_{p,j} + (IMP_j * XP\_GLF_j)$$

Onde:

$DH\_ENER\_PRE_j$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

$G\_SE_{p,j}$  é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$IMP_j$  é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada, por período de comercialização “j”

$XP\_GLF_j$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 25.1. O montante de Importação Líquida sem Garantia Física Associada é determinado pela soma da importação líquida dos pontos de medição de todas as conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre Brasil e os países vizinhos. Este montante é definido a partir da seguinte expressão:

$$IMP_j = \sum_{CONV} IMP\_CONV_{i*,j}$$

Onde:

$IMP_j$  é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada por período de comercialização “j”

$IMP\_CONV_{i*,j}$  é a Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora,  $i^*$ , por período de comercialização “j”

“CONV” refere-se ao conjunto de conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre o Brasil e países vizinhos

“ $i^*$ ” representa todos os pontos de medição “i” de uma unidade conversora

#### Importante:

A Importação Líquida de Conversora ( $IMP\_CONV$ ) será apurada através dos valores registrados no SCDE, abatidos dos montantes de importação com garantia física programada por ordem de mérito que causem substituição de usinas do bloco térmico.

26. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar é determinado considerando as parcelas de usinas termelétricas despachadas por restrição elétrica, cuja geração foi indicada pelo ONS como elegível à composição do deslocamento hidráulico de usinas do MRE, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_PRE_j = \sum_p (G\_CONST\_ON_{p,j} * F\_DH_{p,j})$$

Onde:

$DH\_ELE\_PRE_j$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

$G\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$F\_DH_{p,j}$  Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

A princípio, a geração por *constrained-on* que desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta todo o SIN, ou seja, restrições que afetam somente um submercado, ou grupos de submercados, não causam deslocamento hidráulico por restrição elétrica. Contudo, dentre as restrições que afetam todo o SIN, devem ser desconsideradas as que estiverem:

- I. representadas nos modelos computacionais de programação da operação Newave, Decomp e Dessem ou resultantes deles;
- II. associadas à necessidade de recuperação de reserva de potência operativa classificados como restrição elétrica; relacionadas a aplicação do Título III da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, no que se refere ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;
- III. enquadradas no atendimento às Portarias do MME nº 41/2015; nº 15/2016; nº 179/2016; nº 180/2016; nº 492/2017; e nº 406/2020;
- IV. vinculadas ao despacho excepcional e temporário de usinas termelétricas para o atendimento a circuitos elétricos em condições operativas de ilhamento; e
- V. com inflexibilidade.

Por exemplo, supondo que em um determinado período de comercialização há 10 usinas despachadas por constrained-on que afetem todo o SIN. A princípio, toda essa geração deslocou o MRE. Todavia, se duas já estavam previstas no Deck do Decomp e uma foi indicada pelo ONS que não deve ser considerada, apenas a geração de 7 dessas usinas despachadas por *constrained-on* causam deslocamento ao MRE.

27. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Energético é determinada a partir da alocação do total de indisponibilidade de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de forma proporcional ao montante de deslocamento hidráulico de origem energética, em relação ao total de deslocamento hidráulico apurado, a partir da seguinte expressão:

$$IND\_DH\_ENER_j = TOT\_IND_j * \frac{DH\_ENER\_PRE_j}{DH\_ENER\_PRE_j + DH\_ELE\_PRE_j + G\_CONST\_ON\_NDH_j}$$

Onde:

IND\_DH\_ENER<sub>j</sub> é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização "j"

TOT\_IND<sub>j</sub> é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização, "j"

DH\_ENER\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização "j"

DH\_ELE\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização "j"

G\_CONST\_ON\_NDH<sub>j</sub> é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que Não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização "j"

- 27.1. O Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico é determinada a partir da soma das indisponibilidades, subtraído a Geração Substituta no centro de gravidade, apuradas para as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito econômico, a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_IND_j = \max \left( 0; \sum_p IND_{p,j} - \sum_p (G_{SUB\_ONS_{p,j}} * F_{PDI_{p,j}} * UXP\_GLF_{p,j}) \right)$$

Onde:

TOT\_IND<sub>j</sub> é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização "j"

IND<sub>p,j</sub> é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo "p", por período de comercialização "j"



GSUB\_ONS<sub>p,j</sub> é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização “j”

F\_PDI<sub>p,j</sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

- 27.1.1. A Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS deve ser calculada para usinas não hidráulicas despachadas por ordem de mérito, sendo determinada a partir da diferença entre o despacho efetivo do ONS e a geração efetivamente realizada, a partir da seguinte expressão:

$$\text{Se } DOMP\_ONS_{p,j} = 0$$

$$IND_{p,j} = 0$$

*Caso Contrário*

$$IND_{p,j} = (DOMP\_DECK\_DESSEM_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}) - G\_DOMP_{p,j} - QEA\_REST\_OP_{p,j}$$

Onde:

IND<sub>p,j</sub> é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo, “p”, por período de comercialização, “j”

DOMP\_DECK\_DESSEM<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

QEA\_REST\_OP<sub>p,j</sub> é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

DOMP\_ONS<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

F\_PDI<sub>p,j</sub> é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

G\_DOMP<sub>p,j</sub> é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

#### Importante:

Somente haverá valores para DOMP\_DECK\_DESSEM em períodos em que o CVU é menor CMO do barramento da usina, exceto para usinas a GNL, para as quais será utilizado o despacho realizado pelo DECOMP.

- 27.2. A Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico é pela seguinte expressão:

$$G\_CONST\_ON\_NDH_j = \sum_p (G\_CONST\_ON_{p,j} * F\_NDH_{p,j})$$

Onde:

G\_CONST\_ON\_NDH<sub>j</sub> é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização “j”

G\_CONST\_ON<sub>p,j</sub> é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

F\_NDH<sub>p,j</sub> Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

#### Importante:

A geração por constrained-on que não desloca o MRE é aquela associada a uma restrição que afeta um determinado submercado ou subsistema (grupo de submercados).

28. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinada a partir da diferença entre a indisponibilidade total apurada das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito e o montante de indisponibilidade alocado para o deslocamento hidráulico de origem energética e elétrica, a partir da seguinte expressão:

$$IND\_DH\_ELE_j = TOT\_IND_j * \frac{DH\_ELE\_PRE_j}{DH\_ENER\_PRE_j + DH\_ELE\_PRE_j + G\_CONST\_ON\_NDH_j}$$

Onde:

IND\_DH\_ELE<sub>j</sub> é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica, por período de comercialização “j”  
TOT\_IND<sub>j</sub> é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, no período de comercialização, “j”

DH\_ENER\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

G\_CONST\_ON\_NDH<sub>j</sub> é a Geração Associada a Restrição de Operação Constrained-On que não causa Deslocamento Hidráulico no período de comercialização “j”

29. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico energético preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa usina termelétrica, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER_j = \max(0; (DH\_ENER\_PRE_j - IND\_DH\_ENER_j))$$

Onde:

DH\_ENER<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

DH\_ENER<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Energético, por período de comercialização “j”

DH\_ENER\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

IND\_DH\_ENER<sub>j</sub> é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização “j”

30. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico elétrico preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa parcela de deslocamento, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE_j = \max(0; (DH\_ELE\_PRE_j - IND\_DH\_ELE_j))$$

Onde:

DH\_ELE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica no período de comercialização “j”

IND\_DH\_ELE<sub>j</sub> é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica no período de comercialização “j”

31. O montante de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica é determinado pela inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_UTE_{p,j} = \min\left(1, \frac{INFLEX\_DH_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}}\right) * G_{p,j}$$

Onde:

DH\_INFLEX\_UTE<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_DH<sub>p,j</sub> é a Inflexibilidade Termelétrica de Deslocamento Hidráulico da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

G\_VOP<sub>p,j</sub> é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

32. O montante Total de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade é determinado pela soma dos deslocamentos hidráulicos de inflexibilidade associados às usinas termelétricas, a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_DH\_INFLEX_j = \sum_p DH\_INFLEX\_UTE_{p,j}$$

Onde:

$TOT\_DH\_INFLEX_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

### 2.6.2. Destinação do Deslocamento Hidráulico às Usinas Hidrelétricas do MRE

O processo de destinação dos montantes de deslocamento hidráulico às usinas hidrelétricas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

33. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico energético total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} = DH\_ENER_j * \frac{GFIS\_2\_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS\_2\_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER_j$  é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

34. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico elétrico total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j} = DH\_ELE_j * \frac{GFIS\_2\_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS\_2\_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE_j$  é o Deslocamento Hidráulico de origem Elétrica no período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

35. O montante de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do total de deslocamento hidráulico de inflexibilidade de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j} = TOT\_DH\_INFLEX_j * \frac{GFIS\_2\_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS\_2\_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$TOT\_DH\_INFLEX_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade no período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.6.3. Tratamento das usinas hidrelétricas que repactuaram o risco hidrológico no ACR

O processo de tratamento das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no ACR é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

36. Os proprietários das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACR podem ter escolhido repactuar a não totalidade da garantia física dessas usinas. Dessa forma, é necessário segregar os montantes de deslocamento hidráulico associados a essas usinas em duas parcelas: a parcela associada à repactuação do risco hidrológico e a parcela não associada à repactuação, sendo que para os volumes de deslocamento hidráulico associados à repactuação existe um tratamento que depende do produto de repactuação escolhido e do Ajuste MRE (GSF) verificado.

- 36.1. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} * \min \left( 1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

- 36.2. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} - DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### Importante:

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo  $DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  será zero.

- 36.3. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}}\right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

- 36.4. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,j} = DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j} - DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo  $DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  será zero

- 36.5. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j} = DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j} * \min \left( 1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

- 36.6. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico de inflexibilidade preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_NREP\_UH_{p,j} = DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j} - DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_INFLEX\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo  $DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH$  será zero.

37. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR é necessário ajustar os valores dos montantes de deslocamento hidrológico energético e elétrico repactuados em função do produto de repactuação escolhido e pelo valor do Ajuste MRE (GSF) apurado, sendo que as usinas só têm direito a receber a parcela de deslocamento hidráulico repactuado com o não acionamento do produto.
38. Para o produto P, no qual o proprietário de uma usina optou por não repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, quando o Ajuste MRE for superior a um, situação que denota a presença de energia secundária, as usinas terão direito integral aos montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “f”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste\_MRE. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado, de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado e de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado de parcelas de usinas, que optaram por repactuar o risco hidrológico em um produto classe “P”, para cada período de comercialização, são determinados pelas seguintes expressões:

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o  $AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$*

$$\begin{aligned} DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} \\ DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j} \\ DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j} \\ \forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_P \end{aligned}$$

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o  $AJUSTE\_MRE\_RRH_j \leq 1$*

$$\begin{aligned} DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right) \\ DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right) \\ DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j} &= DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right) \\ \forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_P \end{aligned}$$

Onde:

$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{p,j}$  é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AJUSTE\_MRE\_RRH_j$  é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR\_P” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto P

39. Para os produtos SPR e SP, como o proprietário da usina optou em repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, sempre que o Ajuste MRE for superior a um, o que denota uma situação de presença de energia secundária, os valores de deslocamentos hidráulicos repactuados serão zerados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “F”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste\_MRE.
40. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado e de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado e de Deslocamento por Inflexibilidade Repactuado de parcelas de usinas, que optaram por repactuar o risco hidrológico em produtos das classes SPR ou SP, para cada período de comercialização, são determinados pelas seguintes expressões:

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> > 1*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = 0$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j} = 0$$

$$DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_SP\_SPR$$

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> ≤ 1*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j} = DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_SP\_SPR$$

Onde:

DH\_ENER\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

DH\_INFLEX\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

F<sub>p,j</sub> é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR\_P” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto SP ou produto SPR



**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela repactuação em produto da classe SPR, o Fator de Risco Hidrológico assumido pela usina ( $F_{p,j}$ ) é sempre zero.

**2.6.4. Determinação do montante final de deslocamento hidráulico de usinas hidrelétricas participantes do MRE**

O processo de determinação dos montantes de deslocamento hidráulico consolidados das usinas hidrelétricas participantes do MRE é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

41. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} + DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

42. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_UH_{p,j} = DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j} + DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

43. No que se refere ao deslocamento hidráulico por inflexibilidade, deve-se determinar o montante de deslocamento hidráulico que irá produzir encargo percebido pelo proprietário da usina e o montante de deslocamento hidráulico que irá produzir encargo que será transferido aos agentes de distribuição.
44. Dessa forma, o montante de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_UH_{p,j} = DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j} + DH\_INFLEX\_NREP\_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_INFLEX\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

45. O montante de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da diferença entre o montante de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado e o montante Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j} = DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j} - DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

#### 2.6.5. Determinação dos Encargos por Deslocamento Hidráulico

O processo de determinação dos montantes de encargos oriundos do deslocamento hidráulico é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

46. O montante de Encargo por Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento energético da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o  $PLD\_X$ , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, para cada período de comercialização, a partir das seguintes expressões:

*Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:*

$$ENC\_DH\_ENER_{p,j} = 0$$

*Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:*

$$ENC\_DH\_ENER_{p,j} = \max \left( 0; DH\_ENER\_UH_{p,j} * (PLD_{s,j} - PLD_{X_f}) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC\_DH\_ENER_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” e período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

$PLD_{X_f}$  é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

47. O montante de Encargo por Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento elétrico da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o  $PLD_X$ , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, no período de comercialização, a partir das seguintes expressões:

*Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:*

$$ENC_{DH\_ELE_{p,j}} = 0$$

*Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:*

$$ENC_{DH\_ELE_{p,j}} = \max \left( 0; DH_{ELE\_UH_{p,j}} * (PLD_{s,j} - PLD_{X_j}) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC_{DH\_ELE_{p,j}}$  é o Encargo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_{ELE\_UH_{p,j}}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”, no período de contabilização “j”

$PLD_{X_f}$  é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“p” é a usina hidráulica para a qual é determinado o custo do deslocamento hidráulico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

48. O Encargo por Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento hidráulico de inflexibilidade da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o  $PLD_X$ , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica e para cada período de comercialização, a partir da seguinte expressão:

$$ENC_{DH\_INFLEX_{p,j}} = \max \left( 0; DH_{INFLEX\_UH_{p,j}} * (PLD_{s,j} - PLD_{X_f}) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC_{DH\_INFLEX_{p,j}}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH_{INFLEX\_UH_{p,j}}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s”, no período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

$PLD_{X_f}$  é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

49. O Encargo por Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento hidráulico de inflexibilidade de repasse da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o  $PLD_X$ , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica e para cada período de comercialização, a partir da seguinte expressão:

$$ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j} = \max \left( 0; DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j} * (PLD_{s,j} - PLD\_X_f) \right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

$ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s”, no período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

$PLD\_X_f$  é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

## 2.6.6. Dados de Entrada de Encargos por Deslocamento Hidráulico

<b>AJUSTE_MRE_RRH<sub>j</sub></b>	<b>Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico</b>	
	Descrição	Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Calculado por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DOMP_ONS<sub>p,j</sub></b>	<b>Despacho por Ordem de Mérito Enviado pelo ONS</b>	
	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS para cada parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DOMP_DECK_DESSEM<sub>p,j</sub></b>	<b>Despacho por Ordem de Mérito Efetivo do Deck do ONS</b>	
	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Risco Hidrológico</b>	
	Descrição	Fator de Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_DH<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Deslocamento Hidráulico</b>	
	Descrição	Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_INT<sub>i,j</sub></b>	<b>Fator de Intercâmbio</b>	
	Descrição	Fator Intercâmbio vinculado ao ponto de medição “i”, que indica se no período de comercialização “j” está ocorrendo importação ou exportação de energia
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_NDH<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Não Deslocamento Hidráulico</b>	
	Descrição	Fator de Não Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>	
	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final na Ordem de Mérito</b>	
	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de UsinasI (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GFOM<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Fora da Ordem de Mérito</b>	
	Descrição	Quantidade de energia produzida por uma parcela de usina "p", fora da ordem de mérito de custo, definida pelo NOS, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GSUB_ONS<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Substituta Efetiva</b>	
	Descrição	Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização, "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On</b>	
	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_SE<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração por Segurança Energética</b>	
	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b>		
<b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>		
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Termelétrica de Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>INFLEX_DH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade termelétrica realizada após o fechamento da programação do despacho por mérito econômico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Importação Líquida de Conversora</b>		
<b>IMP_CONV<sup>i*,j</sup></b>	Descrição	Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora, i*, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS e CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>G_TERM_DH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>MONT_CVR<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de Contabilização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos

PLD_X <sub>j</sub>	<b>Preço do Deslocamento Hidráulico</b>	
	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Detalhamento do Cálculo do PLD_X)
	Valores Possíveis	Positivos
QM_GF_RRH <sub>p,m</sub>	<b>Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico</b>	
	Descrição	Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
UXP_GLF <sub>p,j</sub>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>	
	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
XA_DH <sub>p,j</sub>	<b>Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico</b>	
	Descrição	Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
XP_GLF <sub>j</sub>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b>	
	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



## 2.6.7. Dados de Saída de Encargos por Deslocamento Hidráulico

<b>ENC_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Elétrico</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica com parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_ENER<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento de Hidráulico de Inflexibilidade de uma usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX_REPASSE<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento de Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DH_INFLEX_UTE<sub>p,j</sub></b>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DH_INFLEX_UH<sub>p,j</sub></b>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DH_INFLEX_REPASSE_UH<sub>p,j</sub></b>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

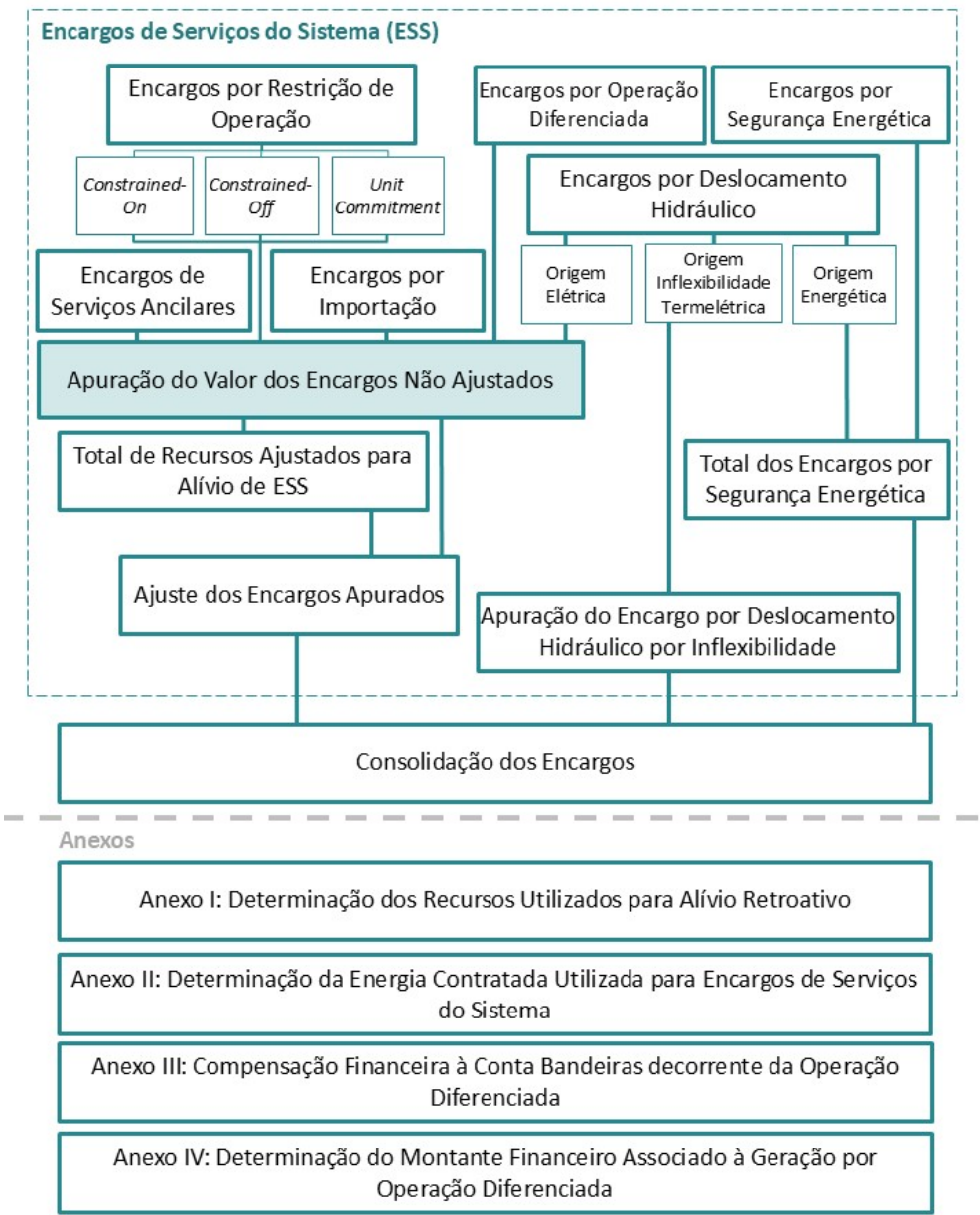
## 2.7. Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

**Objetivo:**

Identificar os valores preliminares em reais por MWh para pagamento dos encargos de serviços do sistema às usinas que recebem esses montantes.

**Contexto:**

A apuração do valor dos encargos a ser aplicado aos agentes leva em conta o total de encargos de serviços do sistema, exceto os Encargos por Segurança Energética, e o total de consumo em que incidem esses custos. Esse valor ainda deve sofrer alívio conforme verificado na etapa Ajuste dos Encargos Apurados. A **Figura 16** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 16:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.7.1. Detalhamento da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

O processo de apuração do valor dos encargos não ajustados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

50. Os Encargos de Serviços do Sistema devem ser rateados entre o consumo total atendido pelo SIN. A determinação do Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema depende do perfil do agente na CCEE:

- 50.1. Se o agente pertencer à categoria de distribuição, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Total determinado no Módulo de Regras “Medição Contábil”, expresso por:

$$TRC\_ESS_{a,s,j} = TRC_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 50.2. Caso contrário, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Atendido pelo SIN considerando uma eventual parcela cativa de consumo e os ajustes de consumo entre distribuidores e varejista referentes à agregação de medição dos consumidores livres do varejo e eventuais atrasos na suspensão de fornecimento. O Consumo Atendido pelo SIN verifica a geração de propriedade do agente, deduzindo essa parcela de geração de seu(s) ponto(s) de consumo. O Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema é expresso, nessa condição, por:

$$TRC\_ESS_{a,s,j} = \max \left( 0; \left( \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC\_SIN_{c,j} \right) - TRC\_CAT\_CL_{a,s,j} + TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j} - TRC\_AGREG\_DIS\_A_{a,s,j} \right. \\ \left. + TRC\_AGREG\_VAR_{a,s,j} + TRC\_ATR\_SUSP\_DIS\_A_{a,s,j} - TRC\_ATR\_SUSP\_CL_{a,s,j} \right)$$

Onde:

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$RC\_SIN_{c,j}$  é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente “a”, Consumidor Livre, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_AGREG\_DIS\_A_{a,s,j}$  é o Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_AGREG\_VAR_{a,s,j}$  é o Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_ATR\_SUSP\_DIS\_A_{a,s,j}$  é o Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_ATR\_SUSP\_CL_{a,s,j}$  é o Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 50.2.1. O Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional deve considerar a parcela de geração de propriedade do agente, pois, conforme estabelecido no parágrafo único do Art 59 do Decreto nº 5163, par fins de pagamento dos Encargos de Serviço do Sistema, o autoprodutor equipara-se ao consumidor na parcela de seu consumo líquido, calculado pela expressão a seguir:

$$RC_{SIN_{c,j}} = \max \left( 0; RC_{c,j} - \sum_p \left( (G_{p,j} + GFT_{p,j} + FLUXO_{MRE_{p,j}}) * PG_{ALOC_{p,c,j}} \right) \right)$$

Onde:

$RC_{SIN_{c,j}}$  é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$FLUXO_{MRE_{p,j}}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$PG_{ALOC_{p,c,j}}$  é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina "p", para a parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

- 50.2.1.1. O Percentual de Geração Alocada da usina para atendimento à carga estabelece a proporção horária de alocação de geração que cada parcela de carga possui, com base no percentual de direito de alocação do agente. No caso do agente Varejista, tal percentual deve se limitar aos agentes representados que possuam participação no respectivo empreendimento de geração, garantindo que os demais representados não usufruam indevidamente de uma energia que não possuam direito, conforme expressão abaixo:

(I) No caso de agente **Varejista**:

$$PG_{ALOC_{p,c,j}} = PGDA_{V_{\alpha, rp, p}} * \frac{RC_{AL_{c,j}}}{\sum_{c \in CP\_ALFA\_RP} RC_{AL_{c,j}}}$$

$\forall "c" \in "rp", \text{modelada sob algum perfil do agente Varejista } " \alpha "$

(II) Para os demais agentes:

$$PG_{ALOC_{p,c,j}} = PGDA_{\alpha, p} * \frac{RC_{AL_{c,j}}}{\sum_{c \in CP\_ALFA\_AGP} RC_{AL_{c,j}}}$$

$\forall "c", \text{modelada sob algum perfil do agente } " \alpha "$

Onde:

$PG_{ALOC_{p,c,j}}$  é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina "p", para a parcela de carga "c", por período de comercialização "j"

$PGDA_{V_{\alpha, rp, p}}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista "α", vinculado ao representado "rp", que possui propriedade da parcela de usina "p"

$RC_{AL_{c,j}}$  é o Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"

$PGDA_{\alpha, p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente "α", da parcela de usina "p"

"CP\_ALFA\_RP" é o conjunto de parcelas de cargas "c", modeladas nos perfis pertencentes ao agente Varejista "alfa", vinculadas ao representado "rp", que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina "p"

"CP\_ALFA\_AGP" é o conjunto de parcelas de cargas "c", modeladas nos perfis pertencentes ao agente "alfa", que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina "p"

51. O ONS deverá informar à CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, para cada restrição de operação ocorrida, a lista de usinas impactadas e o tipo de restrição considerando a forma de rateio que deve ser aplicada para os consumidores.
52. Os Seguintes agrupamentos de submercados são utilizados tanto para o cálculo do Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação (incluindo as restrições por unit commitment) quanto para o cálculo do Valor dos Encargos de Outros Serviços Ancilares:

Tabela 1 - Subsistemas

Agrupamentos (SUB_SS)		
SE	S-SE	S-SE-NE
S	N-NE	S-SE-N
NE	SE-NE	SE-NE-N
N	SE-N	SIN

- 52.1. O Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados em cada submercado “s” por período de comercialização “j”, em R\$/MWh, é expresso por:

$$VE_{RO\_SUBSIS\ s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{p \in RO\_SS} (ENC\_REST\_UNIT_{p,j} + ENC\_CONST\_ON_{p,j} + ENC\_CONST\_OFF_{p,j})}{\sum_{s \in SUB\_SS} TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

Onde:

$VE_{RO\_SUBSIS\ s,j}$  é o Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados devido à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“RO\_SS” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, sujeitas a uma restrição de operação do tipo multi-submercados cujo custo deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS” no período de comercialização “j”

“SUB\_SS” é o conjunto submercados “s” compreendidos no agrupamento em que ocorreu a restrição de operação

#### Importante:

O conjunto “SUB\_SS” considerado na expressão deverá ser o mesmo atribuído a parcela de usina “p” pelo ONS.

53. O Valor do Encargo de Compensação Síncrona relaciona a soma dos encargos de compensação síncrona apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_{CS\ s,j} = \frac{\sum_{p \in s} ENC\_CS_{p,j}}{\sum_{a \in s} TRC\_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

$VE_{CS\ s,j}$  é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

54. O Valor do Encargo de Importação relaciona a soma dos encargos de importação apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE_{IMP\ s,j} = \frac{\sum_p (ENC\_IMP_{p*,j})}{\sum_a \sum_s (TRC\_ESS_{a,s,j})}$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_IMP_{s,j}$  é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_IMP_{p*,j}$  é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 54.1. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas relaciona os encargos de serviços ancilares devido às usinas que prestaram os serviços, com o consumo dos agentes que são responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE\_OSA\_USI_{s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{p \in PSA\_SS} ENC\_OSA_{p,m}}{\sum_{s \in SUB\_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_OSA\_USI_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“PSA\_SS” é o conjunto de usinas “p” cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS”

“SUB\_SS” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

- 54.2. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores relaciona os encargos de serviços ancilares referentes à implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção, com o consumo dos agentes responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE\_OSA\_DCON_{s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{a \in DCSA\_SS} RSEP\_D_{a,m}}{\sum_{s \in SUB\_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_OSA\_DCON_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$RSEP\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento ao Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP) ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de Apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“DCSA\_SS” é o conjunto de agentes distribuidores ou consumidores cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS”

“SUB\_SS” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

### Importante:

Para cada usina ou agente que prestou serviços ancilares, o valor do conjunto “SUB\_SS” considerado para determinar o rateio dos pagadores que devem cobrir o seu custo, é informado pela Aneel. Quando esse dado não for informado, será considerado o SIN como agrupamento de submercados.

55. O Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS relaciona o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_SALDO_{s,j} = \frac{PAG\_SALDO\_ESS_m}{\sum_{s \in SIN} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

VE\_SALDO<sub>s,j</sub> é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado "s", por período de comercialização "j"

PAG\_SALDO\_ESS<sub>m</sub> é o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração "m"

TRC\_ESS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

56. O Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico relaciona a soma dos encargos de deslocamento elétrico apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_DH\_ELE_{s,j} = \frac{\sum_p (ENC\_DH\_ELE_{p,j})}{\sum_a \sum_s (TRC\_ESS_{a,s,j})}$$

$\forall j \in m$

Onde:

VE\_DH\_ELE<sub>s,j</sub> é o Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico no submercado "s", no período de comercialização "j"

ENC\_DH\_ELE<sub>p,j</sub> é o Encargo de Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

TRC\_ESS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

57. O Valor do encargo por submercado, associado a redução de Resposta da Demanda, correspondente ao valor incremental, que será rateado entre todos os consumidores do SIN, sendo determinado pela seguinte expressão:

$$VE\_RD_{s,j} = \frac{\sum_{o \in S} \sum_a V\_REC\_H\_RD_{a,rv,o,s,j}}{\sum_{s \in SIN} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}}$$

$\forall s$

Onde:

VE\_RD<sub>s,j</sub> é o Valor do encargo associado à redução de Resposta da Demanda para repasse em forma de encargos de serviços do sistema para os consumidores no submercado "s", por período de comercialização "j"

V\_REC\_H\_RD<sub>a,rv,o,s,j</sub> é o Valor Horário a ser recebido pela Redução de Resposta da Demanda para cada perfil de agente ofertante "a", associado ao produto "rv", para a oferta "o", por submercado "s", por período de comercialização "j"

TRC\_ESS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

58. O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados é um valor em R\$/MWh, que consolida os valores apurados em apenas uma informação por submercado e período de comercialização, incluindo a parcela de valores associada às ofertas despachadas do programa de RD com preços superiores ao PLD, rateados conforme consumo de referência para fins de ESS, conforme expressão abaixo:

$$VE\_ESS_{s,j} = VE\_OSA\_DCON_{s,j} + VE\_CS_{s,j} + VE\_RO\_SUBSIS_{s,j} + VE\_SALDO_{s,j} + VE\_DH\_ELE_{s,j} + VE\_RD_{s,j}$$

Onde:

VE\_ESS<sub>s,j</sub> é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados no submercado "s", por período de comercialização "j"

VE\_OSA\_DCON<sub>s,m</sub> é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado "s", no período de comercialização "j"



VE\_CS<sub>s,j</sub> é o Preço do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

VE\_RO\_SUBSIS<sub>s,j</sub> é o Preço dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

VE\_SALDO<sub>s,j</sub> é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

VE\_DH\_ELE<sub>s,j</sub> é o Valor de Encargo de Deslocamento Elétrico no submercado “s”, no período de comercialização “j”

VE\_RD<sub>s,j</sub> é o Valor do encargo associado à redução de Resposta da Demanda para repasse em forma de encargos de serviços do sistema para os consumidores no submercado “s”, por período de comercialização “j”

#### Importante:

O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados submercados (VE\_ESS) não consta o encargo referente a reserva de potência operativa, visto o tratamento distinto para fins de rateio.

59. O Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa determina o valor a ser pago para cada MWh consumido pelo agente consumidor, considerando o rateio de todos os valores a serem recebidos pelas usinas que prestam tal serviço pelo consumo mensal líquido do SIN, entre todos os submercados:

$$VE\_RESPOP_m = \frac{\sum_p \sum_{j \in m} ENC\_RESPOP_{p,j}}{\sum_a TRC\_SEG\_ENER_{a,m}}$$

Onde:

VE\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

ENC\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

TRC\_SEG\_ENER<sub>a,m</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”



## 2.7.2. Dados de Entrada da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

ENC_CONST_ON <sub>p</sub>	<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>	
	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_CONST_OFF <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>	
	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_CS <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Compensação Síncrona</b>	
	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina "p", no período de comercialização "j", por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_DH_ELE <sub>p,j</sub>	<b>Encargo de Deslocamento Elétrico</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina hidrelétrica "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_IMP <sub>p*,j</sub>	<b>Encargo por Importação do intercâmbio de energia</b>	
	Descrição	Encargo de Importação de energia pago ao comercializador importador referente à parcela de usina virtual "p*", criada para representar a Importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_RESPOP <sub>p,j</sub>	<b>Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_REST_UNIT <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment</b>	
	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

ENC_OSA <sub>p,m</sub>	Encargo por Outros Serviços Ancilares	
	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
FLUXO_MRE <sub>p,j</sub>	Cálculo dos Ajustes Totais do MRE	
	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
G <sub>p,j</sub>	Geração Final da Usina	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFT <sub>p,j</sub>	Geração Final de Teste da Usina	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PGDA <sub>α,p</sub>	Percentual de Geração Destinada ao Agente	
	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente “α”, da parcela de usina “p”, que corresponde ao percentual de participação do agente no respectivo ativo de geração.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Anexo I - Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PGDA_V <sub>α,rp,p</sub>	Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista	
	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente Varejista “α”, vinculado ao representado “rp”, da parcela de usina “p”, que corresponde ao percentual de participação do representado no respectivo ativo de geração
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Anexo I - Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS</b>		
<b>PAG_SALDO_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Anexo II – Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Reconciliado da Carga</b>		
<b>RC<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo no Ambiente Livre</b>		
<b>RC_AL<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP</b>		
<b>RSEP_D<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição</b>		
<b>TRC_AGREG_DIS_A<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo Total Agregado a ser Abatido do Perfil de Agente de Distribuição “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

TRC_AGREG_VAR <sub>a,s,j</sub>	Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada	
	Descrição	Consumo Total Agregado no Perfil Varejista de Medição Simplificada “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_ATR_SUSP_CL <sub>a,s,j</sub>	Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão	
	Descrição	Consumo Total a ser Abatido do Consumidor ou Representante Varejista pelo Atraso de Suspensão, do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_ATR_SUSP_DIS_A <sub>a,s,j</sub>	Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão	
	Descrição	Consumo Total a ser Acrescido à Carga do Perfil de Agente de Distribuição pelo Atraso de Suspensão, referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_CAT_CL <sub>a,s,j</sub>	Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído ao consumidor livre, “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
V_REC_H_RD <sub>a,rv,o,s,j</sub>	Valor Horário a ser recebido pelo agente que participa da Redução de Resposta da Demanda	
	Descrição	Valor Horário a ser recebido pela Redução de Resposta da Demanda para cada perfil de agente ofertante “a”, associado ao produto “rv”, para a oferta “o”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Resposta da Demanda (Custo da Redução de Resposta da Demanda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.7.3. Dados de Saída da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

TRC_ESS <sub>a,s,j</sub>	<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j" baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_ESS <sub>s,j</sub>	<b>Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado</b>	
	Descrição	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_RESPOP <sub>m</sub>	<b>Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_OSA_USI <sub>p,j</sub>	<b>Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas</b>	
	Descrição	Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_OSA_DCON <sub>p,j</sub>	<b>Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores</b>	
	Descrição	Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_IMP <sub>p,j</sub>	<b>Valor dos Encargos de Importações</b>	
	Descrição	Valor dos Encargos de Importações no submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

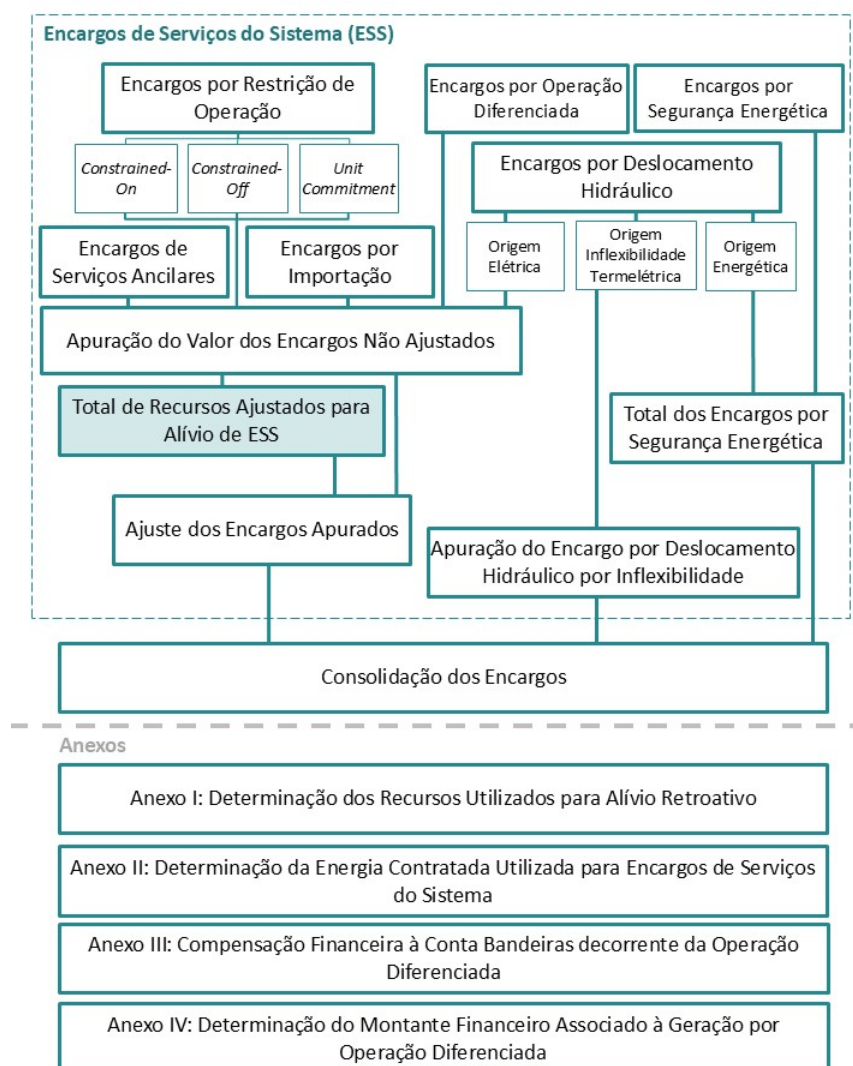
## 2.8. Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

### Objetivo:

Calcular o montante financeiro de recursos disponível para alívio de encargos de serviços do sistema.

### Contexto:

Esta etapa consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema. Esses recursos são utilizados para ajuste dos valores dos encargos calculados na etapa anterior, reduzindo o montante de encargos a serem rateados pelos consumidores de energia do SIN. A **Figura 17** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 17:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.8.1. Detalhamento do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

O processo de cálculo do total de recursos ajustados para alívio de encargos de serviços do sistema é composto pelos seguintes comandos e expressões:

60. Serão utilizados para o alívio dos Encargos de Serviços do Sistema os seguintes recursos:

- Penalidade de Medição;
- Multa por Falta de Combustível;
- Multa pelo não aporte de Garantias Financeiras;
- Multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo;
- Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente; e
- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico).

61. O Total de Penalidades para Abatimento dos ESS é composto pela soma dos montantes financeiros efetivamente pagos pelos agentes a título de (i) penalidades pela não geração de energia por falta de combustível, (ii) penalidades associadas à coleta de dados de medição, (iii) penalidades por inobservância do aporte de garantias financeiras, nos termos dos Procedimentos de Comercialização vigentes, e (iv) multa por inadimplência na liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo. O Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS é expresso por:

$$TDP\_ESS_{a,m} = \sum_{k \in AKP} (MFEP\_PMED_{a,m,k} + MFEP\_FC_{a,m,k} + MFEP\_MGFIN_{a,m,k} + MFEP\_INAD_{a,m,k})$$

Onde:

$TDP\_ESS_{a,m}$  é o Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MFEP\_PMED_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP\_FC_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP\_MGFIN_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à inobservância do aporte de garantias financeiras apurada no mês "k"

$MFEP\_INAD_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativa à inadimplência no mês "k"

"AKP" é o conjunto de penalidades de cada perfil de agente "a", a serem aplicadas no mês de apuração "m", referentes às penalidades apuradas nos meses "k"

62. O Total das Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS consolida o Total de Penalidades para Abatimento dos ESS, por mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$TPAP\_ESS_m = \sum_a (TDP\_ESS_{a,m})$$

Onde:

$TPAP\_ESS_m$  é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"

$TDP\_ESS_{a,m}$  é o Total de Demais Penalidades para Abatimento do ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

63. O Efeito de Importação de energia corresponde à somatória dos valores referente aos custos por importação e o excedente financeiro de importação, tais valores são revertidos em benefício da conta de Encargos de Serviços de Sistemas - ESS, sendo expresso por:

$$E\_IMP_{a,m} = EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m} + V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m}$$

Onde:

$E\_IMP_{a,m}$  é o Efeito de Importação de energia do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m}$  é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 63.1. A soma do Excedente financeiro total referente ao valor verificado dos custos por razão de importação, identifica o excedente financeiros a ser pagos pelo agente no mês vigente, expresso por:

$$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (EXCD\_FIN\_IMP_{p*,j})$$

Onde:

$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EXCD\_FIN\_IMP_{p*,j}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

- 63.2. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelo agente no mês vigente em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p*,j})$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m}$  é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p*,j}$  é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética Total da parcela de usina virtual substituta “p\*”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 63.2.1. O valor referente aos custos por razão de importação total, identifica os montantes totais financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p*,j} = V\_CUSTO\_IMP\_A_{p*,j} + V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p*,j}$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p*,j}$  é o Valor referente aos Custos por razão de Importação energética Total da parcela de usina virtual substituta “p\*”, no período de comercialização “j”

$V\_CUSTO\_IMP\_A_{p*,j}$  é a Valoração do Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p*,j}$  é a Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação

- 63.2.1.1. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_A_{p*,j} = \sum_{p \in PSUB} V\_CUSTO\_IMP_{p,p*,j}$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_A_{p*,j}$  é a Valoração de Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

$V\_CUSTO\_IMP_{p,p*,j}$  é a Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, referente a geração da parcela de usina virtual “p\*”, no período de comercialização “j”

“PSUB” é o conjunto de usinas que foram substituídas para realização da importação

“p\*” é a parcela de usina virtual que representa a Importação



64. O Recurso proveniente de Importação do intercâmbio de energia corresponde à somatória dos valores referente aos custos por importação, e o excedente financeiro de importação, tais valores são revertidos em benefício da conta de Encargos de Serviços de Sistemas - ESS, expresso por:

$$REC\_IMP_m = \sum_a E\_IMP_{a,m}$$

Onde:

$REC\_IMP_m$  é o Recurso proveniente de Importação de energia no mês de apuração "m"

$E\_IMP_{a,m}$  é o Efeito de Importação de energia do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

65. O Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS considera os recursos remanescentes oriundos do tratamento das exposições em função das eventuais diferenças de preços entre os submercados, os montantes residuais de meses anteriores, além das penalidades utilizadas para alívio de ESS. Esse montante mensal é utilizado para determinar o ajuste nos valores apurados na etapa anterior e é expresso por:

$$TRDA\_ESS_m = TRU\_ESS_m + TPAP\_ESS_m + \max(0; SF\_MA_m - ADDC\_SF\_MA_m) + REC\_IMP_m$$

Onde:

$TRDA\_ESS_m$  é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração "m"

$TRU\_ESS_m$  é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração "m"

$TPAP\_ESS_m$  é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"

$SF\_MA_m$  é a Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração "m"

$ADDC\_SF\_MA_m$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração "m"

$REC\_IMP_m$  é o Recurso proveniente de Importação de energia no mês de apuração "m"

### Representação Gráfica



Figura 18: Composição do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

## 2.8.2. Dados de Entrada do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

EXCD_FIN_IMP_M <sub>a,m</sub>	<b>Excedente Financeiro de Importação de energia total</b>	
	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MFEP_FC <sub>a,m,k</sub>	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível</b>	
	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por energia não gerada por falta de combustível apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MFEP_INAD <sub>a,m,k</sub>	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP</b>	
	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo, apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MFEP_MGFIN <sub>a,m,k</sub>	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras</b>	
	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por inobservância do aporte de garantias financeiras de acordo com o estabelecido em Procedimentos de Comercializado, apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SF_MA <sub>m</sub>	<b>Sobra Financeira do Mês Anterior</b>	
	Descrição	Montante financeiro referente à sobra do excedente financeiro apurado no mês anterior "m-1", sob gestão da CCEE em conta corrente específica, que retorna no mês de apuração "m" ao processo de contabilização, ajustado pelo resultado de aplicação além da própria movimentação financeira no período. Eventual saldo remanescente da CONER, findo os prazos dos CERs, será acrescido nesta conta corrente
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição</b>		
<b>MFEP_PMED<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade associada ao processo de coleta de medição pela CCEE apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>		
<b>TRU_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS</b>		
<b>V_CUSTO_IMP<sub>p,p*,j</sub></b>	Descrição	Valoração do Custo da diferença de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", referente a geração da usina virtual "p*", criada para representar a importação, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo de energia de Importação Sem Substituição</b>		
<b>V_CUSTO_IMP_SS<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Encargo aplicado ao comercializador responsável pela Importação que ocorreu Sem Substituição de usina termoeletrica, sendo ocasionado pela não entrega de todo o montante definido pelo ONS referente a parcela de usina virtual "p*", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor referente aos Custos por razão de Importação energética</b>		
<b>V_CUSTO_IMP_M<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde aos Custos por razão de Importação energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.8.3. Dados de Saída do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

REC_IMP <sub>m</sub>	Recurso proveniente de Importação do intercâmbio de energia	
	Descrição	Corresponde ao total dos montantes recebíveis de encargos por razão de importação de energia apurados no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EXCD_FIN_IMP <sub>p,j</sub>	Excedente Financeiro de Importação de energia	
	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p*”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
E_IMP <sub>a,m</sub>	Efeito de Importação de energia	
	Descrição	Efeito de Importação de energia do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TDP_ESS <sub>a,m</sub>	Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS	
	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente às demais penalidades destinadas para abatimento de ESS. São incluídos nestas penalidades, os montantes pagos referentes às penalidades de medição, energia não gerada por falta de combustível, as penalidades pagas pelo não aporte das garantias financeiras calculadas e a multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRDA_ESS <sub>m</sub>	Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS	
	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração “m” para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
V_CUSTO_IMP_A <sub>p*,j</sub>	Valoração do Custo Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS	
	Descrição	Valoração Total das diferenças de energia entre a Importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina virtual “p*”, criada para representar a importação, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

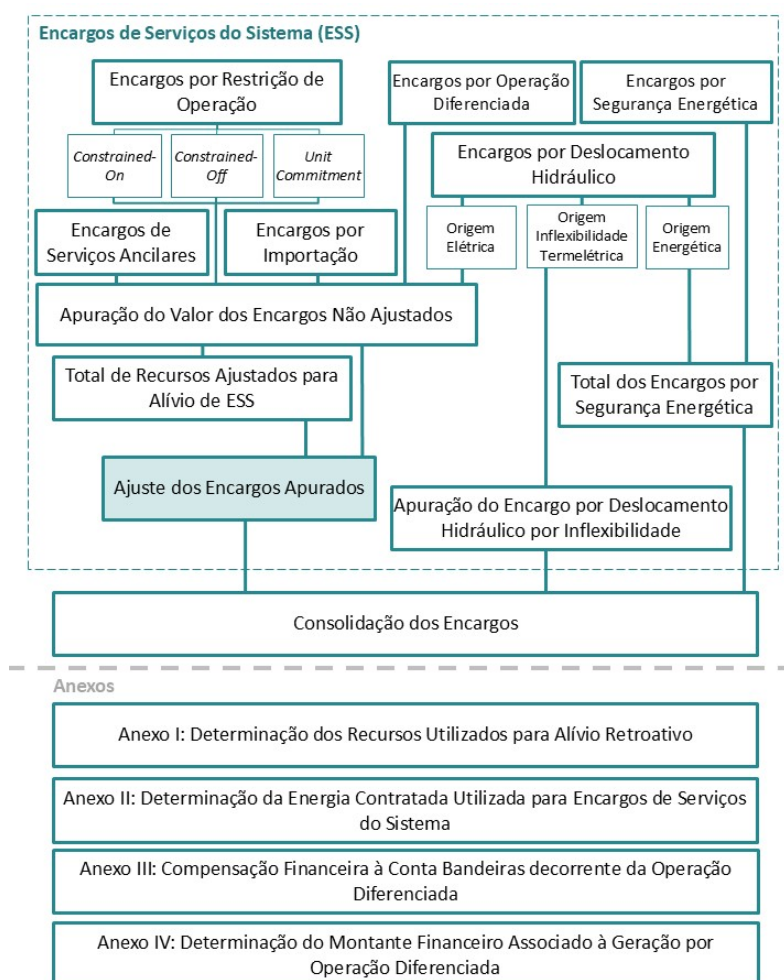
## 2.9. Ajuste dos Encargos Apurados

### Objetivo:

Ajustar os valores de encargos apurados em função dos recursos disponíveis para alívio.

### Contexto:

O valor dos encargos ajustados corresponde ao valor em R\$/MWh efetivamente aplicado à contabilização dos agentes para composição do pagamento de encargos associados às usinas afetadas por restrições de operação, despachadas por razão de segurança energética e/ou que prestam serviços ancilares ao sistema. A **Figura 19** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**Figura 19:** Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.9.1. Detalhamento do Ajuste dos Encargos Apurados

O processo de cálculo do ajuste dos encargos apurados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

66. O Total de Encargos de Serviços do Sistema indica o valor em reais a ser pago aos geradores por ESS. O Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema (expresso em termos de energia) multiplicado pelo Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, expresso em R\$/MWh, incluindo o encargo para

atendimento da reserva de potência operativa, somado ao Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização e sobras financeiras para alívio despesas futuras para fins de recontabilização, fornece o Total de Encargos de Serviços do Sistema, conforme expressão abaixo:

$$T_{ESS_m} = \sum_s \sum_{j \in m} \left( \left( \sum_a TRC_{ESS_{a,s,j}} \right) * (VE_{ESS_{s,j}} + VE_{IMP_{s,j}} + VE_{OSA_{USI_{s,j}}}) \right) + \sum_a TRC_{SEG\_ENER_{a,m}} \\ * VE_{RESPOP_m} + \sum_a TAR_{ENC\_RECONT_{a,m}} + SFM_{FUT\_RECONT_m}$$

Onde:

$T_{ESS_m}$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"

$TRC_{ESS_{a,s,j}}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE_{ESS_{s,j}}$  é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, no submercado "s", por período de comercialização "j"

$VE_{IMP_{s,j}}$  é o Valor dos Encargos de Importações no submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE_{OSA_{USI_{s,j}}}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE_{RESPOP_m}$  é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

$TRC_{SEG\_ENER_{a,m}}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAR_{ENC\_RECONT_{a,m}}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM_{FUT\_RECONT_m}$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m".

- 66.1. O alívio retroativo não é reprocessado em recontabilizações onde houve sobra futura, assim é necessário garantir que sejam mantidos os mesmos efeitos percebidos na contabilização do mês de apuração. O valor referente ao encargo de meses passados já aliviados na contabilização é incluído no total de encargos de serviços do sistema do mês recontabilizado, a fim de serem considerados nos montantes passíveis de alívio:

*Se  $SFM_{FUT\_RECONT_m} > 0$ , então;*

$$TAR_{ENC\_RECONT_{a,m}} = TAR_{ENC_{a,m,u-1}}$$

*Caso contrário:*

$$TAR_{ENC\_RECONT_{a,m}} = 0$$

Onde:

$TAR_{ENC\_RECONT_{a,m}}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAR_{ENC_{a,m}}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM_{FUT\_RECONT_m}$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"

"m" representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de "m-12" a "m-1"

"u-1" refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração "m", anterior ao processamento "u"

67. O ajuste dos valores de encargos depende da relação entre o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS e o Total de Encargos Passíveis de Alívio:

- 67.1. Caso o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS seja suficiente para atender o Total de Encargos de Serviços do Sistema, então os Encargos de Serviços do Sistema são iguais à zero.

- 67.2. Os valores dos Encargos de Serviços do Sistema podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_ESS_{s,j} = VE\_ESS_{s,j} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

VA\_ESS<sub>s,j</sub> é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado “s”, no período de Comercialização “j”

VE\_ESS<sub>s,j</sub> é o Preço dos Demais Encargos de Serviços do Sistema, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

- 67.2.1. O Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema considera Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS em relação ao Total de Encargos de Serviços do Sistema por meio da seguinte expressão:

$$F\_AJUSTE\_ESS_m = \max \left( 0; \frac{T\_ESS_m - TRDA\_ESS_m}{T\_ESS_m} \right)$$

Onde:

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

T\_ESS<sub>m</sub> é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

TRDA\_ESS<sub>m</sub> é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

- 67.3. Os valores dos Encargos de Reserva de Potência Operativa podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_RESPOP_m = VE\_RESPOP_m * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

VA\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

VE\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”.

- 67.4. Os valores dos Encargos de Importação podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_IMP_{s,j} = VE\_IMP_{s,j} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

VA\_IMP<sub>s,j</sub> é o Valor Ajustado dos Encargos de Importação do submercado “s”, no período de comercialização “j”

VE\_IMP<sub>s,j</sub> é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, no período de comercialização “j”

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

- 67.5. Os valores dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_OSA\_USI_{s,j} = VE\_OSA\_USI_{s,j} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

VA\_OSA\_USI<sub>s,j</sub> é o Valor Ajustado dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas do submercado “s”, no período de comercialização “j”

VE\_OSA\_USI<sub>s,j</sub> é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

68. O valor do Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} = TAR\_ENC\_RECONT_{a,m} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_ENC\_RECONT_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_AJUSTE\_ESS_m$  é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

69. O valor da Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m} = \left( SFM\_FUT\_RECONT_m * \frac{\sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j})}{\sum_a \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j})} \right) * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

$SFM\_FUT\_RECONT\_A_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”



2.9.2. Dados de Entrada do Ajuste dos Encargos Apurados

SFF_FUT_RECONTm	Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização	
	Descrição	Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_ESSa,s,j	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j” baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_SEG_ENERa,m	Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva	
	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRDA_ESSm	Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS	
	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração “m” para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TAR_ENCa,m	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos	
	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VA_RESPOPm	Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado	
	Descrição	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado	
VE_ESS <sub>s,j</sub>	Descrição
	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização “j”, no submercado “s”, para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade
	R\$/MWh
Fornecedor	
Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)	
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas	
VE_OSA_USI <sub>s,j</sub>	Descrição
	Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade
	R\$/MWh
Fornecedor	
Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)	
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
Valor dos Encargos de Importações	
VE_IMP <sub>s,j</sub>	Descrição
	Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade
	R\$/MWh
Fornecedor	
Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)	
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	

### 2.9.3. Dados de Saída do Ajuste dos Encargos Apurados

T_ESS <sub>m</sub>	<b>Total de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
	Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VA_ESS <sub>s,j</sub>	<b>Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema</b>	
	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VA_OSA_USI <sub>s,j</sub>	<b>Valor Ajustado dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas do Sistema</b>	
	Descrição	Valor Ajustado dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas do submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VA_IMP <sub>s,j</sub>	<b>Valor Ajustado dos Encargos de Importação do Sistema</b>	
	Descrição	Valor Ajustado dos Encargos de Importação do submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_RESPOP <sub>m</sub>	<b>Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SFM_FUT_RECONT_A <sub>a,m</sub>	<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TAR_ENC_RECONT_A <sub>a,m</sub>	<b>Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.10. Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade

**Objetivo:**

Apurar os valores de encargos em função do deslocamento hidráulico por inflexibilidade.

**Contexto:**

Valor de encargos por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade termoeletrica é apurado com base no total de encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade pelo total de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade gerador de ESS. Esse encargo é assumido pelos agentes geradores que originaram o deslocamento. A Figura 20 relacionada esta etapa em relação ao módulo completo:

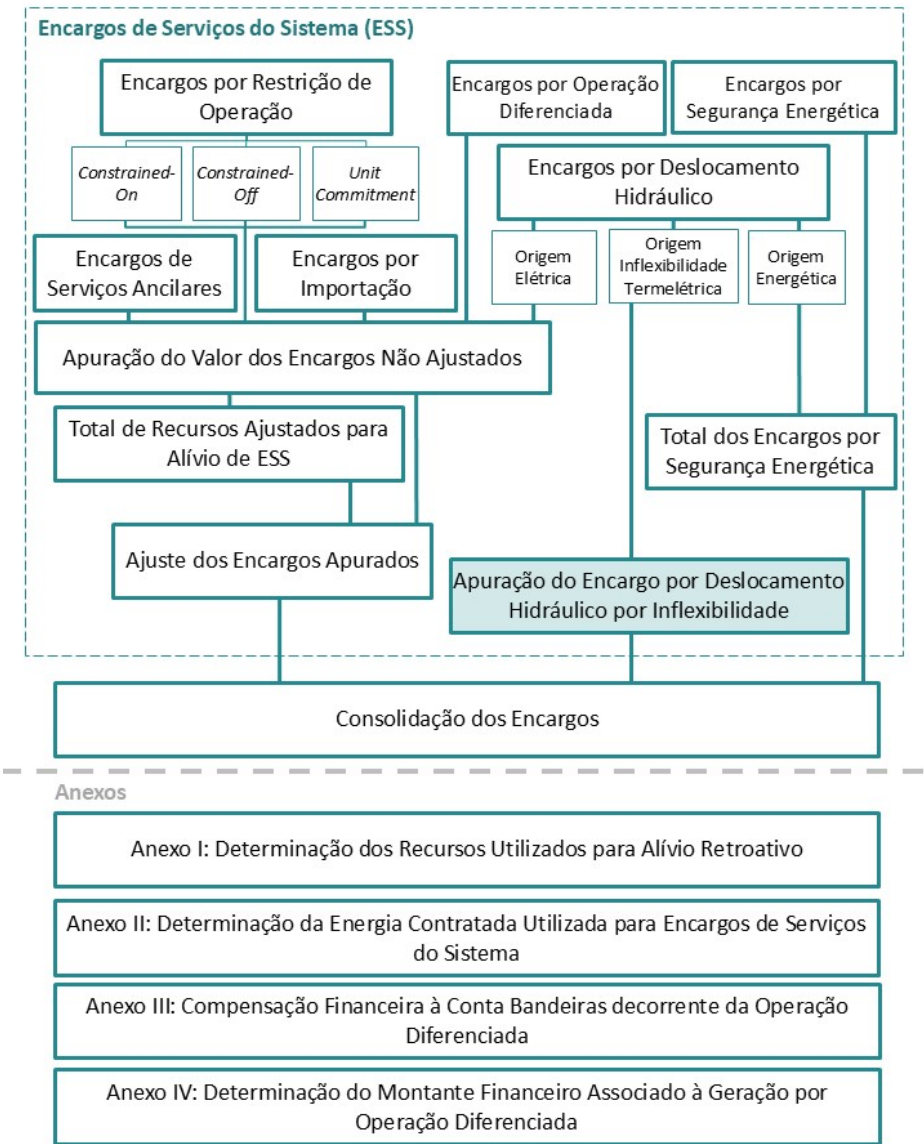


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.10.1. Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade

O processo de cálculo do encargo por deslocamento hidráulico por inflexibilidade é composto pelos seguintes comandos e expressões:

70. O Total de Encargos de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade em um período comercialização é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_ENC\_DH\_INFLEX_j = \sum_{p \in PMRE} (ENC\_DH\_INFLEX_{p,j} + ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j})$$

Onde:

$TOT\_ENC\_DH\_INFLEX_j$  é o Total de Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade no período de comercialização “j”

$ENC\_DH\_INFLEX_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

71. O montante total de energia que deu origem ao encargo de deslocamento hidráulico por inflexibilidade é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_DH\_INFLEX\_ESS_j = \sum_{p \in PMRE} (DH\_INFLEX\_UH_{p,j} + DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j})$$

Onde:

$TOT\_DH\_INFLEX\_ESS_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade Gerador de ESS no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_INFLEX\_REPASSE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE\_DH” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

72. O Valor Ajustado do Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade é determinado a partir da seguinte expressão:

$$VA\_DH\_INFLEX_j = \frac{TOT\_ENC\_DH\_INFLEX_j}{TOT\_DH\_INFLEX\_ESS_j}$$

Onde:

$VA\_DH\_INFLEX_j$  é o Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade no período de comercialização “j”

$TOT\_ENC\_DH\_INFLEX_j$  é o Total de Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade no período de comercialização “j”

$TOT\_DH\_INFLEX\_ESS_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade Gerador de ESS no período de comercialização “j”

## 2.10.2. Dados de Entrada da Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade

<b>DH_INFLEX_UH<sub>p,j</sub></b>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento hidráulico de inflexibilidade de uma usina hidrelétrica da parcela de usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repactuação do Risco Hidrológico (Determinação do Montante de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidráulica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DH_INFLEX_REPASSE_UH<sub>p,j</sub></b>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repactuação do Risco Hidrológico (Determinação do Montante de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidráulica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento de Hidráulico de Inflexibilidade de uma usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX_REPASSE<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.10.3. Dados de Saída da Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade

VA_DH_INFLEX <sub>j</sub>	Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade,	
	Descrição	Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.11. Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética

**Objetivo:**

Totalizar os encargos por segurança energética e definir a forma de rateio desses encargos.

**Contexto:**

O total de encargos por segurança energética é constituído pela soma dos encargos pagos às usinas despachadas por segurança energética e pelos encargos devidos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do despacho fora da ordem de mérito e de importação sem garantia física associada. Esse encargo é assumido pelos agentes de consumo a partir dos critérios estabelecidos nesta etapa das regras de comercialização. A Figura 21 relacionada esta etapa em relação ao módulo completo:

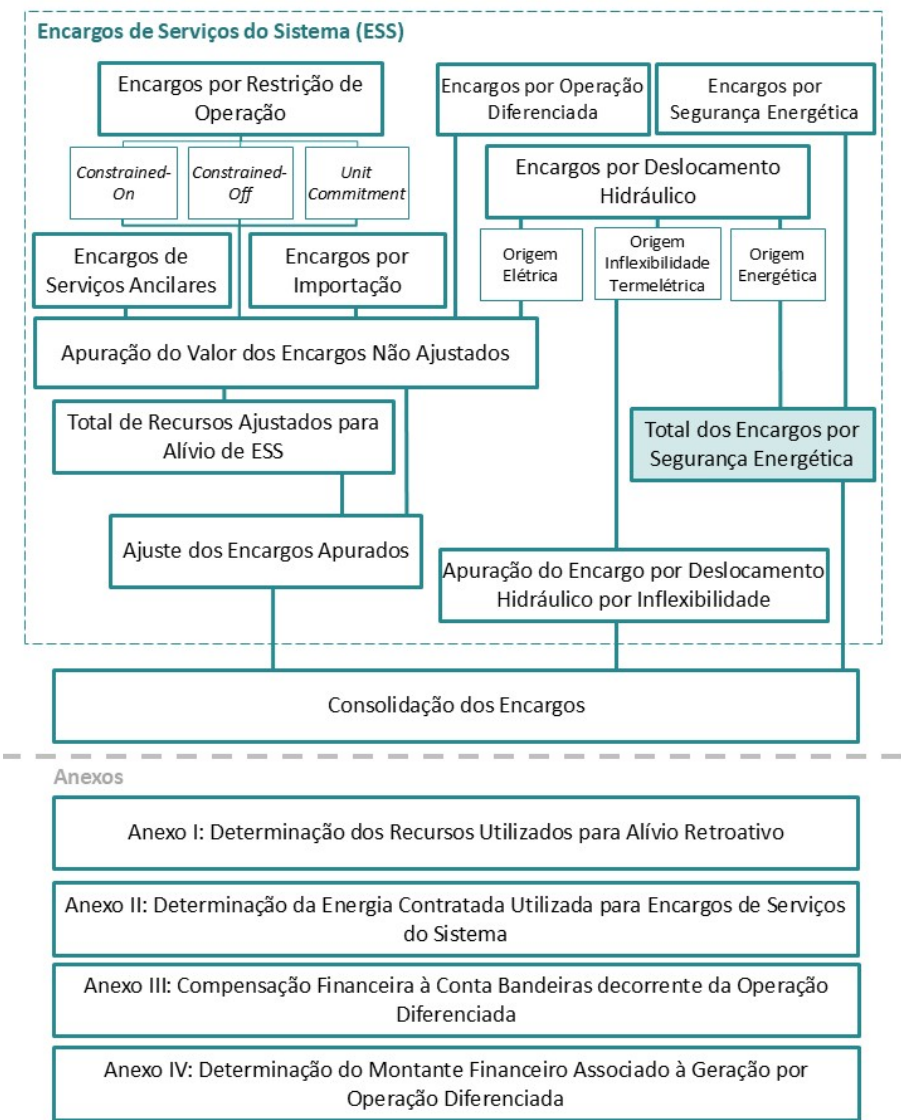


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”



### 2.11.1. Totalização dos Encargos por Segurança Energética

O processo de totalização dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

73. O Total de Encargos por Razão de Segurança Energética indica o valor em reais a ser pago pelos agentes de consumo aos agentes proprietários de usinas termelétricas que geraram por razões de segurança energética e também o valor a ser pago aos agentes proprietários de usinas hidrelétricas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função da geração efetuada fora da ordem de mérito e por importação de energia sem lastro associado. Este valor é obtido pela seguinte expressão:

$$T\_SEG\_ENER_m = \sum_{j \in m} \sum_p (ENC\_SEG\_ENER_{p,j} + ENC\_DH\_ENER_{p,j}) - \sum_a DIF\_ENC\_SUB_{a,m}$$

Onde:

$T\_SEG\_ENER_m$  é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração "m"

$ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$ENC\_DH\_ENER_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$DIF\_ENC\_SUB_{a,m}$  é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

### 2.11.2. Detalhamento do Consumo de Referência para o Rateio de Encargos de Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva

74. Os Encargos por Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva devem ser rateados pelo consumo líquido dos agentes:

$$TRC\_SEG\_ENER_{a,m} = \max \left( 0; \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j} - \sum_p (G\_SEG\_ENER_{p,a,m}) \right)$$

Onde:

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

$G\_SEG\_ENER_{p,a,m}$  é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", atribuída ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 74.1. A Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética é calculada pela soma de toda geração utilizada para o abatimento das cargas, modeladas sobre o respectivo perfil de agente, conforme expressão:

$$G\_SEG\_ENER_{p,a,m} = \sum_{c \in a} G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}$$

Onde:

$G\_SEG\_ENER_{p,a,m}$  é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", atribuída ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}$  é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina "p", em relação a carga "c", no mês de apuração "m"

### 2.11.3. Detalhamento do Valor dos Encargos por Segurança Energética

75. O Valor dos Encargos de Segurança Energética relaciona a soma dos encargos de segurança energética devidos às usinas, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética de todos os agentes no mês, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_SEG\_ENER_m = \frac{T\_SEG\_ENER_m}{\sum_a TRC\_SEG\_ENER_{a,m}}$$

Onde:

$VE\_SEG\_ENER_m$  é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$T\_SEG\_ENER_m$  é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

#### 2.11.4. Dados de entrada da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

<b>ENC_DH_ENER<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_SEG_ENER<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo por Razão de Segurança Energética</b>	
	Descrição	Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	<b>Cálculo dos Ajustes Totais do MRE</b>	
	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação Informações Ajustadas Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final de Teste da Usina</b>	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_SEG_ENER_ATIV<sub>p,c,m</sub></b>	<b>Geração Para Abatimento de Carga de Referência</b>	
	Descrição	Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação das Cotas do PROINFA, do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de contratos do PROINFA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo Total do Agente</b>	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação Informações Ajustadas Consumo e Geração)

Valores Possíveis	Positivos ou Zero
-------------------	-------------------

2.11.5. Dados de saída da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

T_SEG_ENER <sub>m</sub>	Total de Encargos pelo Despacho por Segurança Energética	
	Descrição	Total de pagamentos devidos às parcelas de usinas em função da produção de energia elétrica associada ao despacho por Segurança Energética, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRC_SEG_ENER <sub>m</sub>	Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva	
	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VE_SEG_ENER <sub>m</sub>	Valor dos Encargos de Segurança Energética	
	Descrição	Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.12. Consolidação dos Encargos

**Objetivo:**

Consolidar os valores a pagar e a receber de agente em função dos encargos apurados no mês.

**Contexto:**

O valor ajustado dos encargos multiplicado pela energia passível de pagamentos de encargos deve ser consolidado, por agente, de modo a compor o resultado da contabilização de cada agente, no mês de apuração. A Figura 21 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

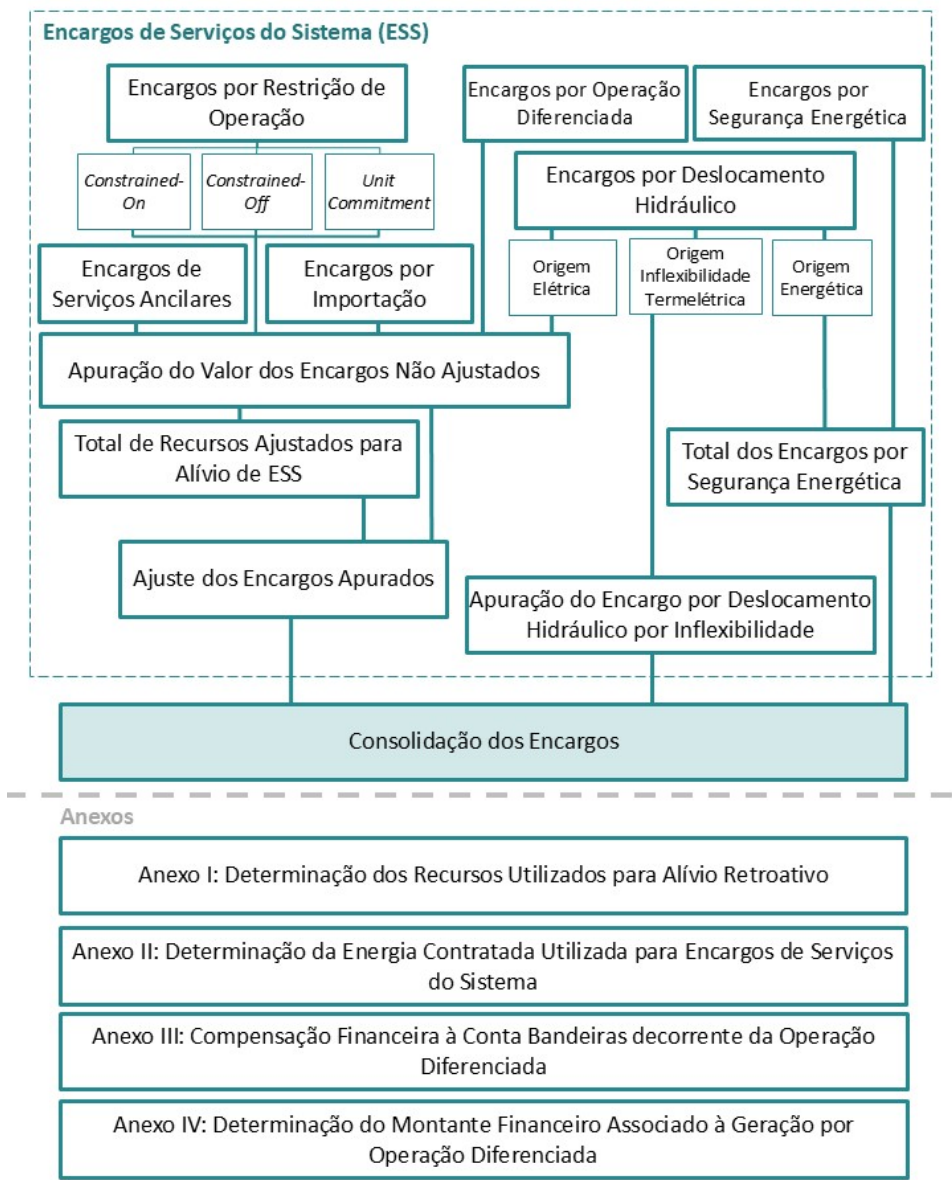


Figura 22 - Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.12.1. Detalhamento da Consolidação dos Encargos

O processo de consolidação dos encargos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### Valores à Receber:

76. O Total de Recebimento por Encargos identifica todos os montantes financeiros de encargos apurados para os perfis de geração e para perfis de consumo, no mês de apuração, incluindo ainda os valores financeiros associados ao programa estrutural de Resposta da Demanda. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos, sendo seu cálculo dado pela expressão:

$$RECEBIMENTO\_ENC_{a,m} = RECEBIMENTO\_ENC\_C_{a,m} + RECEBIMENTO\_ENC\_G_{a,m} + R\_ENC\_RD_{a,m}$$

Onde:

RECEBIMENTO\\_ENC<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECEBIMENTO\\_ENC\\_C<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de perfis de Consumo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECEBIMENTO\\_ENC\\_G<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de perfis de Geração do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_RD<sub>a,m</sub> é o Recebimento via Encargos da Redução de Resposta da Demanda do perfil de agente ofertante “a”, no mês de contabilização “m”

- 76.1. O Total de Recebimento por Encargos de perfis de Consumo identifica todos os montantes financeiros de encargos apurados para todas as cargas do agente, sendo seu cálculo expresso por:

$$RECEBIMENTO\_ENC\_C_{a,m} = R\_ENC\_DH\_C_{a,m} + R\_ENC\_OSA\_C_{a,m} + R\_ENC\_RD_{a,m}$$

Onde:

RECEBIMENTO\\_ENC\\_C<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de perfis de Consumo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_DH\\_C<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Consumo, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_OSA\\_C<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Consumo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_RD<sub>a,m</sub> é o Recebimento via Encargos da Redução de Resposta da Demanda do perfil de agente ofertante “a”, no mês de contabilização “m”

77. O Total de Recebimento por Encargos de perfis de Geração identifica todos os montantes financeiros de encargos apurados para as usinas do agente, sendo seu cálculo expresso por:

$$\begin{aligned} RECEBIMENTO\_ENC\_G_{a,m} \\ = R\_ENC\_RO_{a,m} + R\_ENC\_SE_{a,m} + R\_ENC\_CS_{a,m} + R\_ENC\_OSA\_G_{a,m} + R\_ENC\_DH\_G_{a,m} \\ + R\_ENC\_RESPOP_{a,m} + R\_ENC\_IMP_{a,m} + R\_ENC\_G\_OD_{a,m} - DIF\_ENC\_SUB_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

RECEBIMENTO\\_ENC\\_G<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de perfis de Geração do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_RO<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_SE<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_CS<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_OSA\\_G<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Geração do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

R\\_ENC\\_DH\\_G<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Geração do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_RESPOP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$R\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$R\_ENC\_G\_OD_{a,m}$  é o Recebimento via Encargos da Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente ofertante "a", no mês de contabilização "m"

$DIF\_ENC\_SUB_{a,m}$  é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 77.1. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Restrição de Operação identifica os montantes financeiros a serem recebidos, por restrição de operação (*constrained-on e off, e unit commitment*), pelas usinas do agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$R\_ENC\_RO_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC\_CONST\_ON_{p,j} + ENC\_CONST\_OFF_{p,j} + ENC\_REST\_UNIT_{p,j})$$

Onde:

$R\_ENC\_RO_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

- 77.2. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Razão de Segurança Energética identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função da geração verificada a título de segurança energética no mês de apuração, dado pela seguinte expressão:

$$R\_ENC\_SE_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

- 77.3. O Total de Recebimento do Agente por Encargo de Compensação Síncrona identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função do fornecimento ou absorção de energia reativa, no mês de apuração, expresso por:

$$R\_ENC\_CS_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_CS_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

- 77.4. O Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas que atendam ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa no mês:

$$R\_ENC\_RESPOP_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_RESPOP_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_RESPOP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"



$ENC\_RESPOP_{p,j}$  é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

- 77.5. O Total de Recebimento por Encargos de Importação, identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo perfil de agente função da importação de energia:

$$R\_ENC\_IMP_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{p \in a} ENC\_IMP_{p*,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_IMP_{p*,j}$  é o Encargo de Importação do intercâmbio de energia da parcela de usina substituta “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina de energia proveniente de Importação

- 77.6. O Total de Recebimento por Encargos de Geração por Operação Diferenciada identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo perfil de agente em função da geração por operação diferenciada realizada:

$$R\_ENC\_G\_OD_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{p \in a} (ENC\_G\_OD_{p,j}) + ADDC\_R\_OD_{a,m}$$

Onde:

$R\_ENC\_G\_OD_{a,m}$  é o Recebimento via Encargos da Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente ofertante “a”, no mês de contabilização “m”

$ENC\_G\_OD_{p,j}$  é o Encargo de Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ADDC\_R\_OD_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Recebimento de Encargos da Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 77.7. O Total de Ajuste do Agente em função da Substituição de Geração identifica os montantes financeiros relativos à diferença do Custo Declarado associado à produção de energia das usinas substitutas e as que foram substituídas no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$DIF\_ENC\_SUB_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{p*} \sum_{j \in m} DIF\_ENC\_SUB\_H_{p,p*,j}$$

Onde:

$DIF\_ENC\_SUB_{a,m}$  é o Total de Ajuste da Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$DIF\_ENC\_SUB\_H_{p,p*,j}$  é a Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p\*”, por período de comercialização “j”

- 77.1. O Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Consumo identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente pela prestação de serviços ancilares de suas cargas, no mês de apuração, expresso por:

$$R\_ENC\_OSA\_C_{a,m} = RSEP\_D_{a,m}$$

Onde:

$R\_ENC\_OSA\_C_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Consumo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RSEP\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 77.2. O Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Geração identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente pela prestação de serviços ancilares de suas usinas, no mês de apuração, expresso por:

$$R\_ENC\_OSA\_G_{a,m} = \sum_{p \in a} ENC\_OSA_{p,m}$$

Onde:

$R\_ENC\_OSA\_G_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares de perfis de Geração do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

- 77.3. O Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Geração identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas hidrelétricas do MRE em função dos deslocamentos hidráulicos de origem energética, elétrica e/ou de inflexibilidade:

$$R\_ENC\_DH\_G_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC\_DH\_ENER_{p,j} + ENC\_DH\_ELE_{p,j} + ENC\_DH\_INFLEX_{p,j})$$

Onde:

$R\_ENC\_DH\_G_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Geração do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_DH\_ENER_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ENC\_DH\_ELE_{p,j}$  é o Encargo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$ENC\_DH\_INFLEX_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

- 77.4. O Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Consumo identifica o montante financeiro a ser recebido pelo distribuidor em função dos deslocamentos hidráulicos de origem de inflexibilidade:

$$R\_ENC\_DH\_C_{a,m} = ENC\_DH\_INFLEX\_D_{a,m}$$

Onde:

$R\_ENC\_DH\_C_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Consumo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_DH\_INFLEX\_D_{a,m}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repassado ao Distribuidor, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 77.4.1. O Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repassado ao Distribuidor identifica o montante financeiro de deslocamento hidráulico destinado a um distribuidor em virtude do proprietário da usina hidrelétrica ter aderido à Repactuação do Risco Hidrológico do ACR, sendo determinado pela seguinte expressão:

$$ENC\_DH\_INFLEX\_D_{a,m} = \sum_{p \in MRE} \sum_{j \in m} (ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j}) * F\_RVRRH_{a,m}$$

Onde:

$ENC\_DH\_INFLEX\_D_{a,m}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Repassado ao Distribuidor, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ENC\_DH\_INFLEX\_REPASSE_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade de Repasse de uma Usina Hidrelétrica da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_RVRRH_{a,m}$  é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição "a", no mês de referência "m"

- 77.4.2. O Fator de Rateio do Valor de Repasse de Risco Hidrológico do ACR entre os agentes de distribuição é determinado pela seguinte expressão:

$$F\_RVRRH_{a,m} = \frac{\sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}{\sum_{a \in CD} \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}$$

Onde:

$F\_RVRRH_{a,m}$  é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição "a", no mês de referência "m"

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"CD" é a classe de Distribuição

#### Valores à Pagar:

78. O Total de Pagamento do Agente por Encargos no mês de apuração identifica todos os montantes financeiros de encargos a serem pagos pelo agente. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos. O Total de Pagamento do Agente por Encargos é dado pela expressão:

$$PAGAMENTO\_ENC_{a,m} = PAGAMENTO\_ENC\_C_{a,m} + PAGAMENTO\_ENC\_G_{a,m}$$

Onde:

$PAGAMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$PAGAMENTO\_ENC\_C_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Consumo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$PAGAMENTO\_ENC\_G_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Geração do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 78.1. O Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Consumo do Agente no mês de apuração identifica todos os montantes financeiros de encargos a serem pagos pelas cargas do agente, sendo seu cálculo express por:

$$\begin{aligned} PAGAMENTO\_ENC\_C_{a,m} &= P\_ENC\_SE_{a,m} + P\_RESPOP_{a,m} + P\_ENC\_IMP_{a,m} + P\_ESS_{a,m} + P\_OSA\_USI_{a,m} \\ &+ TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} + SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

$PAGAMENTO\_ENC\_C_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Consumo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_RESPOP_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Importação do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_ESS_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_OSA\_USI_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Outros Serviços Ancilares do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m}$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 78.2. O Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Geração do Agente no mês de apuração identifica todos os montantes financeiros de encargos a serem pagos pelas usinas do agente, sendo seu cálculo express por:

$$\begin{aligned} PAGAMENTO\_ENC\_G_{a,m} &= E\_IMP_{a,m} + P\_DH\_INFLEX_{a,m} + E\_G\_OD_{a,m} + TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} \\ &+ SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

$PAGAMENTO\_ENC\_G_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos referentes aos perfis de Geração do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$E\_IMP_{a,m}$  é o Efeito de Importação de energia do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$P\_DH\_INFLEX_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$E\_G\_OD_{a,m}$  é o Efeito da Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TAR\_ENC\_RECONT\_A<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

SFM\_FUT\_RECONT\_Aa,m é a Sobre Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 78.3. O Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema é determinado, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m", pela seguinte expressão:

$$P\_ESS_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j} * VA\_ESS_{s,j})$$

Onde:

P\_ESS<sub>a,m</sub> é o Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TRC\_ESS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

VA\_ESS<sub>s,j</sub> é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado "s", no período de Comercialização "j"

- 78.4. O demonstrativo financeiro da parcela dos Encargos de Serviços do Sistema em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso multiplicado pelo valor unitário do encargo:

$$P\_ESS\_ATR\_SUSP_{ac,a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j} * VA\_ESS_{s,j}) + \left( \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j}) \right) * VA\_RESPOP_m$$

Onde:

P\_ESS\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,m</sub> é a Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

VA\_ESS<sub>s,j</sub> é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado "s", no período de Comercialização "j"

VA\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

- 78.5. O Pagamento dos Encargos por Razão de Segurança Energética será rateado proporcionalmente pelo consumo considerando eventual geração de propriedade da carga, calculado conforme a seguinte expressão:

$$P\_ENC\_SE_{a,m} = TRC\_SEG\_ENER_{a,m} * VE\_SEG\_ENER_m$$

Onde:

P\_ENC\_SE<sub>a,m</sub> é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

VE\_SEG\_ENER<sub>m</sub> é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"

TRC\_SEG\_ENER<sub>a,m</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 78.6. O demonstrativo financeiro da parcela dos Encargos de Segurança Energética em função da assunção pelos agentes conectados do consumo resultante do atraso de suspensão de fornecimento corresponde ao consumo apurado em atraso multiplicado pelo valor unitário do encargo:

$$P\_SE\_ATR\_SUSP_{ac,a,m} = \left( \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ATR\_SUSP_{ac,a,s,j}) \right) * VE\_SEG\_ENER_m$$

Onde:

P\_SE\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,m</sub> é a Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado "ac", relativo ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

TRC\_ATR\_SUSP<sub>ac,a,s,j</sub> é o Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado "ac", do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$VE\_SEG\_ENER_m$  é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"

- 78.7. O Pagamento do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa é determinado para cada perfil de agente conforme seguinte expressão:

$$P\_RESPOP_{a,m} = TRC\_SEG\_ENER_{a,m} * VA\_RESPOP_m$$

Onde:

$P\_RESPOP_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$VA\_RESPOP_m$  é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"

- 78.8. O Pagamento do Encargo de Importação é determinado para cada perfil de agente, conforme seguinte expressão:

$$P\_ENC\_IMP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j} * VA\_IMP_{s,j})$$

Onde:

$P\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Importação do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$VA\_IMP_{s,j}$  é o Valor Ajustado dos Encargos de Importação do submercado "s", no período de comercialização "j"

- 78.9. O Pagamento do Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade é determinado para cada perfil de agente, conforme a seguinte expressão:

$$P\_DH\_INFLEX_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (DH\_INFLEX\_UTE_{p,j} * VA\_DH\_INFLEX_j)$$

Onde:

$P\_DH\_INFLEX_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo de Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$DH\_INFLEX\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica da parcela de usina não hidráulica "p", no período de comercialização "j"

$VA\_DH\_INFLEX_j$  é o Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade no período de comercialização "j"

- 78.10. O Pagamento do Encargo de Outros Serviços Ancilares é determinado para cada perfil de agente, conforme seguinte expressão:

$$P\_OSA\_USI_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j} * VA\_OSA\_USI_{s,j})$$

Onde:

$P\_OSA\_USI_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Outros Serviços Ancilares do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"

$VA\_OSA\_USI_{s,j}$  é o Valor Ajustado do Encargo de Outros Serviços Ancilares por submercado "s", no período de comercialização "j"

79. O Total de Encargos Consolidado identifica o valor a ser pago (**negativo**) ou recebido (**positivo**) a ser agregado ao resultado final da contabilização do agente no mês de apuração a título de Encargos, expresso por:

$$ENCARGOS_{a,m} = RECEBIMENTO\_ENC_{a,m} - PAGAMENTO\_ENC_{a,m}$$

Onde:

$ENCARGOS_{a,m}$  é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RECEBIMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PAGAMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## 2.12.2. Dados de Entrada da Consolidação dos Encargos

DH_INFLEX_UTE <sub>p,j</sub>	<b>Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica</b>	
	Descrição	Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade Associado a uma Usina Termelétrica da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EC_CAR <sub>a,m</sub>	<b>Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética</b>	
	Descrição	Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EC_CAR_TOT <sub>m</sub>	<b>Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética</b>	
	Descrição	Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_CONST_ON <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>	
	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ENC_CONST_OFF <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>	
	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
ENC_CS <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Compensação Síncrona</b>	
	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>ENC_DH_ENER<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Elétrico</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina hidrelétrica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Geração por Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Encargo de Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Geração por Operação Diferenciada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX_REPASSE<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento de Hidráulico de Inflexibilidade de Repasse de uma usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_DH_INFLEX<sub>p,j</sub></b>	<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade</b>	
	Descrição	Encargo de Deslocamento de Hidráulico de Inflexibilidade de uma usina hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENC_OSA<sub>p,m</sub></b>	<b>Encargo por Outros Serviços Ancilares</b>	
	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



ENC_RESPOP <sub>p,j</sub>	<b>Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
ENC_SEG_ENER <sub>p,j</sub>	<b>Encargo por Razão de Segurança Energética</b>	
	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
E_IMP <sub>a,m</sub>	<b>Efeito de Importação de energia</b>	
	Descrição	Efeito de Importação de energia do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
E_G_OD <sub>a,m</sub>	<b>Efeito da Geração por Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Efeito da Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
DIF_ENC_SUB_H <sub>p,p*,j</sub>	<b>Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração</b>	
	Descrição	Diferença no Encargo devido a Substituição de Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, parcela de usina substituída “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
RSEP_D <sub>a,m</sub>	<b>Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP</b>	
	Descrição	Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>R_ENC_RD<sub>a,m</sub></b>	<b>Recebimento de Encargo associado à Redução de Resposta da Demanda</b>	
	Descrição	Recebimento mensal via Encargo por conta de atendimento à produtos de RD do perfil de agente ofertante "a", no mês de contabilização "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Resposta da Demanda (Custo da Redução de Resposta da Demanda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>SFM_FUT_RECONT_A<sub>a,m</sub></b>	<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ADDC_R_OD<sub>a,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Recebimento de Encargos da Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Recebimento de Encargos da Operação Diferenciada do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>ADDC_P_OD<sub>a,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Pagamento de Encargos da Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Pagamento de Encargos da Operação Diferenciada do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>TAR_ENC_RECONT_A<sub>a,m</sub></b>	<b>Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo Total do Agente</b>	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão</b>	
<b>TRC_ATR_SUSP<sub>αc,a,s,j</sub></b>	Descrição
	Consumo Total das Cargas Sinalizadas na Situação de Atraso de Suspensão, do agente conectado “αc”, do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade
	MWh
	Fornecedor
	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
<b>TRC_ESS<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição
	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente, “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”, baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade
	MWh
	Fornecedor
	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva</b>	
<b>TRC_SEG_ENER<sub>a,m</sub></b>	Descrição
	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Fornecedor
	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Unidade
	MWh
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
<b>Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema</b>	
<b>VA_ESS<sub>s,j</sub></b>	Descrição
	Valor ajustado a ser pago, por período de comercialização “j”, no submercado “s” para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade
	R\$/MWh
	Fornecedor
	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
<b>Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
<b>VA_RESPOP<sub>m</sub></b>	Descrição
	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”
	Unidade
	R\$/MWh
	Fornecedor
	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	
<b>Valor Ajustado dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas do Sistema</b>	
<b>VA_OSA_USI<sub>s,j</sub></b>	Descrição
	Valor Ajustado dos Encargos de Outros Serviços Ancilares para Usinas do submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade
	R\$/MWh
	Fornecedor
	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
Valores Possíveis	
Positivos ou Zero	

VA_IMP <sub>s,j</sub>	Valor Ajustado dos Encargos de Importação do Sistema	
	Descrição	Valor Ajustado dos Encargos de Importação do submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
VA_DH_INFLEX <sub>j</sub>	Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico de Inflexibilidade,	
	Descrição	Valor Ajustado do Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Encargo por Deslocamento Hidráulico por Inflexibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

2.12.3. Dados de Saída da Consolidação dos Encargos

ENCARGOS <sub>a,m</sub>	Total de Encargos Consolidado	
	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês “m”, para o perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
F_RVRRH <sub>a,m</sub>	Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR	
	Descrição	Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição “a”, no mês de referência “m”
	Unidade	n.a
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
PAGAMENTO_ENC <sub>a,m</sub>	Total de Pagamentos por Encargos	
	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem pagos por encargos apurados no mês “m”, para o perfil de agente, “a”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
P_ENC_CAR <sub>a,m</sub>	Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética rateada proporcionalmente pela energia comercializada	
	Descrição	Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela rateada proporcionalmente pela energia comercializada, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
P_ENC_ESS <sub>a,m</sub>	Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema	
	Descrição	Informação consolidada dos encargos de serviços do sistema apurados no mês “m”, para o perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
P_ESS_ATR_SUSP <sub>ac,a,m</sub>	Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado	
	Descrição	Parcela dos Encargos de Serviços do Sistema pelo Atraso de Suspensão do Fornecimento do Agente Conectado “ac”, relativo ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
P_ESS_SE_SUSP <sub>ac,a,m</sub>	Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado	
	Descrição	Parcela do Encargo por Razão de Segurança Energética pelo Atraso de Suspensão de Fornecimento do Agente Conectado “ac”, relativo ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

RECEBIMENTO_ENC <sub>a,m</sub>	Total de Recebimento por Encargos	
	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem recebidos por encargos apurados no mês “m”, para o perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
R_ENC_CS <sub>a,m</sub>	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona	
	Descrição	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
R_ENC_DH_G <sub>a,m</sub>	Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Geração	
	Descrição	Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico de perfis de Geração do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

3.1. Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

Objetivo:

Calcular os recursos residuais utilizados no alívio retroativo e ainda sua eventual utilização em futuros ciclos contábeis.

Contexto:

Os recursos financeiros residuais após o alívio dos encargos de serviços do sistema são utilizados para abatimento de exposições e encargos não aliviados nos doze últimos ciclos contábeis. Após esse alívio retroativo, um eventual saldo residual é armazenado para utilização no próximo ciclo contábil. A Figura 23 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

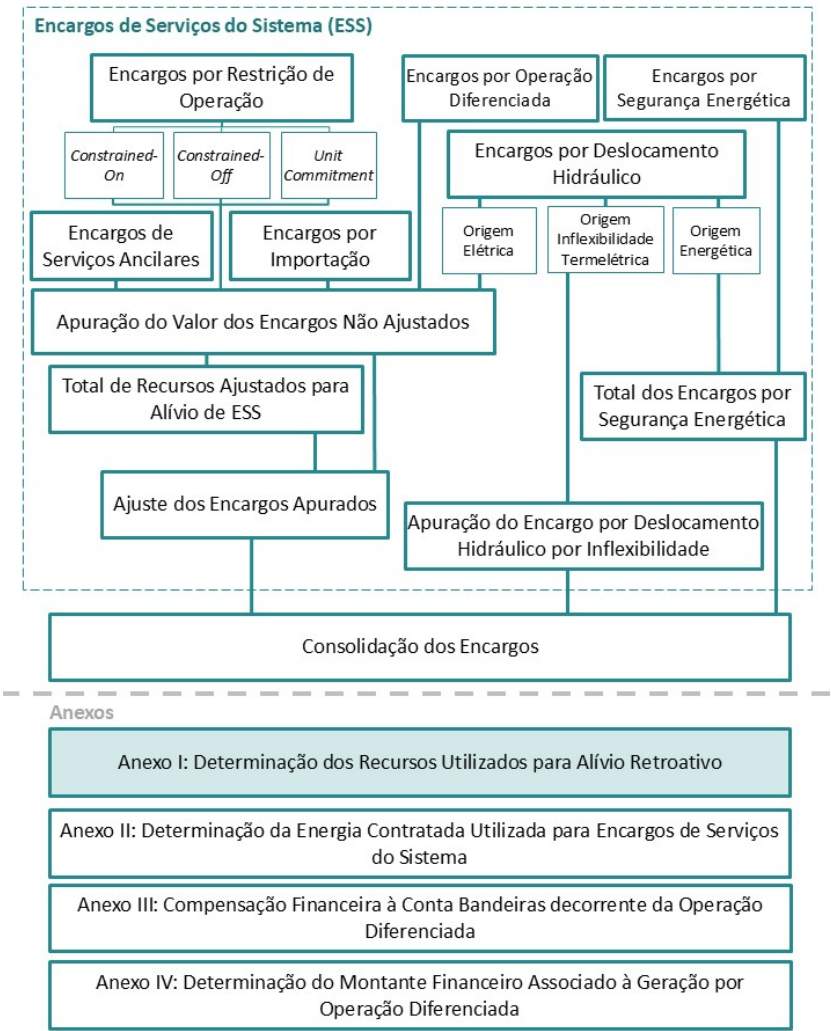


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 3.1.1. Detalhamento da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

80. O processo de cálculo da determinação dos recursos utilizados para alívio retroativo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 80.1. O Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior corresponde ao montante residual entre o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS oriundo do tratamento das exposições em função da diferença de preços entre os submercados e o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração, utilizado para alívio retroativo das doze últimas contabilizações. Em caso de Recontabilização, este acrônimo não é reapurado, assumindo o mesmo valor obtido na contabilização do mês, expresso por:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$RD\_AR12_m = RD\_AR12_{m,u-1}$$

*Caso contrário:*

$$RD\_AR12_m = \max(0; TRU\_ESS_m - T\_ESS_m)$$

Onde:

$RD\_AR12_m$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior, no mês de apuração “m”

$TRU\_ESS_m$  é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

$T\_ESS_m$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

- 80.2. A Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS corresponde à sobra residual de recursos disponível para alívio de ESS descontada ainda a parcela utilizada para alívio das doze últimas contabilizações, este último somente nos processamentos de contabilização, utilizada no próximo ciclo contábil e dada pela expressão:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$SF\_ESS\_FUT_m = \max(0; TRDA\_ESS_m - T\_ESS_m)$$

*Caso contrário:*

$$SF\_ESS\_FUT_m = \max(0; TRDA\_ESS_m - T\_ESS_m - RD\_AR12_m)$$

Onde:

$SF\_ESS\_FUT_m$  é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS no mês de apuração “m”

$TRDA\_ESS_m$  é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

$T\_ESS_m$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$RD\_AR12_m$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

- 80.3. O Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo refere-se ao total de pagamentos referentes aos encargos de serviços do sistema. Desta forma, a expressão que determina o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo por agente no mês de apuração é dada por:

$$TP\_ENC\_AR_{a,m} = P\_ESS_{a,m} + P\_RESPOP_{a,m} + P\_ENC\_IMP_{a,m} + P\_OSA\_USI_{a,m} + TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} + SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m}$$

Onde:

$TP\_ENC\_AR_{a,m}$  é o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_ESS_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”



$P\_RESPOP_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Importação do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_OSA\_USI_{a,m}$  é o Pagamento por Encargos de Outros Serviços Ancilares do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m}$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Os perfis de agente das classes de Importação e Exportação para os meses em que for observado exportação de energia elétrica em caráter interruptível não farão jus ao alívio retroativo do total de seus encargos passíveis de alívio, ou seja, o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo ( $TP\_ENC\_AR_{a,m}$ ) para os referidos meses serão iguais a zero.

### 3.1.2. Dados de Entrada da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

TRDA_ESS <sub>m</sub>	<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS</b>	
	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração "m" para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TRU_ESS <sub>m</sub>	<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>	
	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
T_ESS <sub>m</sub>	<b>Total de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
	Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SFM_FUT_RECONT <sub>m</sub>	<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
SFM_FUT_RECONT_A <sub>a,m</sub>	<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
TAR_ENC_RECONT_A <sub>a,m</sub>	<b>Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização</b>	
	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.1.3. Dados de Saída da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior		
RD_AR12 <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” destinado ao alívio retroativo das exposições financeiras do 12º mês anterior
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS		
SF_ESS_FUT <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesa futuras com ESS
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
Total de Pagamentos de Encargos Passível de Alívio Retroativo		
TP_ENC_AR <sub>a,m</sub>	Descrição	Montante de encargos apurados passível de alívio retroativo, composto pelos encargos de serviços do sistema e os encargos por razão de segurança energética, por agente perfil de agente “a”, calculados no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2. Anexo II – Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargos de Serviços do Sistema

**Objetivo:**

Calcular as horas de geração indisponível para as usinas eólicas, assim como a geração frustrada e a energia contratada utilizados para determinar o montante de encargo por restrição de operação a ser recebido.

**Contexto:**

As usinas eólicas, cuja linha de transmissão externa a usina esteja indisponível por um período superior ao limite determinado pelo regulador, passam a receber, via ESS, pelo montante de geração frustrada limitada ao seu respectivo montante de energia comercializado. A Figura 24 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

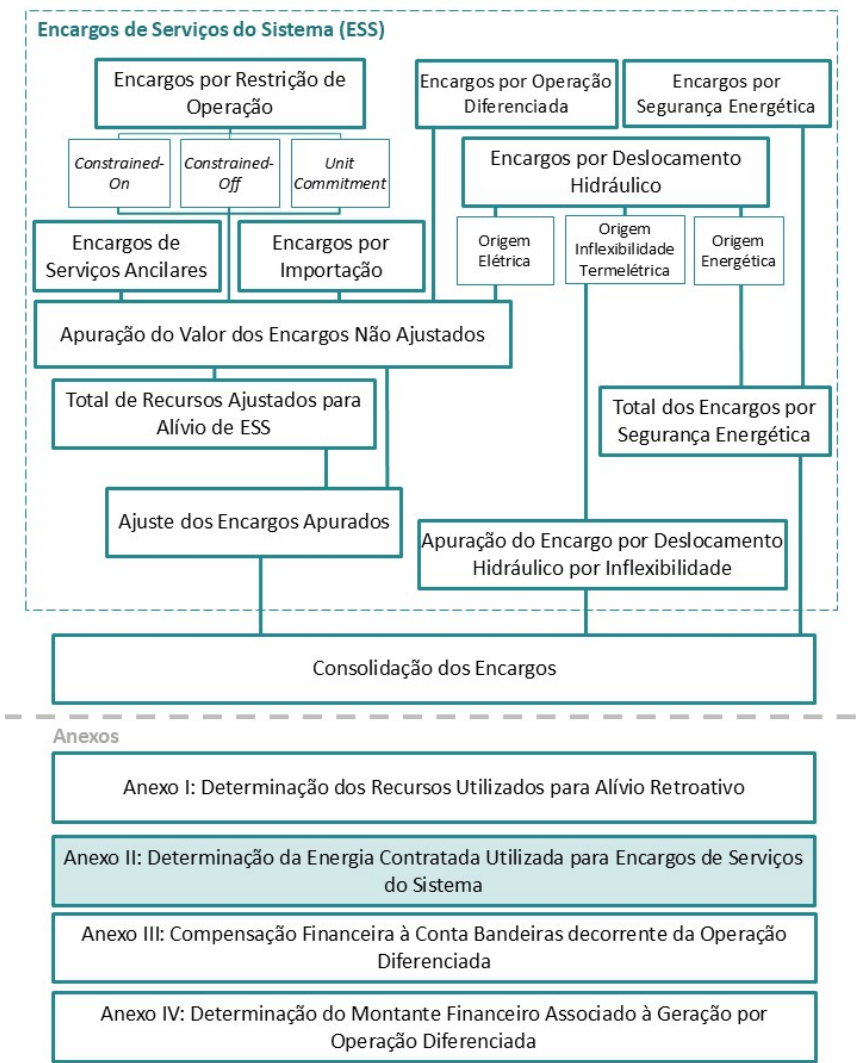


Figura 24: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 3.2.1. Detalhamento do Banco de Horas de Indisponibilidade em função da Transmissão

81. O processo de cálculo da determinação do banco de horas em função da indisponibilidade externa é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- 81.1. A indisponibilidade da linha de transmissão é contabilizada e enviada pelo ONS quando ela é externa a usina impactando a geração, caso contrário a mesma será zero, conforme equação a seguir:

*Se no período de comercialização "j" há evento de constrained-off, indicado pelo ONS, ocasionado por indisponibilidade da linha de transmissão externa à usina, então:*

$$F\_INDISP_{cp,j} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_INDISP_{cp,j} = 0$$

Onde:

$F\_INDISP_{cp,j}$  é o Fator de geração Indisponível em função da transmissão, do conjunto das usinas eólicas "cp", por período de comercialização "j"

82. As horas caracterizadas como indisponíveis pelo ONS são somadas no banco de indisponibilidade em função da transmissão, conforme a seguinte equação:

$$BANCO\_INDISP_{p,j} = \sum_{m \in f} \left( \left( \sum_{j^* \in m} F\_INDISP_{cp,j^*} \right) + ADDC\_F\_INDISP_{p,m} \right)$$

$$\forall p \in cp$$

Onde:

$BANCO\_INDISP_{p,j}$  é o Banco de Indisponibilidade em função da transmissão, da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

$F\_INDISP_{cp,j}$  é o Fator de geração Indisponível em função da transmissão, do conjunto das usinas eólicas "cp", por período de comercialização "j"

$ADDC\_F\_INDISP_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Fator de geração Indisponível, da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

"j\*" se refere aos períodos de comercialização anteriores

### 3.2.2. Detalhamento da Geração Frustrada

83. Inicialmente, se faz necessário apurar a geração frustrada do conjunto de usinas eólicas nos momentos em que a indisponibilidade externa e a geração de referência são maiores que a medição de geração, conforme a seguir:

$$G\_FRUS\_CONJ_{cp,j} = \max \left( 0; G\_REF\_CONJ\_ONS_{cp,j} - \sum_{p \in cp} MED\_G_{p,j} \right)$$

Onde:

$G\_FRUS\_CONJ_{cp,j}$  é a Geração Frustrada do Conjunto das usinas eólicas "cp", por período de comercialização "j"

$G\_REF\_CONJ\_ONS_{cp,j}$  é a Geração de Referência encaminhada pelo ONS do Conjunto das usinas eólicas "cp", por período de comercialização "j"

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"

"cp" conjunto de usinas agregadas pelo ONS

84. A geração frustrada preliminar da usina é calculada individualmente para cada usina eólica do conjunto, conforme a seguir:

$$G_{FRUS\_PRE_{p,j}} = \max(0; G_{REF_{p,j}} - MED_{G_{p,j}})$$

Onde:

$G_{FRUS\_PRE_{p,j}}$  é a Geração Frustrada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{REF_{p,j}}$  é a Geração de Referência da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

85. Em seguida toda a geração frustrada preliminar das usinas eólicas que compõem o conjunto é agregada, conforme a equação:

$$G_{FRUS\_TOT_{cp,j}} = \sum_{p \in cp} G_{FRUS\_PRE_{p,j}}$$

Onde:

$G_{FRUS\_TOT_{cp,j}}$  é a Geração Frustrada Total do Conjunto das usinas eólicas “cp”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_PRE_{p,j}}$  é Geração Frustrada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“cp” conjunto de usinas agregadas pelo nos

86. A geração frustrada total do conjunto é rateada de forma a determinar proporcionalmente o montante de geração frustrada de cada usina pertencente ao conjunto, sendo aplicável apenas para as usinas que ultrapassaram o limite de horas, conforme as seguintes expressões:

*Caso  $BANCO\_INDISP_{p,j} > LIM\_INDISP_f$ , então:*

$$G_{FRUS\_RAT_{p,j}} = G_{FRUS\_CONJ_{cp,j}} * \frac{G_{FRUS\_PRE_{p,j}}}{G_{FRUS\_TOT_{cp,j}}}$$

*Caso contrário:*

$$G_{FRUS\_RAT_{p,j}} = 0$$

Onde:

$BANCO\_INDISP_{p,j}$  é o Banco de Indisponibilidade em função da transmissão, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$LIM\_INDISP_f$  é o Limite de Indisponibilidade regulatório no ano de apuração “f”

$G_{FRUS\_RAT_{p,j}}$  é a Geração Frustrada Rateada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_PRE_{p,j}}$  é a Geração Frustrada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_TOT_{cp,j}}$  é a Geração Frustrada Total do Conjunto das usinas eólicas “cp”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_CONJ_{cp,j}}$  é a Geração Frustrada do Conjunto das usinas eólicas “cp”, por período de comercialização “j”

87. A geração frustrada de cada usina é levada ao centro de gravidade para que as perdas sejam aplicadas, conforme a seguir:

$$G_{FRUS\_PERDAS_{p,j}} = G_{FRUS\_RAT_{p,j}} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$G_{FRUS\_PERDAS_{p,j}}$  é a Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_RAT_{p,j}}$  é a Geração Frustrada Rateada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

88. A geração teórica diz respeito a quantidade de energia que teria sido gerada caso a linha de transmissão externa a usina não estivesse indisponível, conforme a seguir:

$$G_{TEORICA_{p,j}} = G_{p,j} + G_{FRUS\_PERDAS_{p,j}}$$

Onde:

$G_{TEORICA_{p,j}}$  é a Geração Teórica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{FRUS\_PERDAS_{p,j}}$  é a Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

### 3.2.3. Detalhamento da Energia Contratada

89. A geração frustrada passível de recebimento de encargo via ESS é limitada à garantia física da usina, conforme a seguinte equação:

$$ECONT\_ANUAL_{p,f} = \sum_{j \in f} (GF_p * F\_COMERCIAL_{p,j}) * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * \left( \frac{\sum_{j \in f-1} UXP\_GLF_{p,j}}{\sum_{m \in f-1} M\_HORAS_m} \right)$$

Onde:

$ECONT\_ANUAL_{p,f}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Ano em contratos associados à parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de Usina, “p”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade Total de Horas do mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

#### Importante:

Deve ser considerada a garantia física do ano de apuração.

No primeiro ano em vigor da Resolução deve ser considerada o número de horas proporcional (outubro a dezembro).

90. O limitador de geração passível ao recebimento de encargo é atualizado mensalmente descontando a quantidade de energia vendida nos meses anteriores para fins de ESS, conforme a seguir:

*Caso seja o primeiro mês do ano civil, então:*

$$ECONT\_ANUAL\_A_{p,m} = ECONT\_ANUAL_{p,f}$$

*Caso contrário:*

$$ECONT\_ANUAL\_A_{p,m} = ECONT\_ANUAL_{p,f} - \sum_{m \in f} ECONT\_M_{p,m}$$

Onde:

$ECONT\_ANUAL\_A_{p,m}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Ano Atualizada em contratos associados à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ECONT\_ANUAL_{p,f}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Ano em contratos associados à parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$ECONT\_M_{p,m}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”  
“m\*” Conjunto de meses pertencentes ao ano civil de janeiro até m-1.

- 90.1. A quantidade de energia vendida no mês passível de recebimento de ESS considera a geração teórica no limite do saldo disponível, conforme a equação a seguir:

$$ECONT\_M_{p,m} = \min \left( \sum_{j \in m} G\_TEORICA_{p,j}; ECONT\_ANUAL\_A_{p,m} \right)$$

Onde:

$ECONT\_M_{p,m}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G\_TEORICA_{p,j}$  é a Geração Teórica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ECONT\_ANUAL\_A_{p,m}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Ano Atualizada em contratos associados à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

91. Para usinas que possuem Garantia Física, a energia é modulada conforme a geração da usina da seguinte forma:

$$ECONT_{p,j} = ECONT\_M_{p,m} * \frac{G\_TEORICA_{p,j}}{\sum_{j \in m} G\_TEORICA_{p,j}}$$

Onde:

$ECONT_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ECONT\_M_{p,m}$  é a Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G\_TEORICA_{p,j}$  é a Geração Teórica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

92. Para as usinas que não possuem Garantia Física, a energia será calculada conforme a seguir:

$$ECONT_{p,j} = G_{p,j}$$

Onde:

$ECONT_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Vendida no em contratos associados à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”



## 3.2.4. Dados de Entrada da Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargos de Serviços do Sistema

ADDC_F_INDISP <sub>p,m</sub>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Fator de geração Indisponível</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Fator de geração Indisponível, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Hora.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou negativos
F_COMERCIAL <sub>p,j</sub>	<b>Fator de Operação Comercial</b>	
	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
F_PDI_GF <sub>p,f</sub>	<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>	
	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO II – Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivo ou Zero
G <sub>p,j</sub>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_REF <sub>p,j</sub>	<b>Geração de Referência</b>	
	Descrição	Geração de Referência da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
G_REF_CONJ_ONS <sub>cp,j</sub>	<b>Geração de Referência encaminhada pelo ONS</b>	
	Descrição	Geração de Referência encaminhada pelo ONS do Conjunto das usinas eólicas “cp”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

GF <sub>p</sub>	<b>Garantia Física</b>	
	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
LIM_INDISP <sub>f</sub>	<b>Limite de Indisponibilidade regulatório</b>	
	Descrição	Limite de Indisponibilidade regulatório no ano de apuração “f”
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
M_HORAS <sub>m</sub>	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
M_SPD <sub>m</sub>	<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>	
	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
MED_G <sub>p,j</sub>	<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>	
	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
UXP_GLF <sub>p,j</sub>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>	
	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.2.5. Dados de Saída da Determinação da Energia Contratada Utilizada para Encargos de Serviços do Sistema

ECONT <sub>p,j</sub>	Quantidade de Energia Vendida em Contratos	
	Descrição	Quantidade de Energia Vendida no Mês em contratos associados à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
G_FRUS_PERDAS <sub>p,j</sub>	Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas	
	Descrição	Geração Frustrada com as Perdas da rede básica aplicadas, da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.3. Anexo III – Compensação Financeira à Conta Bandeiras decorrente da Operação Diferenciada

#### Objetivo:

Determinar o valor de eventual compensação financeira que usinas, com contratos no Ambiente de Contratação Regulado e que participem do processo de Operação em Condição Diferenciada de usinas termoeletricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional, devam à Conta Bandeiras.

#### Contexto:

A Operação em Condição Diferenciada estabelece que usinas termoeletricas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e contratadas no Ambiente de Contratação Regulado, deverão realizar compensação financeira à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, cujo valor será proporcional e limitado à sua Receita Fixa, caso haja geração nessa modalidade de operação.

Desta forma, este anexo detalha as etapas de cálculo para determinar eventuais compensações à Conta Bandeiras.

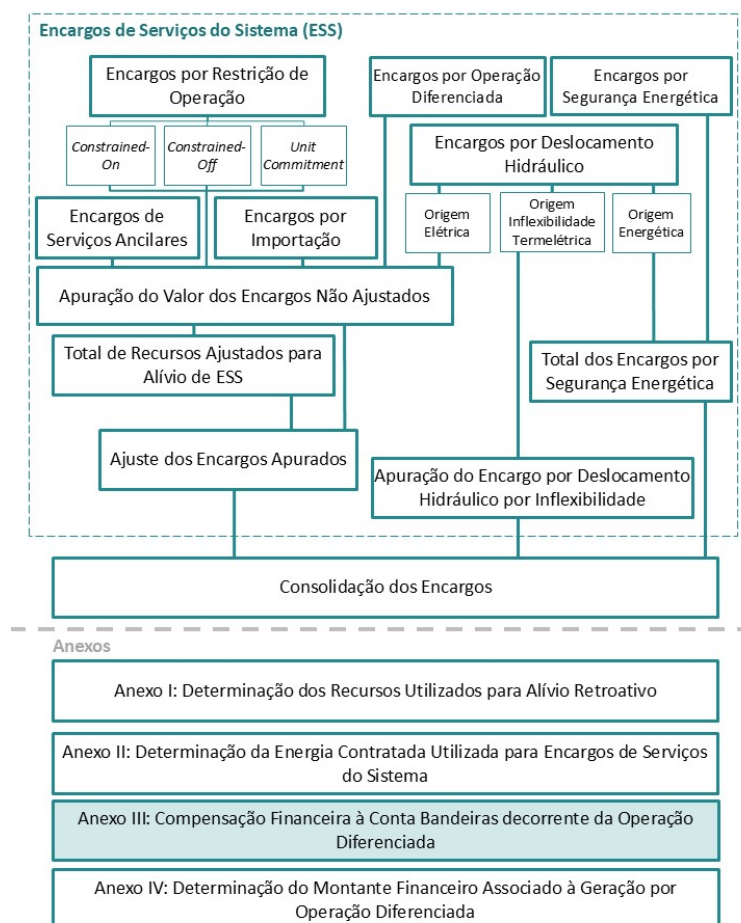


Figura 25: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

#### 3.3.1. Determinação do Valor de Compensação Financeira à Conta Bandeiras

93. O Valor da Compensação Financeira à Conta Bandeiras de uma usina termelétrica, com modalidade de despacho dos tipos I-A ou II-A, participante do processo de Operação Diferenciada e comprometida com Contratos no Ambiente Regulado, é determinado a partir da seguinte expressão:

$$VCCB\_OD_{p,j} = \min \left( 1; \frac{G\_OD\_CB_{p,j}}{\sum_l \sum_t \max (0; (DISP\_OD_{p,t,l,j} - G\_INFLEX_{p,t,l,j}))} \right) * RFCCB\_OD_{p,j}$$

Onde:

VCCB\_OD<sub>p,j</sub> é o Valor de Compensação à Conta Bandeiras Associado à Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

G\_OD\_CB<sub>p,j</sub> é a Geração da Operação Diferenciada Passível de Compensação à Conta Bandeiras da parcela da usina “p”, no período de comercialização “j”

DISP\_OD<sub>p,t,l,j</sub> é a Disponibilidade Vinculada à Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

G\_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

RFCCB\_OD<sub>p,j</sub> é a Receita Fixa de Compensação à Conta Bandeiras Associada à Operação Diferenciada de energia da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

93.1. Para determinar a Geração associada ao processo de Operação Diferenciada Passível de Compensação à Conta Bandeiras, a Geração proveniente do Processo de Operação Diferenciada é multiplicada pelo percentual de comprometimento da usina com a contratação do Ambiente Regulado, conforme expressão abaixo:

$$G\_OD\_CB_{p,j} = G\_OD_{p,j} * \sum_l \sum_t PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

G\_OD\_CB<sub>p,j</sub> é a Geração de Operação Diferenciada Passível de Compensação à Conta Bandeiras da parcela da usina “p” no período de comercialização “j”

G\_OD<sub>p,j</sub> é a Geração de Operação Diferenciada da parcela da usina “p”, por período de comercialização “j”

PCGFP\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

93.2. A Disponibilidade Vinculada à Operação Diferenciada varia com cada leilão em que a usina participou, sendo determinada através das seguintes expressões:

*Para usinas sem obrigação de entrega comprometidas com leilões realizados antes de 2011:*

$$DISP\_OD_{p,t,l,j} = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m}) * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

*Para usinas com obrigação de entrega comprometidas com leilões realizados antes de 2011, usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de dezembro de 2013 em diante e 23º e 24º Leilões de*

*Energia Existente:*

$$DISP\_OD_{p,t,l,j} = DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$$

*Para usinas comprometidas com leilões de energia existente e usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados entre 2011 e dezembro de 2013:*

$$DISP\_OD_{p,t,l,j} = DISP\_MAX_{p,t,l,f}$$

Onde:

DISP\_OD<sub>p,t,l,j</sub> é a Disponibilidade Vinculada à Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

DISP\_MAX<sub>p,t,l,f</sub> é a Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

DISP\_MAX\_APU<sub>p,t,l,f</sub> é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FCmax_{p,t}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “t”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

93.3. A Receita Fixa de Compensação à Conta Bandeiras Associada à Operação Diferenciada, valor utilizado para se determinar o valor de compensação devido pela parcela de usina termoeletrica com modalidade de despacho do tipo I com CVU ou IIA à Conta Bandeiras, é determinada a partir da seguinte expressão:

$$RFCCB\_OD_{p,j} = \frac{\sum_l \sum_t (\sum_e (RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}) + RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m} + RFIX\_DC\_OD_{p,t,l,m})}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$RFCCB\_OD_{p,j}$  é a Receita Fixa de Compensação à Conta Bandeiras Associada à Operação Diferenciada de energia da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC\_OD_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Demais Custos Associados à Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

94. O Total de Compensação à Conta Bandeiras do agente, em função do processo de Operação Diferenciada, é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_VCCB\_OD\_A_{\alpha,m} = \sum_{a \in \alpha} TOT\_VCCB\_OD_{a,m}$$

Onde:

$TOT\_VCCB\_OD\_A_{\alpha,m}$  é o Total de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada do Agente “α”, no mês de apuração “m”

$TOT\_VCCB\_OD_{a,m}$  é o Total de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

94.1. O Total de Compensação à Conta Bandeiras de um perfil de agente, em função do processo de Operação Diferenciada de energia, é determinado a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_VCCB\_OD_{a,m} = \sum_{p \in a} VM\_CCB\_OD_{p,m}$$

Onde:

$TOT\_VCCB\_OD_{a,m}$  é o Total de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VM\_CCB\_OD_{p,m}$  é o Valor Mensal de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

94.2. O Valor Mensal de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada é determinado pela seguinte expressão:

$$VM\_CCB\_OD_{p,m} = \sum_{j \in m} (VCCB\_OD_{p,j}) + ADDC\_VCCB\_OD_{p,m}$$

Onde:

$VM\_CCB\_OD_{p,m}$  é o Valor Mensal de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada da parcela de usina não hidráulica “p”, no mês de apuração “m”

$VCCB\_OD_{p,j}$  é o Valor de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_VCCB\_OD_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $VCCB\_OD$  da parcela de usina “p”, no mês de apuração

### 3.3.2. Dados de Entrada da Compensação Financeira à Conta Bandeiras decorrente da Operação Diferenciada

<b>ADDC_VCCB_OD<sub>p,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do VCCB_OD</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do VCCB_OD da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>CAP_COMP<sub>p</sub></b>	<b>Capacidade Instalada no CCEAR por Disponibilidade</b>	
	Descrição	Capacidade instalada da parcela de usina "p" definida no CCEAR por Disponibilidade
	Unidade	MW
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>DISP_MAX<sub>p,t,l,f</sub></b>	<b>Disponibilidade Máxima Contratual</b>	
	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no ano de apuração "f"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DISP_MAX_APU<sub>p,t,l,f</sub></b>	<b>Disponibilidade Máxima Contratual Apurada</b>	
	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	<b>Fator de Capacidade</b>	
	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina "p" e ano de apuração "f"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_OD<sub>p,i</sub></b>	<b>Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de usinas (Determinação da Geração das usinas térmicas com CVU não nulo e da Geração para atendimento dos Contratos do Ambiente Regulado, exceto CCEAR por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero



<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>	
	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>PC_LEILAO<sub>p,t,l</sub></b>	<b>Percentual da Garantia Física Comprometida com Montantes Vigentes Contratados no Leilão</b>	
	Descrição	Percentual da garantia física da usina "p", comprometida com montantes vigentes contratados no produto "t", do leilão "l"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PCGFP_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>	
	Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>	<b>Taxa de Referência de Interrupções Forçadas</b>	
	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>REF_TEIP<sub>p,m</sub></b>	<b>Taxa de Referência de Interrupções Programas</b>	
	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>RFX_DC_A<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da usina</b>	
	Descrição	Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

<b>Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada aos Demais Custos</b>	
<b>RFX_DC_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º ou do 3º Leilões de Energia Nova)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou zero</p>
<b>Receita Fixa Demais Custos Associados à Operação Diferenciada</b>	
<b>RFX_DC_OD<sub>t,l,e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Receita Fixa Demais Custos Associados à Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou zero</p>
<b>Geração Inflexível</b>	
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Geração Inflexível de cada parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh/h</p> <p><b>Fornecedor</b> Comprometimento de Usinas (ANEXO I – Cálculo da Geração Total do Agente Comprometido com Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

3.3.3. Dados de Saída da Compensação Financeira à Conta Bandeiras decorrente da Operação Diferenciada

Total de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada		
TOT_VCCB_OD <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Compensação à Conta Bandeiras Associado ao Processo de Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.4. Anexo IV – Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada

#### Objetivo:

Calcular o montante financeiro associado à geração proveniente de geração por associação diferenciada.

#### Contexto:

O montante financeiro associado à geração por operação diferenciada não deve participar do processo de rateio da inadimplência da liquidação do mercado de curto prazo, sendo necessário determinar esse montante. A Figura 26 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

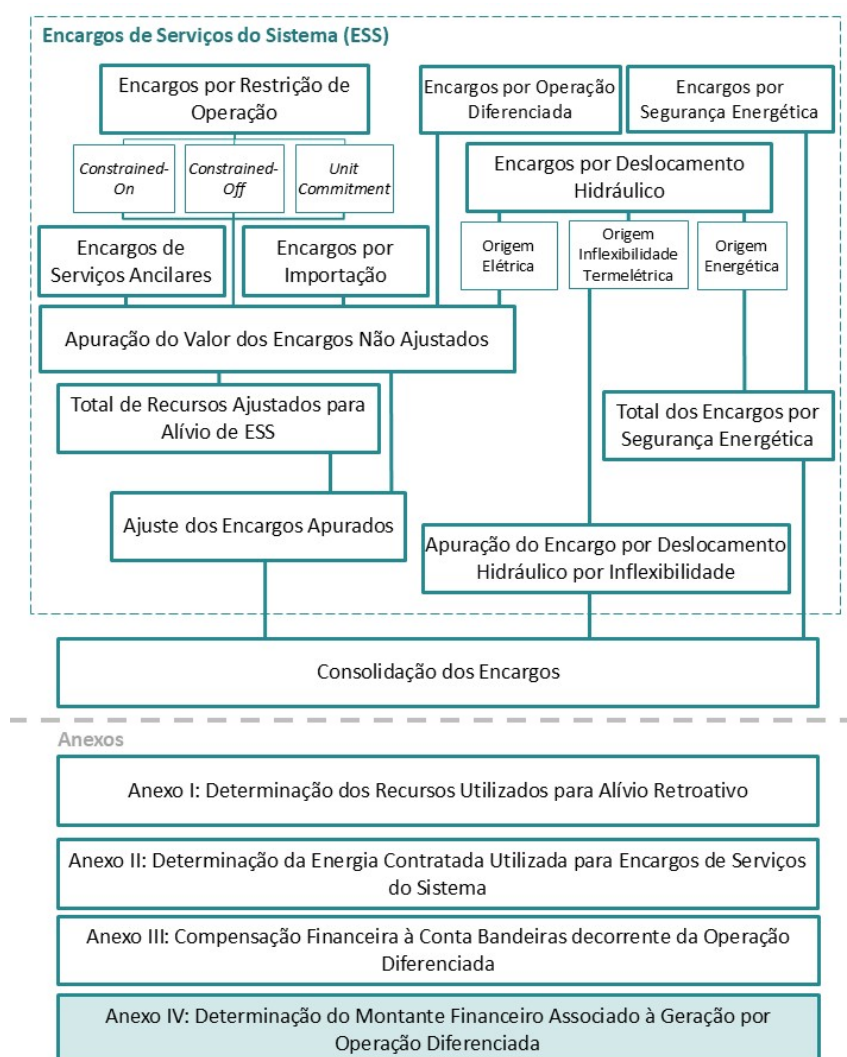


Figura 26: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

#### 3.4.1. Detalhamento da Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada

O cálculo do custo total oriundo do processo de Geração por Operação Diferenciada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

95. O Custo por período de comercialização referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina, é expresso por:

$$CUSTO\_G\_OD_{p,j} = G\_OD_{p,j} * P\_G\_OD_{p,m}$$

Onde:

CUSTO\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Custo referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

G\_OD<sub>p,j</sub> é Geração de Operação Diferenciada de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

P\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

96. O cálculo do Custo Mensal referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina que teve oferta aceita pelo ONS, é expresso por:

$$CUSTO\_M\_G\_OD_{p,m} = \sum_{j \in m} CUSTO\_G\_OD_{p,j}$$

Onde:

CUSTO\_M\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Custo Mensal referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

CUSTO\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Custo referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

97. O cálculo do Valor Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada das parcelas de usinas que tiveram ofertas aceitas no processo de Geração por Operação Diferenciada e que estará isento do rateio da inadimplência no MCP, é expresso por:

$$VF\_G\_OD_{p,m} = \max \left( 0; CUSTO\_M\_G\_OD_{p,m} - \sum_{j \in m} (V\_SANCAO\_G\_OD_{p,j}) \right)$$

Onde:

VF\_G\_OD<sub>p,m</sub> é o Valor Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

CUSTO\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Custo referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

V\_SANCAO\_G\_OD<sub>p,j</sub> é a Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

98. O Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada do agente proprietário de parcelas de usinas que tiveram ofertas aceitas no processo de Operação Diferenciada e que será isento do rateio da inadimplência no MCP, é dado pela seguinte expressão:

$$MF\_G\_OD_{a,m} = \sum_{p \in a} VF\_G\_OD_{p,m}$$

Onde:

MF\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

VF\_G\_OD<sub>p,j</sub> é o Valor Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

### 3.4.2. Dados de Entrada do Anexo V - Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada

<b>G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>P_G_OD<sub>p,m</sub></b>	<b>Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Preço de Oferta de Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>V_SANCAO_G_OD<sub>p,j</sub></b>	<b>Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada</b>	
	Descrição	Valoração da Sanção por Não Entrega da Geração de Operação Diferenciada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Geração por Operação Diferenciada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

3.4.3. Dados de Saída do Anexo V - Determinação do Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada

CUSTO_M_G_OD <sub>p,m</sub>	Custo Mensal referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada	
	Descrição	Custo Mensal referente ao processo de Geração de Operação Diferenciada pago a parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
MF_G_OD <sub>a,mj</sub>	Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada	
	Descrição	Montante Financeiro Associado à Geração por Operação Diferenciada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero