



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico

**PLANO DE GESTÃO DE  
EXCEDENTES DE ENERGIA NA  
REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

**DESENHO DO PLANO PARA  
RESTRICÇÃO DE GERAÇÃO DE USINAS  
DO TIPO III**

## Contextualização

A crescente inserção de recursos energéticos distribuídos (REDs), com especial destaque para a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) no Brasil, vem ocasionando situações de carga líquida<sup>1</sup> mínima nos sistemas elétricos, como também é observado em diversos países. Esse fenômeno ocorre principalmente em dia de forte irradiação solar e temperaturas amenas, quando a carga é reduzida e a contribuição da geração distribuída alcança elevados patamares.

Como resultado, a carga líquida atendida pelo sistema de transmissão reduz significativamente, ao mesmo tempo em que parte das usinas síncronas de grande porte precisa permanecer em operação para prover serviços essenciais como inércia, regulação primária e secundária de frequência, controle de tensão, rampas de potência/flexibilidade e potência de curto-círcuito. Esse fenômeno, que traz a possibilidade de ocorrência de desequilíbrio entre carga e geração, foi o motivo de recentes cartas enviadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

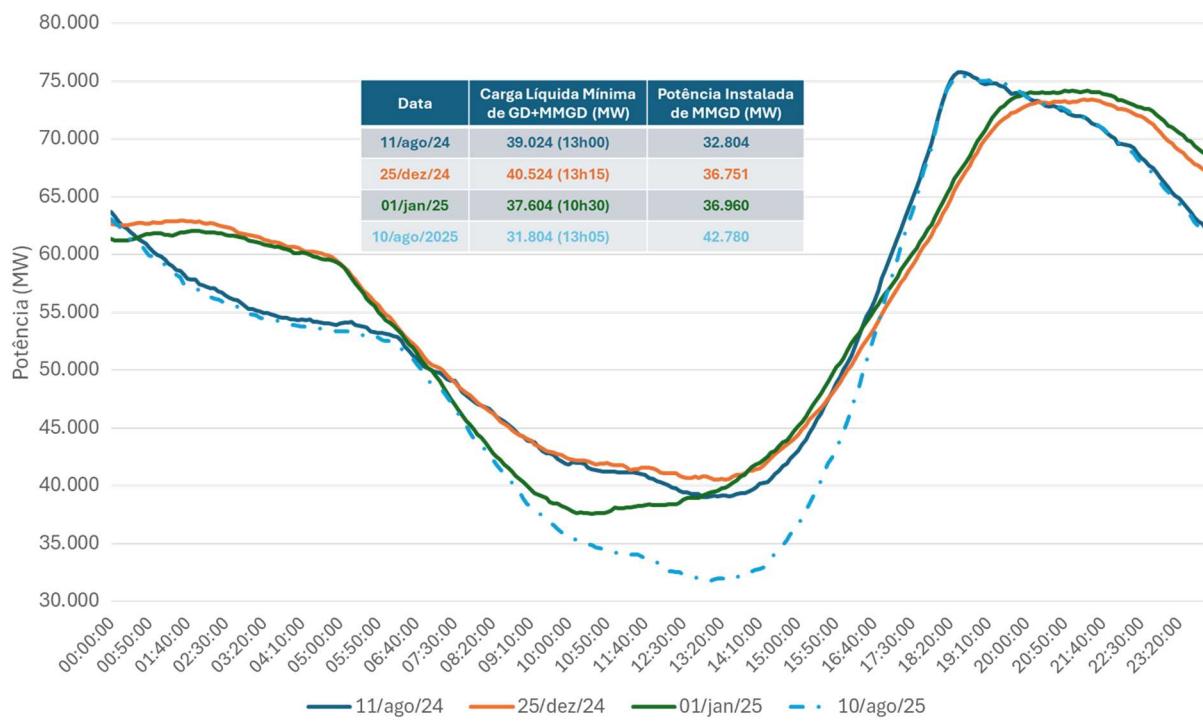
Essas condições de baixa carga líquida podem representar riscos relevantes à manutenção da segurança eletroenergética da operação do SIN. Entre os principais, destacam-se: (i) a restrição da disponibilidade dos atributos tradicionais providos por geradores síncronos convencionais; (ii) a maior vulnerabilidade do sistema frente a perturbações; e (iii) no limite, a possibilidade de blecautes generalizados e de maiores dificuldades para a recomposição do sistema em cenários de elevada penetração de REDs não controláveis.

A Figura 1-1, a seguir, apresenta as curvas de carga líquida para dias críticos na operação em tempo real e uma tabela com os valores de carga líquida mínima verificada e a potência instalada de MMGD nas referidas datas.

---

<sup>1</sup> Carga atendida por usinas supervisionadas pelo ONS.

**Figura 1-1: Curvas de Carga Supervisionada (Carga Líquida de GD+MMGD)**



No Brasil, além desses riscos associados à carga líquida mínima, observa-se que, em 2025, as restrições por razões energéticas já constituem a principal causa do *curtailment* da geração renovável variável. Além disso, conforme estudo técnico realizado pelo ONS para subsidiar o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) no âmbito do Grupo de Trabalho Cortes de Geração (GT *Curtailment*), esse quadro tende a se intensificar nos próximos anos, em grande medida em função da expansão da MMGD. Assim, além de contribuir para o aumento das restrições energéticas, a MMGD, que hoje não dispõe de mecanismos de controle coordenado, passa também a potencializar os riscos associados à carga líquida mínima, tal como já identificado em experiências internacionais.

Considerando que a maior parte da MMGD em operação e prevista está vinculada à modalidade de microgeração e que, até o presente momento, o arcabouço regulatório e técnico é insuficiente para viabilizar o corte coordenado desse montante de geração, torna-se imprescindível o desenvolvimento de um Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, voltado a mitigar riscos crescentes à manutenção da segurança eletroenergética da operação do SIN.

O plano prevê a possibilidade de restrição da geração nas usinas Tipo III<sup>2</sup> em situações em que haja risco de esgotamento dos recursos de redução de geração centralizada para controle de frequência. De acordo com o Submódulo 7.2 vigente nessa data, as usinas Tipo III não possuem programação nem despacho centralizados e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS. Dessa forma, o acionamento será feito através de solicitação do Operador às Distribuidoras, que atuarão nas usinas conectadas em suas áreas de concessão.

---

<sup>2</sup> Conforme submódulo 7.2 (“Classificação de modalidade de operação de usinas”), são consideradas na modalidade de operação Tipo III: (a) Usinas conectadas fora da Rede Básica que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN; ou (b) Empreendimentos de autoprodução conectados na Rede Básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração. (disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.2-PR\\_2020.12.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalgar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.2-PR_2020.12.pdf), acesso em outubro de 2025).

**2****Objetivo**

Estabelecer os procedimentos a serem seguidos pelos Centros de Operação do ONS e dos Agentes, para o gerenciamento emergencial da geração das Usinas do Tipo III, visando o controle da frequência e manutenção da segurança da operação no Sistema Interligado Nacional.

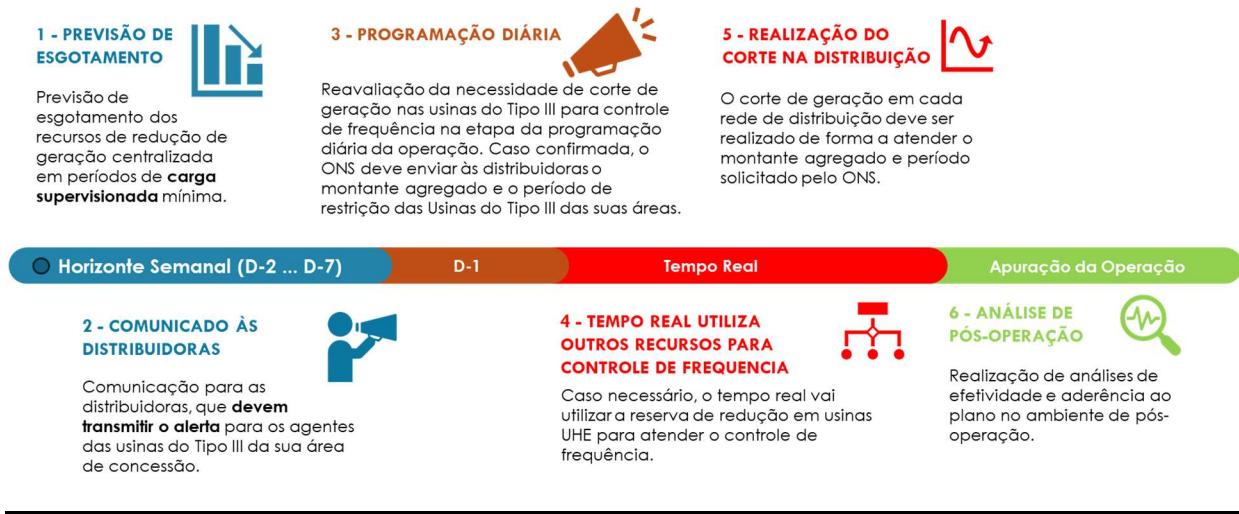
### **3 Considerações Gerais**

O processo de gerenciamento de geração compreende a restrição da geração das usinas classificadas como Tipo III, que não possuem programação nem despacho centralizado e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS. A restrição da geração para o controle da frequência é necessária quando constatada a iminência ou tendência de esgotamento dos recursos de redução da geração de usinas centralizadas em função do desequilíbrio entre carga e geração. Tal restrição torna-se essencial diante do cenário de expansão dos recursos de geração descentralizados, que atualmente não são controláveis e observáveis pela operação em tempo real do ONS. O objetivo principal da medida é evitar a perda de controlabilidade do SIN em cenários de carga líquida demasiadamente reduzida.

Nesse contexto, o plano emergencial de restrição de geração das usinas Tipo III é integralmente estruturado em quatro etapas operacionais, que ainda serão confirmadas e detalhadas: (i) previsão do esgotamento dos recursos de redução de geração centralizada, ao longo da semana, com horizonte de dois a sete dias a frente; (ii) emissão de alerta às distribuidoras, comunicando a possibilidade de execução do Plano nos próximos sete dias; (iii) determinação, na etapa de programação diária, da restrição de geração nas usinas Tipo III e envio da programação para as distribuidoras; e (iv) avaliação, em etapa de pós-operação, do acionamento do plano e dos respectivos montantes de geração efetivamente reduzidos pelas usinas Tipo III em cada área de concessão das distribuidoras. Assim, o Plano se configura como um mecanismo excepcional de operação, para resguardar a segurança do SIN e garantir margens adequadas de regulação às usinas síncronas centralizadas. Na Figura 3-1, a seguir, é apresentada uma síntese das etapas propostas para operacionalização do plano.

Caso seja observado um desvio na previsão de carga mínima durante a operação em tempo real que represente risco para a estabilidade do sistema, o ONS poderá solicitar a restrição das usinas em relação ao valor programado.

**Figura 3-1: Síntese do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição**



**4****Procedimentos para Restrição de Geração das Usinas Tipo III**

Caberá ao ONS, na fase de programação da operação e na operação em tempo real, efetuar a previsão e monitoração da carga líquida mínima, da geração centralizada e descentralizada, e da folga de redução em usinas hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas centralizadas.

**4.1****Folga de redução em usinas hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas centralizadas**

A definição da folga de redução em usinas hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas centralizadas deverá ser detalhada em procedimentos operativos, subsidiando o controle da geração e a manutenção da segurança operativa do SIN, especialmente em situações de baixa demanda, como domingos e feriados, quando há maior risco de excesso de geração em relação à carga líquida mínima.

Ressalta-se que, no caso das usinas hidráulicas, o valor mínimo de geração é dinâmico, pois considera a disponibilidade conjuntural de vazão, dos condicionantes operativos hidráulicos cadastrados, dos requisitos mínimos e as restrições operacionais das máquinas síncronas associadas às usinas hidráulicas despachadas centralizadamente. Além disso, trata-se de uma variável que também é influenciada pelas condições conjunturais de atendimento eletroenergético de um dado dia (carga, transmissão, disponibilidade de recursos de outras fontes etc.), pelos níveis de armazenamento dos reservatórios, pela disponibilidade de máquinas em operação, pela política operativa, entre outros aspectos.

**4.2****Levantamento de Carga Mínima e Geração Prevista****4.2.1**

O ONS faz a previsão e o monitoramento da demanda, da geração centralizada e descentralizada, bem como da folga de redução em usinas hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas centralizadas, com o objetivo de identificar e estimar o excesso de geração em períodos de carga líquida mínima, especialmente aos domingos e feriados.

**4.2.2**

O ONS deve avaliar, com periodicidade semanal, as previsões de carga e de geração centralizada e descentralizada. Tal análise é especialmente importante para avaliar o fechamento do balanço carga x geração aos domingos e feriados,

quando tipicamente são observadas cargas mais baixas, considerando critérios de flexibilidade operacional.

4.2.3 Nas etapas de programação e operação em tempo real, o tratamento para excedentes energéticos segue critérios de redução, conforme constam nas Recomendações e Diretrizes Eletroenergéticas (RDE) do Programa Diário da Operação (PDO), de forma a garantir a adequada coordenação dos recursos de geração, a saber:

- Redução de geração em usinas termelétricas e hidráulicas despachadas centralizadamente (Tipo I e IIA) respeitando condições declaradas e restrições elétricas;
- Manutenção da Folga de Redução;
- Redução de geração em usinas eólicas e solares que não sejam Tipo III;
- Redução de inflexibilidade de usinas termelétricas sem geração de custo adicionais a operação;
- Onde possível, redução de geração em usinas hidráulicas e termelétricas classificadas como Tipo IIB e IIC.

4.2.4 Esgotados os recursos previstos no RDE, a programação diária determinará o acionamento do presente plano para restrição de geração das usinas Tipo III na rede das distribuidoras.

4.2.5 Ressalta-se que esta situação deverá ocorrer especialmente aos domingos e feriados, e que, se não forem adotadas medidas emergenciais, o excedente de geração pode resultar em sobreexigências sustentadas e riscos para a operação do SIN, comprometendo a sua controlabilidade.

4.2.6 Prioritariamente, a folga de redução será alocada em usinas hidráulicas como 2,5% da carga para cumprimento dos requisitos de reserva mínima descritos em Procedimento de Rede. Caso observe-se que a reserva necessária para atender as variações de previsão de carga e geração descentralizada seja superior a este

número, haverá também alocação de reserva nas usinas eólicas e solares centralizadas.

- 4.2.7 O montante necessário para manutenção da folga de redução composta pelas usinas hidráulicas, eólicas e solares centralizadas será dinâmico e seu conceito será indicado em procedimentos operativos.
- 4.2.8 O tempo real fará o monitoramento da carga do sistema e, se necessário, fará utilização da folga de redução para manter a segurança e controlabilidade do sistema elétrico.
- 4.2.9 Ressalta-se que, visando o controle de frequência e a segurança da operação do sistema, o Tempo Real poderá executar ações adicionais de redução de geração em autoprodutores, abertura de vertedouros em UHEs e/ou ações complementares em UTEs que podem acarretar custos adicionais à operação.

#### **4.3 Procedimento de Preparação para Eventual Restrição de Geração das Usinas Tipo III**

- 4.3.1 Caso a avaliação energética, realizada semanalmente, identifique a possibilidade de excedente de geração que implique em necessidade de restrição da geração de usinas Tipo III, o ONS deverá entrar em contato com as distribuidoras para alertá-las sobre a possibilidade de acionamento do plano. Esse alerta deverá ser enviado às distribuidoras o mais breve possível, com antecedência de 7 a 2 dias. A antecedência poderá ser adaptada conforme evolução dessa avaliação. A partir dessas informações, os agentes de distribuição devem comunicar às usinas Tipo III conectadas em sua área de concessão sobre a possibilidade de restrição de geração. Destaca-se que o alerta da programação energética semanal é indicativo e a definição de restrição de geração das usinas Tipo III deve ser realizada na programação diária.
- 4.3.2 Na semana de operação, a partir de informações mais precisas sobre condicionantes operativos hidráulicos de aspecto ambiental e operacional, inflexibilidade e *Unit Commitment* (UC) de usinas térmicas, previsão de demanda e geração e considerando os critérios de redução apresentados no item 4.2.3 a programação diária do ONS reavaliará a necessidade de restrição de geração das usinas Tipo III para controle de frequência no SIN para o dia seguinte.
- 4.3.3 Caso seja constatada a necessidade de restrição de geração das usinas Tipo III para o dia a ser programado, a programação diária deve informar aos agentes de distribuição e ao tempo real do ONS o montante programado de restrição e o

período do dia em que será necessária restrição. A partir dessas informações, os agentes de distribuição devem comunicar às usinas Tipo III conectadas em sua área de concessão sobre a programação de restrição de geração, e os agentes de geração dessas usinas deverão cumprir a programação informada.

- 4.3.4 As distribuidoras devem atender à programação enviada pelo ONS e solicitar a restrição de geração aos agentes geradores das usinas Tipo III sob sua área de concessão.

## 5

### **Procedimento de Rateio da Restrição de Geração das Usinas Tipo III**

A restrição manual de geração das usinas Tipo III para controle de frequência se aplica às redes de distribuição via o Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição. O rateio do montante necessário de restrição de geração das usinas Tipo III deve ser realizado considerando a divisão ponderada da geração prevista em cada rede de distribuição, no instante do comando emitido pelo ONS para efetivação da restrição, conforme equação abaixo:

$$Restrição_A = Restrição_{Total} \times \left( \frac{Geração\ prevista_A}{\sum_{i=1}^n Geração\ prevista_i} \right)$$

em que:

- *Restrição<sub>A</sub>*: Restrição de geração de usinas Tipo III na área de concessão da distribuidora A;
- *Restrição Total*: Valor total da restrição de usinas Tipo III solicitado pelo ONS às distribuidoras para controle de frequência;
- *Geração prevista<sub>A</sub>*: Previsão de geração das usinas Tipo III sob a área de concessão da Distribuidora A;
- *Geração prevista<sub>i</sub>*: Previsão de geração das usinas Tipo III sob a área de concessão da Distribuidora *i*. Ademais, *n* é o número de distribuidoras envolvidas no Plano.

**6****Insumos para Implementação do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição**

A implementação do Plano envolve dois processos, conforme proposto: Programação Semanal e Programação Diária. Para cada um desses processos, serão descritos os aspectos relevantes para a efetiva implantação do Plano de Gestão de Excedentes de Energia, considerando suas particularidades operacionais.

**6.1 Insumos para Operacionalização do Plano na Programação Semanal****6.1.1 Avaliação de insumos e ferramentas que permitam previsões em horizonte semanal;**

O processo será estabelecido de forma estruturada e integrada, contemplando informações provenientes da previsão de carga, da programação mensal e diária da operação, das previsões de geração hidráulica e termelétrica e de variáveis meteorológicas. Essas informações servirão de base para a definição do risco e da probabilidade de acionamento do plano no horizonte semanal. As ferramentas e metodologias associadas a esse processo serão progressivamente aprimoradas, de modo a ampliar a precisão, a confiabilidade e o suporte técnico às decisões operativas. A partir da previsão, será possível estimar possíveis curvas da carga supervisionada. Serão criadas faixas operativas de valores de carga supervisionada que indicarão o grau de risco e incerteza de ocorrência de uma carga mínima no horizonte semanal para a devida comunicação antecipada com as distribuidoras.

A possibilidade de acionamento do plano será definida, ao menos, pelos seguintes patamares de risco: (i) grau verde: baixa ou irrelevante probabilidade de acionamento do plano, (ii) grau amarelo: estado de atenção sobre a possibilidade de acionamento do plano e (iii) grau vermelho: probabilidade alta de acionamento do plano.

**6.1.2 Estruturação do mecanismo de comunicação do alerta para as distribuidoras;**

Esta informação deverá ser divulgada para todas as distribuidoras, de forma a dar ampla divulgação e devida preparação para enfrentar o evento no horizonte especificado.

## 6.2 **Insumos para Operacionalização do Plano na Programação Diária**

6.2.1 Estruturação do mecanismo de comunicação entre programação diária do ONS e distribuidoras;

Deve haver um mecanismo de comunicação padronizado entre o ONS e as distribuidoras participantes, visando garantir o alinhamento das ações previstas na programação diária D-1.

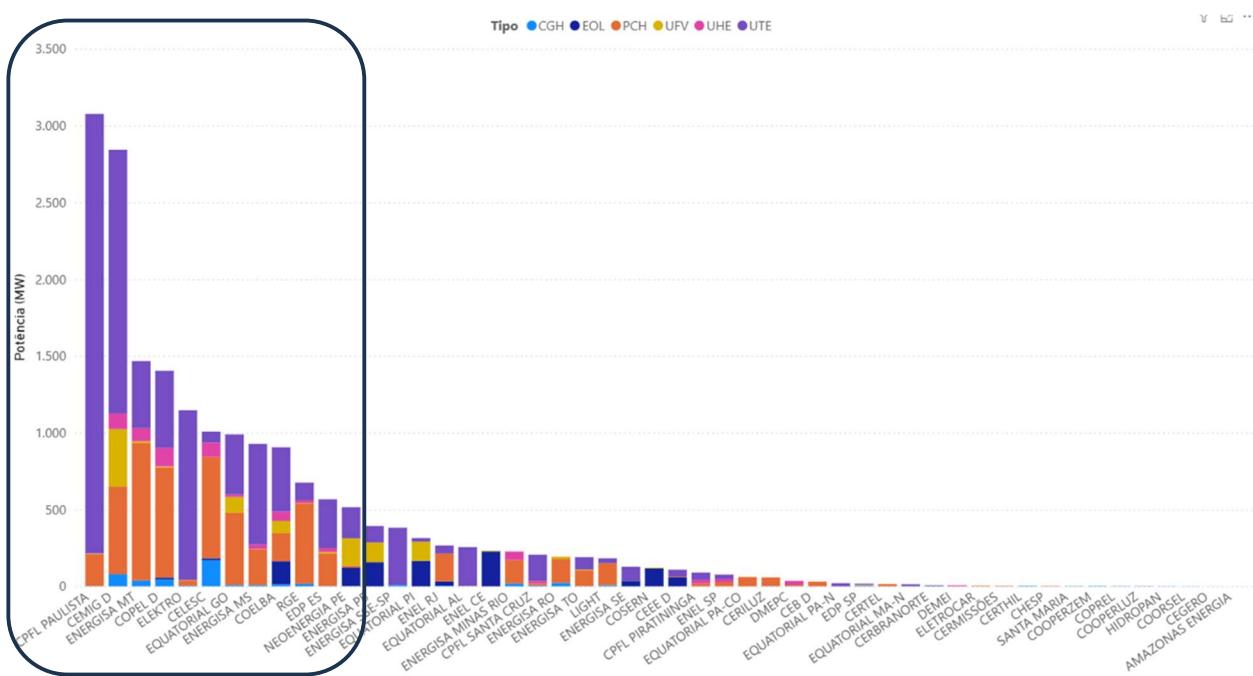
6.2.2 Adequação das ferramentas para implementação do Plano;

As ferramentas utilizadas na programação energética diária serão avaliadas e, se necessário, ajustadas para atender às exigências do Plano. Isso inclui a adaptação de sistemas, plataformas de comunicação e interfaces de dados, de modo a garantir a efetiva integração do plano à etapa de programação diária.

## Ações esperadas das Distribuidoras

O foco inicial do Plano será o envolvimento das distribuidoras que possuem maior capacidade instalada de usinas Tipo III em suas áreas de concessão, sem prejuízo da inclusão de todas as distribuidoras em uma segunda fase. Esse grupo inicial, cuja capacidade instalada de usinas Tipo III representa cerca de 80% da totalidade do SIN, conforme a Figura 7-1, é composto pelas distribuidoras: CPFL Paulista, Cemig D, Energisa MT, Copel D, Elektro, Celesc, Equatorial GO, Energisa MS, Coelba, RGE, EDP ES e Neoenergia PE.

**Figura 7-1: Capacidade Instalada de Usinas Tipo III**



Para eficácia do Plano e garantia da segurança da operação do sistema, é imprescindível que as distribuidoras elaborem seus planos para execução das restrições solicitadas. Ressalta-se que o ONS informará o período e o montante agregado de restrição das usinas Tipo III, enquanto a divisão do montante entre as usinas e o acionamento para efetiva restrição de geração ficarão sob responsabilidade das distribuidoras.

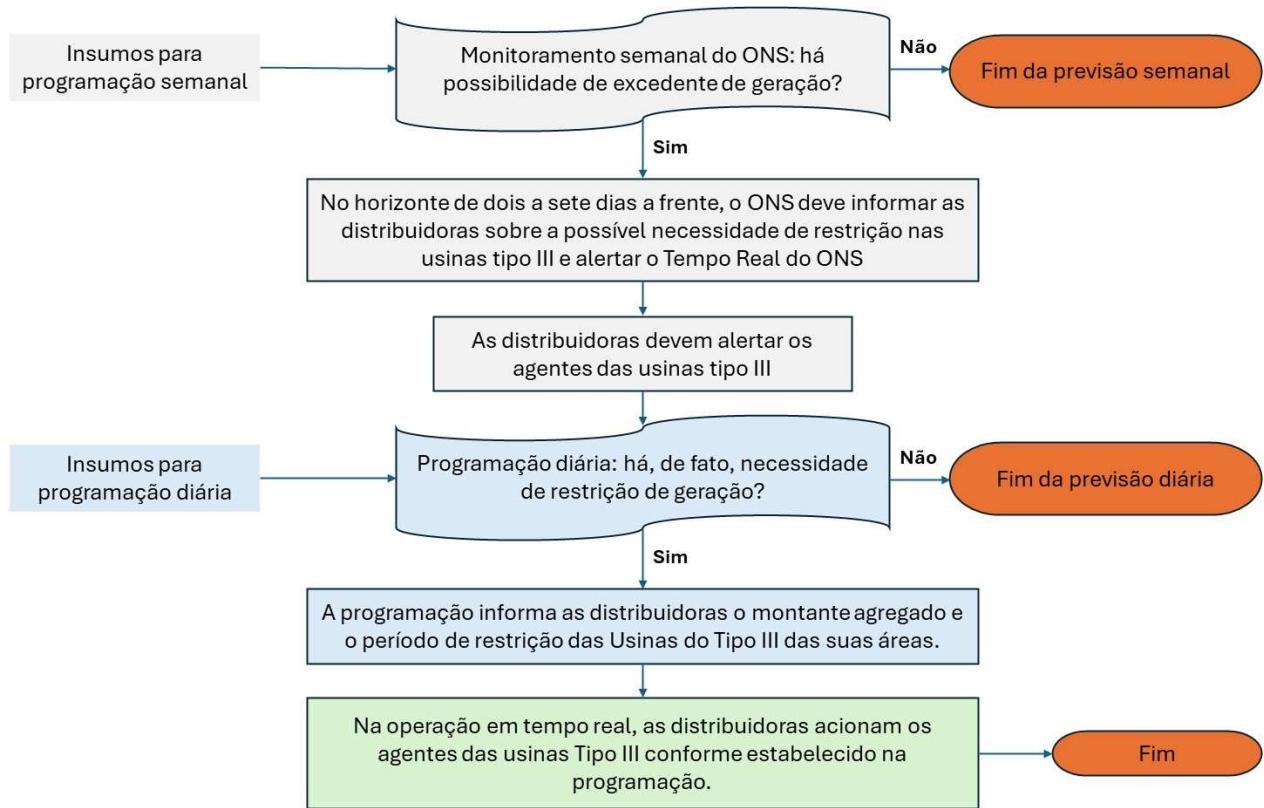
As distribuidoras devem estar aptas ao possível acionamento das usinas Tipo III, especialmente durante finais de semana e feriados, períodos em que a dinâmica de carga e geração pode demandar maior flexibilidade e resposta rápida para garantir a estabilidade e segurança operativa do SIN.

Adicionalmente, é fundamental que o ONS receba das distribuidoras um inventário atualizado da capacidade efetiva de implementação de redução da geração nas usinas Tipo III da sua área de concessão. As distribuidoras devem realizar uma análise crítica das usinas considerando aspectos como: flexibilidade operativa, possibilidade de modulação, possíveis restrições em termos de tempo de permanência na condição ligada ou desligada, justificativa em caso de impossibilidade de desligamento, bem como, existência de supervisão e controle.

No futuro, as distribuidoras deverão disponibilizar, em tempo real via Sistema de Supervisão e Controle, o valor agregado das usinas Tipo III para o sistema de supervisão do ONS, de forma a possibilitar a observabilidade da execução do Plano.

**8****Fluxograma de Operacionalização do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição**

A fim de resumir as etapas apresentadas, é apresentado na Figura 8-1 o fluxograma que sintetiza a operacionalização do plano.

**Figura 8-1: Fluxograma do Plano Emergencial de Restrição de Geração na Distribuição**

## **Etapas de Consolidação e Evolução do Plano**

O Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, além de estabelecer procedimentos operacionais imediatos, deve ser entendido como um processo contínuo de desenvolvimento e aprimoramento. Sua consolidação depende não apenas da atuação do ONS, mas também da colaboração ativa das distribuidoras, agentes de geração e da Agência Reguladora. A seguir, são apresentadas as principais etapas previstas para sua evolução.

### **9.1 Apresentação das Diretrizes Gerais ao Setor**

As diretrizes gerais do Plano, presentes nesse documento, serão apresentadas em Workshop institucional destinado a todos os agentes envolvidos, em especial distribuidoras e ANEEL. O objetivo é garantir ampla transparência, difundir o entendimento sobre a importância do Plano e obter contribuições que permitam aprimorar sua aplicabilidade prática.

### **9.2 Alinhamentos Institucionais e Regulatórios**

O ONS já iniciou tratativas junto à ANEEL e CMSE, de modo a consolidar o respaldo regulatório e institucional necessário à implementação do Plano. Esses alinhamentos são fundamentais para assegurar que as responsabilidades de cada agente estejam claramente definidas.

### **9.3 Desenvolvimento de Ferramentas Internas e Canal de Comunicação**

Paralelamente, estão em andamento os desenvolvimentos e adequações de ferramentas operacionais internas que viabilizarão a execução do Plano nas diferentes etapas do processo. Os desenvolvimentos incluem canais de comunicação e ferramentas de suporte à decisão, com foco na integração entre áreas de programação e operação do ONS e na interface com as distribuidoras.

### **9.4 Aprimoramento do Plano**

O Plano será objeto de aprimoramento contínuo, incorporando as lições aprendidas nos treinamentos, simulações e testes, bem como as contribuições recebidas dos agentes do setor. Esse processo de evolução também será integrado a outras frentes em desenvolvimento, como:

- atualização dos Procedimentos de Rede e do PRODIST;

- revisão das modalidades de operação das usinas conectadas às redes de distribuição e sua eventual reclassificação;
- evolução do papel das distribuidoras na direção efetiva de Operadores do Sistema de Distribuição (DSOs) através de um Sandbox Regulatório para testar o Mecanismo de Acionamento Intermediado para a controlabilidade e observabilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs);
- e demais iniciativas estruturantes voltadas à modernização e segurança da operação eletroenergética do SIN.