



Operador Nacional do Sistema Elétrico

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS - TERMO DE REFERÊNCIA

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400

© 2021/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS DPL-REL-0335/2021

CONSOLIDAÇÃO DA CARGA PARA ESTUDOS ELÉTRICOS - TERMO DE REFERÊNCIA

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400

Sumário

1	INTRODUÇÃO	4
2	OBJETIVO	4
3	PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS	4
3.1	Consolidação da Previsão de Carga para Estudos de Ampliações e Reforços – PAR e para Estudos do Planejamento da Operação Elétrica – PEL	4
3.2	Consolidação da Previsão de Carga para Estudos das Diretrizes para Operação Elétrica com Horizontes Quadrimestral e Mensal	6
4	PROCEDIMENTOS GERAIS	7
4.1	Etapas	7
4.2	Considerações	9
4.2.1	Consumidores Livres, Potencialmente Livres, Produtores Independentes e Autoprodutores signatários de CUST	9
4.2.2	Agentes de Distribuição	11
4.3	Rotinas de Consolidação	14
4.4	Recursos Utilizados	15
5	Anexos	16
5.1	ANEXO I – Datas estimadas de obras de fronteira da rede básica que afetam a previsão da carga	16
5.2	ANEXO II - Agentes de Distribuição - Roteiro para elaboração do texto de premissas e análise qualitativa - previsões de carga	16
5.3	ANEXO III – Lista atualizada das usinas não despachadas pelo ONS	19
5.4	ANEXO IV – Pontos do sistema para destaque na análise	20
5.5	ANEXO V – Roteiro para previsão de despacho de geração de usinas Tipo IIB e Tipo III na planilha de previsões de carga por barramento visando a montagem dos casos de referência	26
6	Lista de tabelas e figuras	31

1 INTRODUÇÃO

O processo de consolidação da previsão de carga para os estudos elétricos é regulado pelos Procedimentos de Rede, Submódulo 3.5 - Consolidação da previsão de carga para planejamento da operação eletroenergética.

2 OBJETIVO

Apresentar o processo de consolidação das previsões de carga para estudos elétricos, quanto à forma de execução, às análises a serem desenvolvidas, ao cronograma de atividades e à qualificação dos dados a serem enviados pelos Agentes, compilados em um único documento.

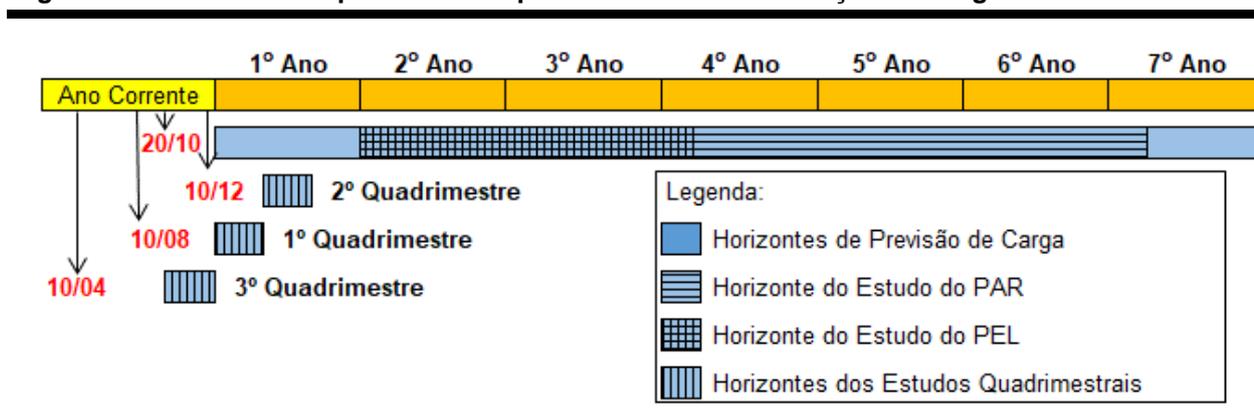
3 PROCEDIMENTOS ESPECÍFICOS

Os anexos I a IV deste Termo de Referência serão atualizados com as especificidades de cada estudo, caso necessário.

3.1 Consolidação da Previsão de Carga para os Estudos do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL

a) O horizonte de previsão para efeito de consolidação da carga para os estudos em foco abrange o ano seguinte (1º Ano) ao ano corrente mais 6 anos, conforme Figura 1. As previsões do período de novembro do 1º Ano até abril do 4º Ano serão utilizadas com viés conjuntural, e as previsões do período de maio do 4º Ano até abril do 7º Ano serão utilizadas com viés estrutural, nos estudos do PAR/PEL.

Figura 1 - Horizontes de previsão dos processos de consolidação da carga



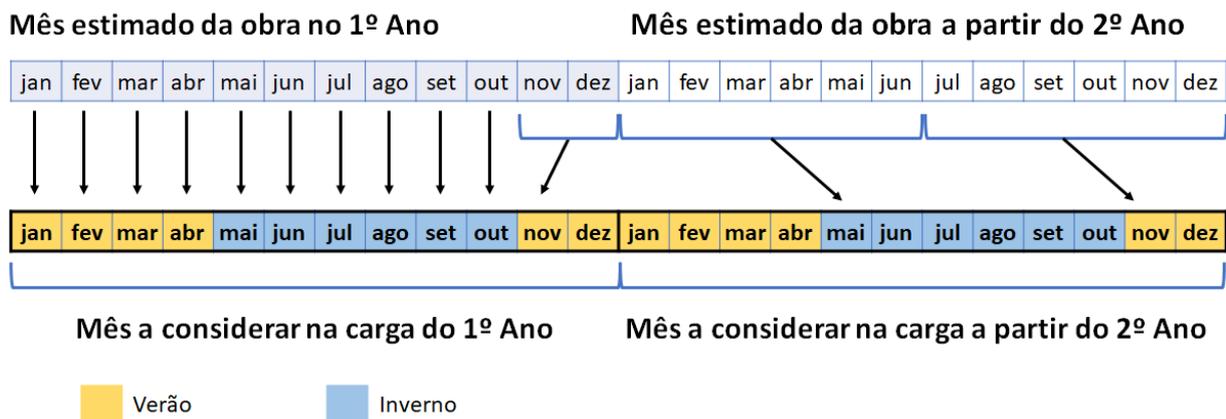
b) As previsões de carga global encaminhadas pelos Agentes de distribuição serão comparadas àquelas enviadas para o Planejamento Anual da Operação Energética - PEN. Portanto, no caso de existirem diferenças, essas devem ser explicitadas no texto das premissas das previsões do Agente.

c) Os dados de previsão de carga por barramento da Rede de Simulação deverão guardar compatibilidade com os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão - MUST contratados por pontos de conexão com a Rede Básica. Deverá haver,

portando, interação em cada Agente entre a área de previsão de carga para o PAR/PEL e a área envolvida na negociação dos contratos. Por força de regulamentação, é exigida, a cada ciclo do PAR/PEL, a aferição dos desvios entre a previsão de carga informada para o estudo e o valor contratado no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST (Submódulo 8.1). Portanto, no caso de existirem diferenças, essas devem ser explicitadas no texto das premissas das previsões do Agente.

- d) Os fatores de potência informados pelas distribuidoras para os novos pontos de fronteira da Rede Básica e DIT, em cada condição de carga, não devem ser inferiores aos valores das solicitações e pareceres de acesso e conforme estabelecido no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede. Ressalta-se que, em relação a pontos existentes, o Agente deverá enviar para a área de estudos elétricos do ONS o plano de compensação reativa previsto e necessário para atender aos requisitos estabelecidos no referido submódulo. O reforço/ampliação só deverá ser indicado caso seja necessário após simulação considerando a correção do fator de potência dos pontos de fronteira envolvidos.
- e) Para o 1º Ano do horizonte (até outubro), as previsões de carga devem considerar a configuração da Rede de Simulação prevista para cada mês deste ano. Do 2º Ano ao 7º Ano, para as previsões de carga e configuração da Rede de Simulação (barras com representação de carga), o Agente de distribuição deve considerar as orientações da Figura 2, abaixo.

Figura 2 - Previsão de Carga e Configuração da Rede de novembro do 1º Ano ao 7º Ano



As considerações acima são necessárias, pois os estudos do PAR/PEL utilizam casos de período de verão e de período de inverno. O período de verão é considerado de novembro a abril e o período de inverno, de maio a outubro.

Para o período de verão, adotar a configuração da rede de 31/12 para todos os meses. Para o período de inverno, adotar a configuração da rede de 30/06 para todos os meses.

Assim, a carga dos estudos do PAR/PEL considera as previsões de carga máxima global dos Agentes para os períodos de verão e inverno, desagregadas por barramento, com as configurações da rede de 31/12 e 30/06, respectivamente.

Por exemplo:

- A previsão de carga do caso de carga pesada de período de inverno de um determinado ano, considera a carga máxima global do Agente no período maio-outubro (podendo ocorrer em qualquer desses meses), desagregada por barramentos da configuração contendo obras até 30 de junho;
- A previsão de carga do caso de carga pesada de período de verão de um determinado ano, considera a carga máxima global do Agente no período novembro-abril (podendo ocorrer em qualquer desses meses), desagregada por barramentos da configuração contendo obras até 31 de dezembro.

Obs.: A área de estudos do ONS poderá considerar o mês de carga máxima considerando mês de menor injeção de geração na rede de distribuição, de modo a simular condições mais críticas para a Rede Básica. Exemplo: Alguns Agentes de São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás, apesar de possuírem carga máxima no período de verão em novembro, tem maiores valores de injeção de geração (biomassa) nesses meses. Nesses casos, será considerada a carga máxima do período dezembro-março, quando não há geração de usinas de biomassa.

- f) Ressalta-se que os Agentes de Distribuição deverão informar a razão das diferenças significativas nas cargas ativa e reativa dos barramentos no relatório de premissas de previsão, comparando o ciclo do estudo atual com estudos anteriores (vide Anexo II).
- g) Para Consumidores Livres, Potencialmente Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes signatários de CUST, serão adotadas previsões, no máximo, iguais aos valores contratados nas condições de carga pesada e média e para os casos de carga leve e mínima será adotado o valor típico esperado para esse período. No horizonte de estudo com viés conjuntural (período de novembro do 1º Ano até abril do 4º Ano), poderão ainda ser considerados valores superiores aos informados, desde que as respectivas justificativas tenham sido encaminhadas e aprovadas pelas áreas de estudos.

3.2 Consolidação da Previsão de Carga para Estudos das Diretrizes para Operação Elétrica com Horizontes Quadrimestral e Mensal

- a) Para os Agentes de Distribuição os dados verificados deverão ser consistidos de acordo com a **NT-3-215-2009 – Metodologia para Apuração dos Desvios de Previsão de Carga para Estudos Elétricos**, e enviados juntamente com as previsões dos estudos com horizonte mensal.
- b) Para todos Agentes, no envio da previsão do estudo mensal, relativo a dois meses à frente do mês corrente, devem ser enviados os dados verificados de até dois meses anteriores, obrigatoriamente, ou até o mês anterior, em caráter opcional. Por exemplo: em novembro, quando do envio das previsões para o Mensal de Janeiro deverão ser enviados os dados verificados até setembro (obrigatoriamente) ou outubro (opcionalmente).
- c) Para Consumidores Livres, Potencialmente Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes signatários de CUST, serão adotadas previsões, no máximo, iguais aos valores contratados nos patamares de carga pesada e média e para os casos de carga leve e mínima será adotado o valor típico esperado para esse período. Poderão ainda ser considerados valores superiores aos informados, desde que as respectivas justificativas tenham sido encaminhadas e aprovadas pelas áreas de estudos.

4 PROCEDIMENTOS GERAIS

A consolidação das previsões de carga será conduzida pelo ONS que efetuará o controle do processo através do monitoramento dos prazos de recebimento das informações e dados, da interação entre os Agentes e o ONS e do acompanhamento dos trabalhos desenvolvidos internamente pelo ONS. O item de controle associado corresponde ao número de dias em atraso, para cada etapa. Caberá ao ONS e aos Agentes o controle do produto, traduzido pelo desvio entre valores previstos e verificados.

4.1 Etapas

A execução da consolidação da carga para os estudos contemplará as atividades descritas na Tabela 1 a seguir. Os prazos em vermelho constam dos Procedimentos de Rede. Os demais prazos podem sofrer pequenos ajustes por ocasião da solicitação de dados. A Tabela 2 discrimina atividades referentes a estudos especiais que também implica em envio de previsões de carga pelos Agentes.

Tabela 1 - Atividades do processo de consolidação da carga para PAR/PEL, Quadrimestral e Mensal

Item	Atividade	Responsabilidade	PAR/PEL	Diretrizes da Operação Elétrica			
				1° Quad	2° Quad	3° Quad	Mensal
1	Envio para os Agentes da minuta do Termo de Referência	ONS	09/set	Disponibilizado no site do ONS			
2	Reunião com os Agentes	ONS/Agentes	15/09/2021				
3	Solicitação de atualização das informações para o SISBAR – Sistema de Cadastro de Barramentos	ONS	09/set	20/jul	20/nov	20/mar	Até o dia 10 de cada mês
4	Envio das informações para atualização do SISBAR	Agente	20/set	25/jul	25/nov	25/mar	Até o dia 12 de cada mês
5	Liberação do SCPCB para envio dos dados pelos Agentes	ONS	21/set	20/jul	20/nov	20/mar	Até o dia 10 de cada mês
6	Envio dos Dados para o ONS	Agentes	20/out	10/ago	10/dez	10/abr	dia 19 de cada mês
7	Emissão do Relatório de Análise dos dados	ONS	Enviado conforme necessidade do Processo de Consolidação de Carga				
8	Envio das respostas à Análise dos dados	Agentes	Prazo estabelecido conforme necessidade do Processo de Consolidação de Carga				
9	Seleção dos casos de Fluxo de Potência a serem estudados	Áreas de estudos e carga ONS	24/nov				
10	Disponibilização da carga consolidada no formato do registro DBAR do ANAREDE	ONS	30/nov	31/ago	31/dez	30/abr	dia 25 de cada mês
11	Disponibilização de informações complementares para subsídio ao desenvolvimento dos estudos	ONS	Definido pela área de estudos elétricos				
12	Pareceres e Solicitações de Acesso a serem considerados no estudo (atualização até a emissão do estudo)	Áreas de estudos ONS	29/nov	29/ago	23/dez	25/abr	dia 25 de cada mês
13	Disponibilização do confronto carga consolidada com carga do arquivo CART dos casos de referência	ONS	1 semana após CART	1 dia após CART			
14	Disponibilização da carga para estudo de Limites da Interligação	ONS	08/dez	08/set	08/jan	08/mai	dia 5 de cada mês

Caso o prazo indicado coincida com um fim de semana ou feriado, considerar o dia útil anterior.

Tabela 2 – Atividades do processo de consolidação da carga para estudos especiais

Item	Atividade	Responsabilidade	Carnaval Festas de final de ano
1	Seleção dos casos de Fluxo de Potência a serem estudados	Áreas de estudos ONS	50 dias antes do dia do evento
2	Solicitação dos dados pelo ONS	ONS	30 dias antes do dia do evento
3	Envio dos Dados para o ONS	Agentes	20 dias antes do dia do evento

Caso o prazo indicado coincida com um fim de semana ou feriado, considerar o dia útil anterior.

4.2 Considerações

As seguintes considerações deverão nortear a elaboração e consolidação das previsões de carga pelos Agentes e ONS.

As informações e atualizações de carga somente serão aceitas quando encaminhadas pelo SCPCB – Sistema de Consolidação da Previsão de Carga por Barramento.

Este processo deverá ser realizado de modo que sejam evitadas alterações de previsões de carga pelos Agentes durante a fase das simulações dos estudos elétricos. O aceite de alterações nesta fase depende do andamento das simulações e do cronograma de elaboração de cada estudo. A falta ou atraso da previsão deverão ser evitados uma vez que implicam no comprometimento dos prazos da consolidação e dos estudos elétricos. Na ausência da previsão do Agente o ONS elaborará a previsão de carga utilizando as informações disponíveis. No caso do PAR/PEL para o Agente de Distribuição, o ONS considera a carga consolidada do ciclo anterior e extrapola para o último ano. Para o Consumidor Livre ou Potencialmente Livre, o ONS adotará os valores de contrato e da solicitação e parecer de acesso. Para os estudos de diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral ou mensal, o ONS pode adotar valores aderentes aos verificados. Ressaltamos que a falta ou atraso da previsão implicam em retrabalhos no processo.

É fundamental manter a coerência entre as previsões do PAR/PEL e Estudos das Diretrizes para a Operação Elétrica com Horizonte Quadrimestral e Mensal, por meio da interação entre as áreas de previsão de carga de cada Agente.

O detalhamento dos conceitos das condições de carga de interesse, bem como, dos meses a serem contemplados constam das instruções para preenchimento dos dados e informações de cada estudo, nas apresentações dos treinamentos.

4.2.1 Consumidores Livres, Potencialmente Livres, Produtores Independentes e Autoprodutores signatários de CUST

- a) A responsabilidade de envio da informação ao ONS é do próprio Agente. Na fase de consolidação as informações serão confrontadas com os MUST declarados nos contratos, parecer e solicitação de acesso.
- b) Deverão ser encaminhadas ao ONS as **Premissas** do estudo em questão, texto explicativo abordando os seguintes aspectos:
 - Principais diferenças das previsões quando confrontadas com os estudos anteriores;
 - As intenções de ampliações de carga, não respaldadas por valores contratados ou constantes das solicitações e pareceres de acesso, com os respectivos prazos;

- Informações a respeito das previsões de fator de potência em conformidade com o item g;
 - Informações sobre a geração própria e sua ampliação, com destaque aos prazos previstos;
 - Informações relevantes sobre o comportamento da carga.
- c) Previsões que estejam acima dos valores contratados ou das solicitações e pareceres de acesso **não serão adotadas nos estudos** e não devem ser encaminhadas (vide procedimentos específicos 3.1.g e 3.2.b). Nesses casos, a ampliação de carga, sugerida pela previsão, superior aos MUST somente poderá ser incorporada aos estudos após a formalização da solicitação de acesso ou de revisão do MUST. Quanto antes solicitado o acesso pelo Consumidor, maior a possibilidade de aprovação da solicitação de acesso no prazo pretendido.
- d) Serão considerados nos estudos o parecer de acesso e a solicitação de acesso com a anuência das áreas de estudos elétricos até dois dias antes do prazo de disponibilização da carga consolidada. Durante as simulações a área de estudos poderá solicitar a inclusão de carga de nova solicitação, parecer de acesso e contrato.
- e) No caso de Consumidor Livre Autoprodutor ou Potencialmente Livre Autoprodutor ou Produtor Independente, que possui unidade geradora junto à unidade consumidora, o Consumidor deverá enviar a previsão de carga suprida pela Rede Básica somada à carga auto suprida e a previsão de geração total de sua unidade geradora, quando solicitado pelo ONS.
- f) Os fatores de potência previstos para os estudos do PAR/PEL, em cada condição de carga, não devem ser inferiores aos valores das solicitações e pareceres de acesso e conforme estabelecido no Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede. Caso os valores verificados de fator de potência ou os valores de operação do Consumidor, no horizonte do estudo, sejam superiores aos valores acima descritos, esses valores superiores devem ser adotados como previsão.
- Porém, caso os valores de fator de potência das cargas sejam inferiores aos critérios estabelecidos no referido submódulo, o agente deverá informar nas Premissas de previsão o plano de compensação reativa previsto e necessário para atendê-lo.
- g) Para os demais estudos, as previsões de fator de potência, em cada condição de carga, devem estar aderentes aos valores verificados de fator de potência ou aos valores de operação do consumidor, no horizonte do estudo.
- h) Previsões de fator de potência diferentes dos valores informados nas solicitações e pareceres de acesso devem ser justificadas pelo consumidor.

4.2.2 Agentes de Distribuição

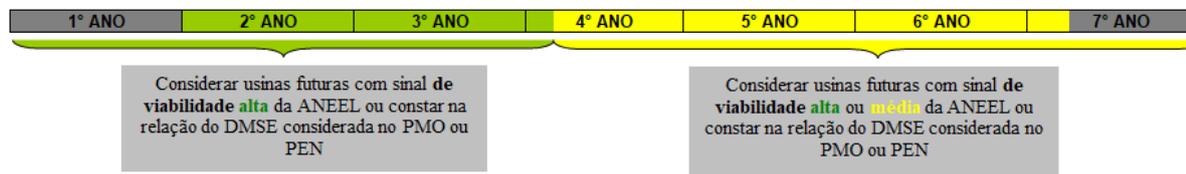
- a) Tendo em vista sua importância para a consolidação da carga, o Agente deverá enviar as **Premissas**, texto com análise qualitativa a respeito das previsões de carga elaboradas (global e por barramento), contendo os critérios adotados, também através do SCPCB. As variações mais significativas em relação às previsões dos estudos anteriores, acompanhadas de justificativas, bem como quaisquer outras informações que o Agente julgar necessárias ao processo de consolidação de carga (vide modelo no ANEXO II).
- b) Ênfase especial será dada à previsão da carga reativa, sendo solicitado aos Agentes o preenchimento obrigatório do tipo de dado **“Compensação Reativa”** com a informação dos bancos de capacitores e reatores não representados na rede de simulação e sua aderência com seu programa de obras (Plano de compensação reativa de cada ponto de conexão).
- c) É necessário haver compatibilização da configuração da Rede de Simulação e Distribuição que afetem a carga representada. Assim é de fundamental importância a interação entre as áreas de estudos elétricos e de previsão de carga de cada Agente, **previamente à elaboração das previsões**. Tal procedimento minimiza o retrabalho para os Agentes e ONS.
- d) As ampliações e reforços na Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão - DIT (novas subestações, novos setores em subestações existentes, linhas de transmissão, transformadores de fronteira, etc) a serem consideradas nos estudos do PAR/PEL devem ser precedidas de estudo de planejamento elaborado pela EPE. Especificamente para as novas subestações de fronteira, de atendimento exclusivo ou compartilhado entre distribuidoras, é imprescindível que tenham solicitação de acesso (de pelo menos uma distribuidora, no caso de atendimento compartilhado) encaminhada pela distribuidora até o prazo de envio dos dados, constante deste Termo de Referência. Solicitações de acesso posteriores a esse prazo serão tratadas caso a caso, sempre envolvendo a área de estudos elétricos.
- e) Os Agentes deverão tomar como referência para fornecimento dos dados de carga, as datas previstas para novas obras de fronteira, conforme Anexo I do termo de referência. O Agente deverá avaliar se as datas indicadas são compatíveis com o andamento das obras sob sua responsabilidade. Poderão, quando necessário, interagir com a área de estudos do ONS a respeito das datas informadas. Portanto, solicitamos que seja dada atenção especial ao preenchimento do tipo de dado **“Remanejamento”**, sendo preenchidas no campo observações as obras associadas, de acordo com o Anexo I. Com relação aos Remanejamentos em Contingência, as informações encaminhadas servirão como referência para área de estudo. Em caso de necessidade da utilização do remanejamento como medida operativa, o Agente ficará ciente através dos relatórios dos estudos elétricos e instruções operativas.

Adicionalmente, o Agente deve informar a relação de subestações e consumidores que compõem cada barramento da Rede de Simulação por meio do tipo de dado “**SE Distribuição**” (apenas Agentes dos subsistemas Norte e Nordeste).

- f) Os dados de carga verificados cadastrados pelos Agentes no **SAGIC** – Sistema de Acompanhamento de Geração e Intercâmbio de Carga servem de base de comparação em todos os horizontes de estudos elétricos. Portanto, é importante que os Agentes mantenham essas informações atualizadas. O sistema SAGIC permite a correção dos dados de carga verificados fora dos prazos normais para cadastramento das informações.
- g) Para Consumidores Livres, Potencialmente Livres, Autoprodutores, Produtores Independentes e Geradores, quando conectados à Rede de Distribuição ou às Demais Instalações de Transmissão (DIT) da área de concessão do Agente de Distribuição, desde que não despachados de forma centralizada pelo ONS, e micro e minigeração distribuída (MMGD), a responsabilidade de envio da informação ao ONS é do Agente de Distribuição, que deverá considerar:
- Para as usinas conectadas à Rede de Distribuição ou as Demais Instalações de Transmissão (DIT) da área de concessão do Agente de distribuição (usinas com modalidade operativa Tipo II-B e Tipo III - que injetam energia nessas redes), os Agentes deverão informar a previsão de seu despacho de geração. A previsão de geração de potência ativa não deverá ser abatida da carga do barramento, ou seja, não deverá existir nenhuma geração equivalentada na representação da carga do barramento. Os valores de previsão do despacho de geração deverão ser enviados pelo SCPCB, com atenção às instruções de preenchimento, vide Anexo V. Os Agentes deverão também indicar os nomes das usinas referentes a cada barramento (planilha **Caso Base** do arquivo baixado através do SCPCB), e encaminhar junto às Premissas do estudo através do SCPCB.
 - A lista atualizada com os nomes das referidas usinas constará como Anexo III do Termo de Referência da Carga. Para que uma futura usina seja considerada no estudo, ela deverá ter o sinal de “viabilidade alta” – “Não existem impedimentos para entrada em operação (licença ambiental vigente e obras civis iniciadas e não interrompidas)” - da ANEEL ou constar na relação do DMSE considerada no PMO ou PEN, ou seja, não deverão existir impedimentos para sua entrada em operação. Para os últimos anos do horizonte do estudo do PAR/PEL, conforme Figura 3, também devem ser consideradas as usinas com sinal “viabilidade média” – “Existem impedimentos para entrada em operação (obras não iniciadas, atraso na obtenção das licenças)” - da ANEEL. Para incluir ou retirar uma usina do Anexo III no estudo, a mesma deverá ser validada pelas áreas de estudo

do ONS e dos Agentes. No Anexo III deverão ser informados os limites de absorção e de geração reativa, conforme instruções do Anexo V.

Figura 3 – Considerações sobre usinas futuras, Tipos II-B e III, no horizonte do PAR/PEL



- No caso de usinas de autoprodutores, cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora, o Agente de Distribuição deverá enviar apenas a previsão de injeção líquida de geração em sua rede, a exceção dos autoprodutores cuja usina está representada na Rede de Simulação (ex.: CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa MS).
 - No caso dos autoprodutores cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora e cuja unidade geradora está representada na Rede de Simulação (ex.: CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa MS), o Agente Distribuidor deverá enviar ao ONS tanto a previsão de carga da unidade consumidora auto suprida (em barramento separado e sem incluí-la em sua carga global) quanto à previsão de despacho total de geração da unidade geradora do autoprodutor.
 - No caso de micro e minigeração distribuída (MMGD) no sistema de compensação de energia elétrica, conforme definição dada pela Resolução Normativa nº 482/2012, a distribuidora deverá enviar a previsão (estimativa) de geração e da carga a ser atendida por essa geração. O envio do dado de carga atendida pela MMGD deverá ser feito separadamente da previsão de carga não atendida pela MMGD. O envio do dado de geração MMGD deverá ser feito separadamente da previsão de geração tipo IIB ou III.
- h) Destacamos a necessidade de que os Agentes de distribuição dediquem atenção especial ao preenchimento dos tipos de dados “Carga Horo-Sazonal” e “Compensação Reativa”, no que se refere à compatibilidade destas cargas com a previsão da carga equivalentada no respectivo barramento da Rede de Simulação, bem como, à informação relativa ao “início do horário de ponta”. Estes dados são fundamentais para gerar as previsões por subsistema, com aplicação de dados de alteração do nível de carga (**DANCs**).
- i) Com relação à migração de Consumidores Livres da rede de distribuição para a Rede Básica, a partir da data mais provável prevista para essa migração (data essa a ser indicada pelo ONS), os Agentes de Distribuição não deverão

considerar, em suas previsões, a carga de Consumidores Livres que já solicitaram acesso à Rede Básica.

- j) Além da carga considerando a evolução da configuração da rede de simulação, conforme detalhado no item 3.1.e, é solicitado aos Agentes o envio de carga considerando o atraso de obras, com orientações específicas encaminhadas pelo ONS. Tal solicitação aos Agentes será por demanda da área de estudos elétricos.
- k) Adicionalmente às previsões enviadas, as distribuidoras ENEL SP, CPFL Piratininga, EDP SP e Elektro devem fornecer as previsões de carga máxima do litoral de São Paulo, do período novembro-abril de cada verão. Esses dados serão objeto de uma solicitação à parte.
- l) Adicionalmente, os Agentes do subsistema Sul devem fornecer previsões de carga de casos específicos para estudos de Carnaval, Final de Ano e Carga de Levante (irrigação), cuja solicitação será por demanda da área de estudos elétricos.
- m) Adicionalmente às previsões enviadas, as distribuidoras Light e Enel RJ devem fornecer as previsões de carga máxima, da 23^a. ou 24^a. hora do período janeiro-março de cada verão. Esses dados serão objeto de uma solicitação à parte, por demanda da área de estudos elétricos.
- n) Adicionalmente às previsões enviadas, todos os Agentes de Distribuição devem fornecer abertura da previsão de carga por barramento, na condição de carga média de domingo da 10^a hora, dos períodos de inverno e verão de cada ano do horizonte do estudo. A previsão deverá ser feita para o mês de menor carga global da 10^a. hora de cada inverno e verão. Esses dados serão objeto de uma solicitação à parte, por demanda da área de estudos elétricos.
- o) O envio da previsão de carga da condição de carga média de domingo passa ser obrigatória para todos os agentes a partir desse ciclo.

4.3 Rotinas de Consolidação

- a) Anexo ao Termo de Referência serão indicados pontos do sistema para destaque na análise. É indicado um refinamento das previsões, com atenção às variáveis que afetam os barramentos envolvidos, tais como: crescimento, participação do barramento na carga total da empresa, fator de potência, relação entre as condições de carga, coerência com os valores verificados e com previsão de estudos anteriores.
- b) Comparações entre previsões de estudos anteriores, bem como, com os valores verificados, atentando-se para diferenças percentuais, diferenças absolutas, crescimentos, sazonalidade, fator de potência, fator de participação do barramento e de agrupamentos de barramentos no total da carga, relações entre diferentes condições de carga. As planilhas do arquivo baixado através

do SCPCB disponibilizam os dados de estudos anteriores e valores verificados para comparação. Para o ano em curso, o ONS considerará as informações encaminhadas pelos Agentes por ocasião do envio da carga para os estudos elétricos das diretrizes para operação.

- c) Logo que os casos de fluxo de carga sejam montados, a área de estudos deverá enviar o CART correspondente para possibilitar que a área de carga efetue a comparação com a carga consolidada em formato ANAREDE.
- d) Produtos do processo de consolidação:
- Carga no formato ANAREDE para os estudos.
 - Curvas de carga de dia útil, sábado e domingo (por Agente, subsistemas e SIN).
 - Arquivo com capacidade de remanejamento de carga entre barramentos por empresa.
 - Comparação da carga dos arquivos do ANAREDE (CART) dos casos do estudo com a carga disponibilizada pelo processo de consolidação da carga.
 - Relatório de consolidação dos Consumidores Livres.
 - Disponibilização de informações complementares para subsídio ao desenvolvimento dos estudos.
 - Arquivo das grandes variações de carga por barramento entre os estudos.
 - Informações do processo de Consolidação da carga para os relatórios das áreas de estudos.

4.4 Recursos Utilizados

Estão explicitados abaixo os recursos que integram o atual processo de consolidação:

- a) Documentação do processo disponível no site scpcb.ons.org.br (nas opções de menu “Ciclo de Estudos” e “Treinamentos”), incluindo a versão final desse Termo de Referência.
- b) **SCPCB** – Sistema de Consolidação de Previsão de Carga por Barramento - que em sua primeira fase possibilita a aquisição de arquivos com planilhas padronizados para preenchimento das previsões de carga por barramento e demais informações e a gravação, em base de dados, dessas previsões pelos Agentes e possibilita a aquisição desses dados pelo ONS.
- c) “**AGENTE Relatório de Análise.doc**” para interação com os Agentes permitindo esclarecimentos sobre as previsões e destaques.

5 Anexos

5.1 ANEXO I – Datas estimadas de obras de fronteira da rede básica que afetam a previsão da carga

(Conforme arquivo “ANEXO_I_Obras_de_Fronteira.xlsx”).

5.2 ANEXO II - Agentes de Distribuição - Roteiro para elaboração do texto de premissas e análise qualitativa - previsões de carga

1. Previsão da Demanda Global

- a) Comentar a **metodologia e critérios** utilizados para obtenção das previsões de **demanda global** (utilização de modelos, abertura mensal, utilização de fator de carga, consideração de indicadores econômicos, consideração de variáveis meteorológicas, entrada/saída de grandes consumidores, migração consumidores de/para Rede Básica, particularidades das regiões elétricas da área de concessão, particularidades dos mercados residencial, comercial e industrial, e outras informações).
- b) Comentar as eventuais **diferenças** das previsões das **demandas máximas mensais** em relação às previsões dos dados do PEN.
- c) Comentar as **taxas de crescimento** da **demanda máxima anual** dentro do horizonte do estudo e em relação ao verificado:
 - Taxas de crescimento do estudo;
 - Aderência com as taxas de crescimento históricas;
 - Diferenças em relação às taxas de crescimento do estudo imediatamente anterior;
- d) Comentar a metodologia e critérios utilizados para obtenção da **sazonalidade da demanda máxima**, indicando o período histórico utilizado e destacando ajustes efetuados, expurgo de atipicidades, consideração de novas tendências e entrada de grandes blocos de carga. Comentar diferenças da sazonalidade entre o estudo atual e o imediatamente anterior e à sazonalidade média histórica.
- e) Comentar as **diferenças** das previsões entre o estudo atual e o imediatamente anterior e em relação ao **Verificado** a partir da análise da **carga total dos barramentos** (MW, Mvar e fator de potência, por condição de carga). Verificar alterações de picos e vales, comportamento sazonal, posição relativa das condições de carga, entrada/saída de blocos de carga, entrada/saída de compensação reativa, mudanças de nível.

- f) Comentar **variações significativas** (diferença de MW ou %, fator de potência, relações de carga e crescimentos) das previsões entre o estudo atual e o imediatamente anterior a partir da análise da **carga total dos barramentos**. Verificar eventuais inconsistências, valores “fora da média” ou atípicos.
- g) Comentar as variações das **Relações de Carga** (relações entre as demandas das condições de carga, tendo como referência a demanda da condição de carga pesada de dias úteis) **previstas e verificadas**.
- h) Comentar como foi projetada a **curva de carga global** prevista (metodologia / período utilizado), destacando ajustes efetuados, expurgo de atipicidades, consideração de feriados regionais, consideração de novas tendências e destacar as principais diferenças entre o estudo atual e o imediatamente anterior.

2. Carga por Barramento

- a) Comentar **metodologia** e os critérios utilizados para obtenção das previsões de carga por barramento. Caso utilizada uma metodologia “top-down” (desagregação) indicar qual distribuição de carga foi utilizada como ponto de partida (“semente”): dado verificado (indicar anos/meses, ajustes) ou dado previsto (indicar estudo, anos/meses, ajustes);
- b) Comentar as **principais variações de carga** em relação aos sucessivos ciclos de estudos:
 - Remanejamentos (obras ou operativos): novos, adiantados, postergados, excluídos;
 - Entrada, ampliação e retirada de carga: novas, adiantadas, postergadas, excluídas;
 - Ajustes ou correção de previsão.
- c) Comentar as principais **variações de fator de potência** em relação aos sucessivos ciclos de estudos:
 - Remanejamentos (obras ou operativos): novos, adiantados, postergados, excluídos;
 - Entrada, ampliação e retirada de carga: novas, adiantadas, postergadas, excluídas;
 - Bancos de capacitores instalados nas subestações de Distribuição: novos, adiantados, postergados, excluídos, ou haja alteração na operação do banco.
 - Ajustes ou correção de previsão.
- d) Citar a **entrada, ampliação e retiradas de carga**, explicitando a data e o barramento da Rede de Simulação associado (verificar se o tipo de dado “Carga Horo-Sazonal” foi atualizado) e destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.
- e) Comentar os **remanejamentos definitivos** (verificar se o tipo de dado “remanejamento” foi atualizado) e destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.

- f) Para Agentes do NNE, citar a relação de **subestações que compõem cada barramento** da Rede de Simulação envolvido (verificar se o tipo de dado “SE Distribuição” foi atualizado).
- g) Comentar como foi projetado o fator de potência dos barramentos, a influência do plano de obras da subtransmissão. Informar o cronograma de obras de novos **bancos de capacitores instalados** nas subestações de Distribuição (indicar mês e ano). Verificar se o tipo de dado “compensação reativa” foi atualizado e/ou indicar nova representação de bancos na rede de simulação. Destacar as diferenças em relação ao ciclo anterior de estudos.

3. Pontos do sistema para destaque na análise

Comentar os pontos do sistema para destaque na análise, estabelecidos no ANEXO IV em conjunto com as áreas de estudos elétricos.

4. Estimativa de perdas da Rede de Simulação

Comentar os critérios utilizados para obtenção das previsões das perdas da Rede de Simulação.

5. Cronograma de obras de usinas Tipos II-B e III futuras consideradas no estudo.

Comentar as usinas futuras consideradas no horizonte do estudo informando a previsão de data de entrada em operação:

- Usinas consideradas nas previsões do estudo com data de previsão igual à do Anexo III;
- Usinas consideradas nas previsões do estudo com data de previsão diferente a do Anexo III (justificar);
- Usinas do Anexo III não consideradas nas previsões do estudo (justificar);
- Usinas consideradas nas previsões do estudo, mas que não constam do Anexo III (justificar).

6. Considerações sobre previsões de carga e geração de MGD

7. Conclusões e Comentários Adicionais que o Agente julgar necessário.

5.3 ANEXO III – Lista atualizada das usinas não despachadas pelo ONS

Conforme arquivo “[ANEXO III Lista Usinas.xlsx](#)”.

5.4 ANEXO IV – Pontos do sistema para destaque na análise

Foram estabelecidos em conjunto com as áreas de estudos elétricos pontos do sistema para destaque na análise. É indicado um refinamento das previsões, com atenção às variáveis que afetam os barramentos envolvidos, tais como, crescimento, participação do barramento na carga total da empresa, fator de potência, relação entre as condições de carga, coerência com os valores verificados, com os valores do MUST e com previsão do PAR/PEL anterior:

Nordeste e Norte:

- Barramentos de subestações que compõem as regiões metropolitanas.
- Barramentos compartilhados por mais de um Agente: Angelim 69 kV, Penedo 69 kV, Goianinha 69 kV, Teresina 69 kV, Boa Esperança 69 kV, Imperatriz 69 kV, Porto Franco 138 kV, Juazeiro da Bahia II 69 kV, Itabaianinha 69 kV, Icó 69 kV, Abaixadora 69 kV, Zebu II 69 kV, Coelho Neto 69 kV, Laranjal 69 kV, Dianópolis II e Chapada I (carregamento de transformadores).
- Barramentos de subestações que possuem anéis em 138 kV das áreas do extremo sul da Bahia, do sul do Maranhão e da região metropolitana de Palmas (carregamento de transformadores).
- Atenção especial à data de entrada em operação das novas subestações na rede de distribuição do Amazonas, principalmente as que remanejam carga entre os subsistemas Manaus, Mauá, Lechuga e Jorge Teixeira: SEDs Centro, Distrito 3, Amazonas, Itacoatiara, Silves Dois, Itapiranga, Iranduba Dois, Manacapuru Dois, Rio Preto da Eva, Parque Dez, Santa Etelvina, Distrito 4, Jaraqui Dois, Ponta Negra Dois e Parintins.
- Previsões e transferências de carga entre as SE Teresina e Teresina III. No ciclo 2021/2025 as previsões de carga para essas subestações não estavam coerentes com os MUST contratados.

Sudeste e Centro-Oeste

Minas Gerais

- Desconsiderar consumidores livres com parecer de acesso emitido há mais de 1 ano e que não assinaram CUST;
- Atentar para cenário de geração na distribuição (biomassa, PCH e UFV), compatível com o mesmo período de previsão e condição de carga, especialmente na região Norte, no Triângulo Mineiro e na área de concessão da Energisa-MG;

- Assegurar que todos os pontos de declaração de carga na Rede Básica e DIT tenham respaldo nos respectivos pareceres de acesso emitidos pelo ONS.
- Atentar para a carga média de domingo da 10ª hora do dia da CEMIG na região Norte de Minas Gerais e no Triângulo Mineiro. Esses dados serão utilizados para o estudo de escoamento de geração fotovoltaica da área Norte e do Triângulo Mineiro.
- Atenção especial à carga (parcelas ativa e reativa) e a geração das PCHs na área da Energisa-MG, dado que nos estudos são verificados problemas de subtensão em contingência nos barramentos dessa distribuidora.
- Atenção especial para toda a geração conectada no sistema de distribuição da CEMIG, bem como da previsão de MMD.
- Atenção especial às cargas dos consumidores livres conectados na malha Leste de Minas Gerais e as parcelas ativa e reativa da carga do regional da SE Governador Valadares 2 e da SE Ipatinga 1.
- Região do Triângulo Mineiro, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para as novas subestações de fronteira Monte Alegre de Minas 2, Araxá 3 e Uberlândia 10.
- Região da Mantiqueira, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para a nova subestação de fronteira Leopoldina 2, o acesso da CEMIG na SE Padre Fialho e o crescimento da demanda de consumidores da CEMIG no regional da SE Ouro Preto 2.

São Paulo

- Vale do Paraíba do Sul, em São Paulo: basicamente, corresponde às cargas da EDP SP atendidas pelas subestações Mogi, São José, Taubaté, Aparecida, Santa Cabeça e a carga da SE Nordeste.
- Área Litoral de São Paulo (barramentos: Ubatuba, Massaguaçu, Caraguatatuba, Ilha Bela, São Sebastião, Maresias, Boissucanga, Barra do Uma, Bertioga 1, 2, 3 e 4, Guaratuba, Guarujá 1, 2, 3 e 4, Dow Química, Santos Brasil, Vicente de Carvalho, Bunge, Vale Fertilizantes, Embraport, Baixa Santista, Parelheiros, Mongaguá, Itanhaém 1, 2 e 3, Peruíbe, Pedro de Toledo, Iguape, Pariquera Açú, Sete Barras, Registro, Miracatu, Juquiá, Embraer, Jambeiro, Santa Luzia, Porto Novo, Olaria, Petrobrás Gleba, Juquehy, Sifão, Cutrale, Ultrafertil, Cimpor, Cananéia, Cajati e Serrana).
- Sul de São Paulo/Norte do Paraná (Capão Bonito, Itararé, Botucatu, Xavantes, Assis, Salto Grande, Paraguaçu, Presidente Prudente e cargas entre Tietê e Itapetininga II – Cerquilha, Cesário Lange, Ferro Ligas,

Boituva, Zanchetta, Tatuí, Guardian, Santista Têxtil, Itapetininga 9, Angatuba, Céu Azul, Klabin, Vista Alegre).

- Barramentos de 88 kV, em São Paulo: Anhanguera, Bandeirantes, E. Souza, Pirituba, Nordeste, Piratininga, M. Fornasaro, Baixada Santista Sul 1 e 2, Norte 1 e 2 e região, parcelas ativa e reativa da carga.
- Região de Campinas e Ribeirão Preto, parcelas ativa e reativa da carga.
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTEs a biomassa em áreas de concessão da CPFL.
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTEs a biomassa em áreas de concessão da Elektro:
- Verificar/incluir representação da injeção líquida na safra e como carga na entressafra das UTEs a biomassa em áreas de concessão da Energisa Sul/Sudeste.
- Assegurar que os novos pontos de declaração de carga na Rede Básica e DIT tenham respaldo nos respectivos pareceres de acesso emitidos pelo ONS.
- Considerando as limitações e especificidades das regras na REN 666/2015 sobre valores de MUST devem ser comparados os valores de carga prevista com os valores de MUST para identificação de eventuais inconsistências entre os valores. Previsões de carga superiores ao MUST deverão ser apontadas/justificadas pelas distribuidoras.
- Manter a representação das cargas ao longo da LT 88 kV Henry Borden - Baixada Santista de forma não equivalentada, apontando os montantes individuais para: SE Aga, SE Petrocoque, SE Petrobras Coque II, SE Petrobras Refinaria, SE Ultrafértil Cubatão, SE Pedro Taques, SE Praia Grande Ocian, SE Mongaguá (Elektro), SE Praia Grande e SE Henry Borden.
- Representar corretamente as cargas nos transformadores DIT que atendem diretamente cargas das distribuidoras de São Paulo, apontando as transferências de carga a serem realizadas ao longo do ciclo:

TR 138/69 kV da SE Dracena (Elektro)

TR 138/69 kV da SE Flórida Paulista (Elektro)

TR 138/69 kV da SE Jales (Elektro)

TR 138/69 kV da SE Votuporanga II (Elektro)

TR 138/69 kV Itararé II (Elektro)

TR 138/69 kV Registro (Elektro)

TR 138/13,8 kV Peruíbe (Elektro)

TR 138/69 kV Ubarana (Elektro, Energisa e CPFL)

TR 138/13,8 kV Vicente de Carvalho (Elektro)

TR 138/69 kV Barra Bonita (CPFL)

TR 138/69 kV Penápolis (CPFL)

- Tendo em vista a evitar que a injeção de potência ativa pelas usinas a biomassa no SIN seja incorretamente representada nos casos de período de verão (entressafra), será considerado pelo ONS o período de dezembro a março ao fornecer para a montagem dos casos do PAR/PEL as cargas por barramento de período de verão, nas condições de carga pesada, média e leve, das seguintes empresas: CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, Elektro, Energisa Sul/Sudeste.
- Representação pela ENEL São Paulo dos remanejamentos de carga na Região Metropolitana de São Paulo decorrentes da implantação das SEs São Miguel 345/88 kV e São Caetano do Sul 345/88 kV, a partir de Maio de 2026.

Rio de Janeiro e Espírito Santo

- Área Rio de Janeiro/Espírito Santo, parcelas ativa e reativa da carga em função do verão. Verificar sazonalidade dos grandes consumidores da área.
- Área Rio de Janeiro: Carga geral da Light e da Enel-RJ.
- Detalhamento da carga da região Metropolitana do Rio de Janeiro.
- Detalhamento da carga da região norte, do centro (Grande Vitória) e do sul do Espírito Santo (EDP ES).
- Atenção especial à carga da região de Campos, da SE Rocha Leão (Região dos Lagos), assim como às cargas atendidas pela SE Iriri e da região Metropolitana de Niterói no Rio de Janeiro (Enel-RJ).
- Atenção especial à carga da região de Resende no Rio de Janeiro (Enel-RJ).
- Atenção especial à carga da Região Sul do Espírito Santo (EDP ES).
- Atenção especial à carga da CSN no sistema de distribuição da Light uma vez que este consumidor não mais migrará para a Rede Básica. Qualquer aumento de carga, solicitado pelo consumidor, em relação ao valor atual medido deve ser analisado com antecedência, de forma a verificar se o sistema de distribuição e transformações de fronteira tem margem para atender.

Mato Grosso

- Atenção a interligação ao SIN de cargas e PCHs oriundas de sistemas isolados no estado do Mato Grosso.
- Atenção especial às previsões de geração das PCHs das regiões de Rondonópolis, Coxipó, Nova Mutum, Lucas do Rio Verde, Sorriso, Sinop, Juína e Brasnorte.
- Atenção especial às previsões das cargas ativas e reativas atendidas pelas SEs Rondonópolis, Várzea Grande, Coxipó, Nobres, Nova Mutum, Lucas do Rio Verde, Sorriso e Sinop, levando em consideração os valores de MUST contratados para esses pontos.
- Detalhamento da carga da região metropolitana de Cuiabá.

Goiás e Distrito Federal

- Previsão em geral da Neoenergia Distribuição Brasília (antiga CEB), Região de Brasília e Samambaia, parcelas ativa e reativa da carga.
- Região de Goiânia, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para a carga média e para as transferências de carga ocasionadas por obras da rede de distribuição.
- Região Sudoeste de Goiás, parcelas ativa e reativa da carga com atenção especial para as transferências de carga ocasionadas por obras da rede de distribuição e para a nova subestação de fronteira Rio Claro 2.
- Atenção especial ao aumento de carga da região Oeste de Goiás.
- Atenção à distribuição de carga na subestação de Goiânia Leste, considerando a operação em carga dos 4 transformadores, e às informações quanto aos Remanejamentos em Contingência.
- Atenção às transferências de carga ocasionadas por obras da rede de distribuição para conexão no novo setor de 138 kV da SE Itapaci, região Norte de Goiás.
- Atentar para a previsão de geração e de carga de Produtores Independentes e Autoprodutores signatários de CUST, no que concerne a usinas à biomassa, compatível com os períodos de verão (entressafra) e de inverno (safra).

Acre e Rondônia

- Atenção à incorporação de novas cargas oriundas de sistemas isolados.

- Atenção especial nas previsões de carga levando em consideração os valores de MUST contratados para as áreas Acre e Rondônia.
- Atenção às previsões de geração de PCHs conectadas ao sistema de distribuição do estado de Rondônia.
- Atenção especial à previsão de carga da região de Rio Branco.

Sul e Mato Grosso do Sul

- Área Leste de Santa Catarina, parcela reativa da carga e dependência de despacho térmico.
- Área Norte e Vale do Itajaí de Santa Catarina: atenção para os atendimentos às regiões de Joinville, Blumenau, Gaspar e Itajaí.
- Área Sul de Santa Catarina: atenção para a distribuição por barramento, parcelas ativa e reativa da carga, entre as subestações de Siderópolis e Forquilha.
- Região Metropolitana de Curitiba, parcela reativa da carga e dependência de intercâmbio e despacho local.
- Norte do estado do Paraná (Agrupamentos de Maringá, Apucarana, Sarandi, Londrina), parcela reativa da carga e dependência de intercâmbio.
- Região Metropolitana de Porto Alegre (inclui o atendimento à área industrial): atenção para a distribuição por barramento, parcelas ativa e reativa da carga.
- CEEE-D: Região Sul do Rio Grande do Sul: atenção para os atendimentos a Pelotas, Rio Grande (Quinta), Presidente Médici e principalmente Santa Vitória do Palmar.
- RGE: atenção para a representação das parcelas da carga ativa e reativa do Pólo Petroquímico.
- RGE: atenção para a representação da parcela da carga reativa da fronteira oeste do Rio Grande do Sul.
- Mato Grosso do Sul: atenção para a representação da parcela da carga reativa da área de Campo Grande.
- Mato Grosso do Sul: atenção para a representação da carga da área de Corumbá e Dourados.

5.5 ANEXO V – Roteiro para previsão de despacho de geração de usinas Tipo II-B e Tipo III, bem como da MMGD, na planilha de previsões de carga por barramento visando a montagem dos casos de referência

Objetivo

O objetivo deste roteiro é orientar os representantes dos Agentes de Distribuição, responsáveis pelos processos de previsões de carga e de estudos elétricos, a definir as previsões de despacho de geração de usinas Tipo II-B e Tipo III, que injetam na rede de distribuição ou demais instalações de transmissão de responsabilidade de um Agente de Distribuição, como também a estimativa dos montantes de geração de MMGD por barramento, encaminhadas junto às previsões de carga. Ressalta-se, que a representação de usinas Tipo II-B, nos barramentos da rede de simulação, deve ser feita de forma individualizada. Com relação às usinas Tipo I, II-A e II-C (usinas que fazem parte de conjuntos), a previsão do despacho de geração é feita pelo ONS. Deve haver compatibilidade entre as previsões indicadas neste roteiro e as usinas indicadas na lista de usinas – Anexo III, e conformidade quanto ao que está descrito no item 4.2.2-g.

Lembramos que os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) em seu Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, Seção 4.1 - Dados de Carga e de Despacho de Geração, explicita as responsabilidades de acessantes à rede de distribuição quanto ao envio de dados às distribuidoras para viabilização de cumprimento de responsabilidades dessas últimas ao Procedimento de Rede do ONS.

Cabe enfatizar o critério estabelecido no PRODIST quanto à forma de representação de usinas, em especial à geração de potência reativa, segue o critério estabelecido no Procedimentos de Rede.

Previsão de Despacho de Geração de Potência Ativa

1) Usinas hidrelétricas

Despacho de geração de acordo com o histórico médio mensal, de cada condição de carga, de afluições das respectivas bacias.

2) Usinas térmicas a óleo diesel e carvão vegetal

Despacho segundo os valores definidos de inflexibilidade mensal, de cada condição de carga, na ausência de valores de inflexibilidade declarada, colocar despacho nulo.

3) Usinas térmicas a gás natural

Despacho segundo os valores definidos de inflexibilidade mensal, de cada condição de carga, na ausência de valores de inflexibilidade declarada, colocar despacho nulo.

4) Usinas eólicas

Para o Subsistema Sul, para usinas existentes adotar despacho de geração baseado no comportamento dos valores históricos médios mensais, de cada condição de carga, para usinas novas e futuras (ausência de dados históricos) adotar despacho de geração de 30% da capacidade instalada da usina.

Para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, para usinas existentes adotar despacho de geração baseado no comportamento dos valores históricos médios mensais, de cada condição de carga, para usinas novas e futuras (ausência de dados históricos) adotar despacho de geração de 35% da capacidade instalada da usina.

Para os Subsistemas Norte e Nordeste, para usinas existentes adotar despacho de geração baseado no comportamento dos valores históricos médios mensais, de cada condição de carga, para usinas novas e futuras (ausência de dados históricos) adotar despacho igual a 60% da capacidade instalada da usina no período de inverno e 25% no período de verão.

5) Usinas de biomassa

Nos períodos de safra, despacho de geração igual a potência esperada média mensal, de cada condição de carga, a ser exportada para a rede elétrica e despacho de geração nulo para os períodos de entressafra, se houver, quando também deverá ser informada, se for o caso, o valor da demanda prevista de potência própria a ser atendida pelo sistema de distribuição. No caso dos autoprodutores cuja unidade geradora se encontra junto à unidade consumidora e cuja unidade geradora está representada na Rede de Simulação (ex.: CSN na LIGHT e usinas conectadas à Energisa-MS), previsão de despacho de geração e de carga separadamente no período de safra.

6) Usinas fotovoltaicas

Para as usinas existentes em que a massa de dados históricos é insuficiente e para as usinas futuras, adotar despacho de geração igual a 90% no patamar de carga média, 30% da capacidade instalada da usina no patamar de carga leve, com exceção para as usinas com conexão no estado de São Paulo nas quais deverá ser considerado 10%, e 0% (zero) no patamar de carga pesada. Para as usinas que possuem dados históricos utilizar a informação verificada média mensal, de cada condição de carga, como referência nas previsões.

7) MMGD – Fotovoltaicas

Não é esperado que exista histórico dos montantes totais produzidos para atendimento da carga e injeção na rede para as fontes de geração fotovoltaicas, que se enquadrem no conceito de micro e minigeração. Logo, a estimativa da geração deverá se basear em metodologia ou critério para o cálculo do montante existente ou previsto dessa geração.

Para realizar a estimativa, o agente deverá construir duas curvas teóricas de geração em PU da potência instalada considerada no inversor para cada hora e mês, uma para a micro e outra para minigeração, relacionada a luminosidade característica típica por hora em cada mês.

A geração prevista por barramento para cada condição de carga será a média da geração estimada para todas as horas da condição de carga. Será estimada multiplicando a potência instalada considerada no inversor da microgeração, ou da minigeração, separadamente, para cada hora da curva teórica construída. Os valores obtidos para micro e para minigeração, para cada hora, serão somados obtendo assim a previsão por hora por barramento. Deverão ser consideradas todas as fontes fotovoltaicas previstas, ou já existentes, no barramento para cada mês/ano do horizonte de previsão.

8) MMGD – Outras Fontes

Para as demais fontes de geração que se enquadrem no conceito de MMGD, deverão ser considerados para previsão os mesmos critérios adotados para essas fontes de geração já indicados nos itens de 1 a 5.

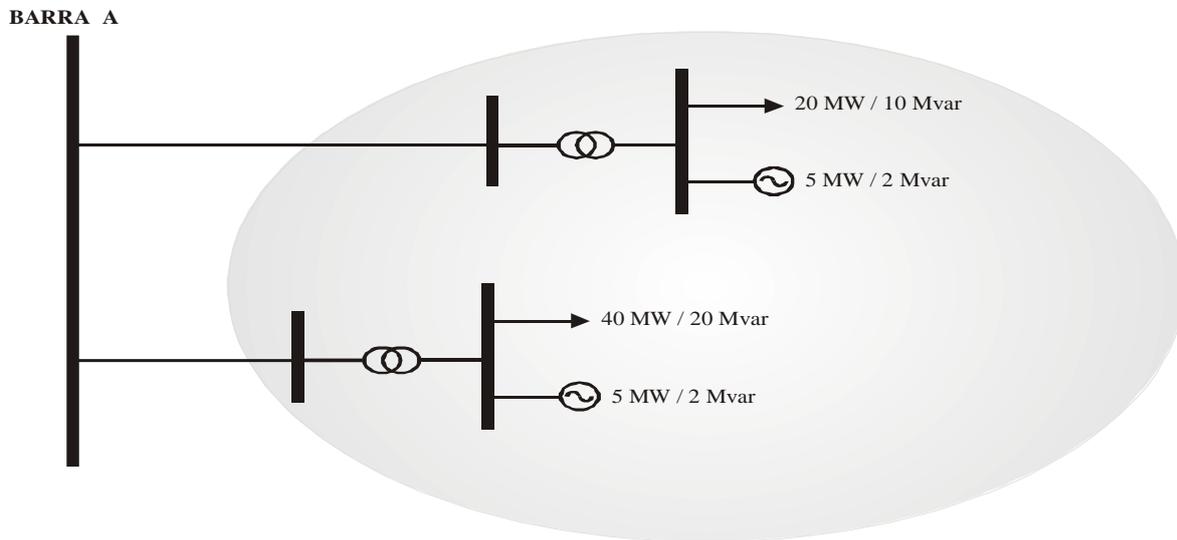
Obs.:

- 1- Usinas que estiverem inoperantes, em períodos dentro do horizonte de estudo, deverão ter previsão de despacho igual a zero, no período correspondente.
- 2- Devem ser consideradas, nas previsões, todas as usinas futuras ou futura amarela que estão no Anexo III, considerando o item 4.2.2.g desse Termo de Referência, que tenham solicitação de acesso no agente de distribuição (mesmo aquelas que não tem parecer de acesso emitido ou contrato assinado) ou que foram aprovadas em leilão, já tendo ponto de conexão definido. Do 2º ao 7º ano do horizonte de previsões do PAR/PEL, devem ser consideradas as datas entrada em operação indicadas no Anexo III, observando as orientações do item 3.1.e desse Termo de Referência. Para o 1º ano do horizonte de previsões do PAR/PEL e para os estudos de curto-prazo (Mensais e Quadrimestrais) devem ser consideradas as datas de entrada em operação de conhecimento do agente de distribuição.
- 3- Não deverão ser consideradas usinas futuras ou futura amarela (que estão no Anexo III), mas que o agente de distribuição informa que estão sem ponto de conexão definido. Deverão ser listadas no texto de premissas, as usinas que se enquadrarem nessa observação.
- 4- Poderão ser consideradas nas previsões usinas futuras que não estão no Anexo III. Deverão ser listadas no texto de premissas, as usinas que se enquadrarem nessa observação, com as devidas justificativas do Agente.
- 5- Usinas futuras que não tem modalidade de operação definida serão consideradas como Tipo III no Anexo III.

Previsão de Despacho de Geração de Potência Reativa

Informar despacho de geração de potência reativa conforme orientação nas Figuras 4 e 5 a seguir.

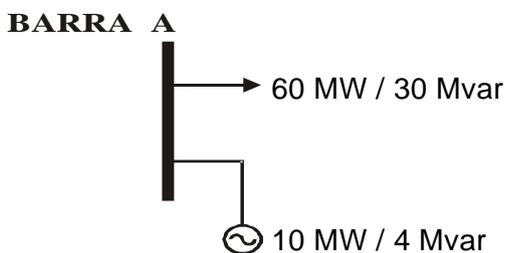
Figura 4 Sistema de potência a ser equivalentado - Geração



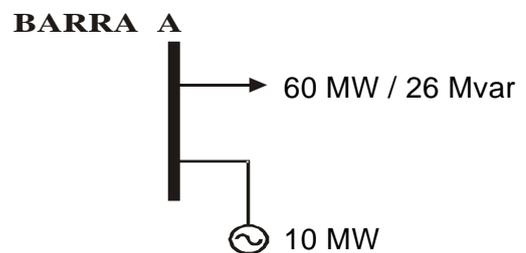
A representação equivalente na **Barra A** da rede de simulação deve ser feita nos seguintes modos:

Figura 5 Sistema de potência equivalentado - Geração

Se houver informação do reativo da geração:



Se não houver informação:



5.6 ANEXO VI – Períodos Horários das Condições de Carga

Para os Agentes de Distribuição:

Pesada: em dias úteis, em sábados ou em domingos: da 19^a a 22^a hora;

Média: em dias úteis ou em sábados: da 9^a a 17^a hora, em domingos: da 10^a a 17^a hora;

Leve: em dias úteis: de 3^a a 6^a feira, da 1^a a 8^a hora, a exceção de dias após feriados;

Mínima: em domingos ou feriados: da 1^a a 9^a hora.

Para os Consumidores Livres, Autoprodutores e Produtores Independentes:

Pesada: em dias úteis: período de horário de ponta do consumidor;

Pesada: em sábados ou em domingos: da 19^a a 22^a hora;

Média: em dias úteis ou em sábados: da 9^a a 17^a hora, em domingos: da 10^a a 17^a hora;

Leve: em dias úteis: de 3^a a 6^a feira, da 1^a a 8^a hora, a exceção de dias após feriados;

Mínima: em domingos ou feriados: da 1^a a 9^a hora.

Obs:

- 1- A 17^a hora, por exemplo, corresponde ao intervalo entre 16:01 e 17:00.
- 2- Exclusivamente para o sistema Roraima, o período horário de carga pesada é considerado da 19^a a 24^a hora.

6 Lista de tabelas e figuras

Figuras

Figura 1 – Horizontes de previsão dos processos de consolidação da carga	4
Figura 2 – Previsão de Carga e Configuração da Rede do 2º. Ano ao 7º. Ano	5
Figura 3 - Considerações sobre usinas futuras no horizonte do PEL e do PAR	13
Figura 4 - Sistema de potência a ser equivalentado - Geração	32
Figura 5 - Sistema de potência equivalentado - Geração	32

Tabelas

Tabela 1 - Atividades do processo de consolidação da carga	8
Tabela 2 - Atividades do processo de consolidação da carga - estudos especiais	8