



NOTA TÉCNICA

**METODOLOGIA:
PROJEÇÃO DE CURVA DE
CARGA HORÁRIA**

MARÇO DE 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Coordenação Técnica

Arnaldo dos Santos Junior

Equipe Técnica

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Gabriel Konzen

Patricia Messer Rosenblum

Thiago Antonio Pastorelli Rodrigues (parte)

Thiago Toneli Chagas

epe

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira (interino)

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução.....	3
2. Conceitos e Definições.....	4
2.1. Visão Geral.....	9
3. Metodologia.....	10
3.1. Etapas Metodológicas	10
3.1.1. Etapa 1 – Identificação de perfis típicos e consumo mensal das distribuidoras	11
3.1.2. Etapa 2 – Avaliação dos parâmetros de interesse da carga.....	12
3.1.3. Etapa 3 – Seleção do mês para ponderação (identificação do mês ideal).....	13
3.1.4. Etapa 4 - Equivalência mensal dos perfis.....	14
3.1.5. Etapa 5 - Formação do consumo horário no ano base	15
3.1.6. Etapa 6 – Cálculo da carga global horária	15
3.1.7. Etapa 7 – Cálculo das perdas e diferenças horárias.....	16
3.1.8. Etapa 8 – Projeção da carga global horária.....	16
4. Aplicações em estudos suplementares	16
4.1. Choques de consumo em equipamentos residenciais.....	16
4.2. Construção de séries sintéticas de carga para estudo de viabilidade de armazenamento	18
5. Considerações finais e encaminhamentos.....	19
6. Referências.....	20
ANEXO A – METODOLOGIA EXERCÍCIO RESIDENCIAL	22
Etapa 1 – Coleta de dados.....	22
Etapa 2 – Temperaturas equivalentes municipais	22
Etapa 3 – Graus Dia de refrigeração e aquecimento	23
Os indicadores HDD e CDD no nível das macrorregiões brasileiras é calculada por meio da média ponderada pela população dos municípios selecionados. Etapa 4 – Sazonalidade do desconforto térmico.....	23

■ Lista de Imagens

Imagem 4 - Localização das estações meteorológicas e dos municípios mais populosos.....22

■ Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Aderência do P.U. da curva composta pelos perfis das distribuidoras ao PU da carga do sistema de supervisão no SIN.15

Gráfico 2 - Estrato da série sintética de carga residencial para o Sudeste.19

Gráfico 6 - Sazonalidade dos Graus Dia mensais esperados ao longo de um ano.....23

1. Introdução

A matriz de geração elétrica brasileira foi construída com base em hidrelétricas com grandes reservatórios capazes de regularizar vazões e armazenar energia, promovendo a flexibilidade necessária para atendimento à demanda. Contudo, as novas usinas hidrelétricas disponíveis para expansão do sistema têm dificuldades em permitir a regularização das vazões em escalas mensais, na medida em que não contam com reservatórios de acumulação. Adicionalmente, há de se destacar o aumento da importância de fontes não controláveis na matriz, como eólica e solar fotovoltaica, cuja atuação contribui mais para energia média do que para atendimento instantâneo. Por conta da conjunção destes e outros fatores, torna-se cada vez mais necessária maior granularidade no planejamento de suprimento do setor.

Entretanto, há maneiras alternativas de atendimento à necessidade de flexibilidade do sistema. Uma delas é a modulação da demanda com os objetivos de prover uma melhor operacionalidade sistêmica e de prover maior racionalidade de uso da infraestrutura. Como consequência, há postergação da necessidade de investimentos, acarretando menor impacto ambiental e menores custos para o consumidor final. Para tal, é necessária a melhor depuração das parcelas integrantes da carga de energia histórica e projetada. Ou seja, devem ser analisados os perfis horários de consumo de energia elétrica de cada classe por faixa de tensão, considerando-se as peculiaridades locais, além das alterações comportamentais e eventuais inovações disruptivas ao longo do período analisado.

No decorrer de um ano, observam-se comportamentos distintos de carga, como consequência principalmente das variações climáticas e dos diversos ciclos de atividade dos setores produtivos, propiciando o atingimento de patamares cerca de 15% acima ou abaixo da energia média anual requerida do Sistema Interligado Nacional. Quando são analisados intervalos diários, há ainda mais variabilidade, e atingem-se, por vezes, amplitudes de 50 a 150% da energia média diária. Dependendo das particularidades de cada classe de consumo e de sua dinâmica de evolução, associadas a questões como jornada de trabalho, iluminação natural, hábitos de uso dos equipamentos, entre outros, a necessidade de consumo acaba por variar no decorrer do dia.

Para o curto prazo, considerando-se a necessidade de previsões em escalas mais granulares, o ONS utiliza o “*Artificial Neural Network Short Term Load Forecast – ANNSTLF*”, um previsor de carga de curto prazo, baseado em redes neurais artificiais, utilizado para elaboração de previsão da curva de carga horária.¹

Este modelo tem diversas vantagens para previsões de curto prazo, especialmente no que se refere à representação de relações não-lineares. Entretanto, não permite uma explicação clara entre as variáveis, o que gera uma perda de capacidade de interpretação, o que pode vir a ser sensível no planejamento da expansão do sistema elétrico a médio e longo prazos (Falco, 2005).

Ademais, há de se destacar o impacto na demanda decorrente de fatores conjunturais, como variações bruscas de temperatura, muito determinantes tanto no montante de energia requerido quanto no molde da curva de carga horária. Uma vez que as previsões de temperatura são naturalmente mais assertivas apenas para os dias subsequentes, torna-se pouco efetiva a consideração deste tipo de efeito em projeções de longo prazo.

O custo da eletricidade também pode ter um papel na definição do perfil horário da curva de carga, através de tarifação diferenciada por horário, elementos como o custo da autoprodução (seja via micro e mini-geração distribuída - MMGD, cogeração a partir de resíduos industriais ou mesmo através de geradores a diesel no horário de ponta, por exemplo) e mecanismos de resposta da demanda², entre outros.

¹ Fonte: Procedimento de Rede ONS, submódulo 18.2.

² Maiores detalhes relativos aos conceitos e mecanismos de resposta da demanda disponíveis na Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/2019-r0: Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético.

Em um prazo mais alongado, outros fatores podem influenciar o perfil da curva de carga horária, como a alteração de hábitos de consumo, a adoção de novas tecnologias, o efeito estrutura causado pelo crescimento diferenciado das classes de consumo, entre outros fatores.

Vale destacar que em 07 de maio de 2019 foi publicada a Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2019-r0, 'Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade', que descreve a metodologia de projeção de demanda de energia elétrica do Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade (MDE), utilizada nos estudos de mercado e carga subsidiários do Plano Decenal de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE) e nos estudos do planejamento da operação e suas revisões quadrimestrais, elaborados em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A metodologia aqui explicitada é complementar à exposta na Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2019-r0, com uma proposta de adequação das curvas de carga horárias às premissas referentes ao cenário adotado, de modo a permitir o detalhamento dos montantes médios mensais projetados hora a hora.

Por conta desta necessidade, a EPE desenvolveu a metodologia apresentada nesta Nota Técnica. O documento estrutura-se em três capítulos. O Capítulo 1 faz breve introdução ao tema. O Capítulo 2 explicita os principais conceitos e definições utilizadas no setor elétrico necessários para o entendimento da metodologia proposta. O Capítulo 3 detalha a metodologia propriamente dita de projeção da curva de carga horária. O Capítulo 4 mostra duas possibilidades de aplicação a partir da metodologia. Por fim, são tecidas as considerações finais do estudo e encaminhamentos.

2. Conceitos e Definições

Para a melhor compreensão da metodologia de projeção de curva de carga horária, é necessário ter clareza com relação aos conceitos de alguns termos frequentemente utilizados no setor elétrico brasileiro. A seguir, encontram-se os conceitos³ de termos selecionados, considerados importantes para a metodologia a ser descrita nas seções subseqüentes desta Nota Técnica:

- **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL:** Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Resolução Normativa ANEEL n. 417, de 23 de novembro de 2010 (Diário Oficial de 26.11.2010, seção 1, p. 118)
- **Autoprodutor de energia elétrica:** Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia.

³ Diversos conceitos aqui utilizados foram extraídos do Anuário Estatístico de Energia Elétrica da EPE e dos Glossários da ANEEL e do ONS.

Outros conceitos foram sedimentados no âmbito dos estudos de apuração da parcela intitulada “perdas e diferenças”. Em 2016, a EPE, o ONS e a CCEE divulgaram a Nota Técnica ONS - 148/2016, CCEE - 0023/2016 e EPE – 035/2016 - Avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN, com o objetivo de consolidar as discussões ocorridas no workshop “Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN”, realizado no dia 12 de agosto de 2016, e de descrever os conceitos e definições subjacentes aos dados disponibilizados ao público pela EPE, ONS e CCEE, bem como sua sistemática de obtenção. Em 2017, o Grupo de Trabalho Perdas do CGIE, composto por MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, publicou a Nota Técnica 01/2017 “Avaliação das Perdas no Sistema Elétrico Brasileiro”, onde foram conceituados e relacionados os principais termos utilizados no setor elétrico brasileiro.

Resolução Normativa ANEEL n. 674, de 11 de agosto de 2015 (Diário Oficial, de 18 ago. 2015, seção 1, p. 82)

- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:** Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a convenção de comercialização, possuindo a atribuição de celebrar os contratos associados à energia de reserva, nos termos do Decreto nº 5.177, de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 2008. Resolução Normativa ANEEL n. 337, de 11 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 19 nov. 2008, seção 1, p. 140), Anexo.
- **Carga:** Caracterização da demanda do sistema, em um determinado ponto de interesse, definida por uma ou mais das seguintes grandezas: potência ativa, demanda de energia ativa e demanda de energia reativa. Resolução Normativa ANEEL n. 674, de 11 de agosto de 2015 (Diário Oficial, de 18 ago. 2015, seção 1, p. 82)
- **Carga de demanda:** Potência elétrica média solicitada por um equipamento, barramento, subestação, agentes da operação, subsistema ou sistema elétrico, durante um determinado intervalo de tempo. Diz-se, também, demanda.
- **Carga de energia ativa ou Carga de energia:** Volume de energia requerido ao sistema gerador. Compreende o consumo de energia medido pelos agentes vendedores e as perdas do sistema elétrico. A carga de energia equivale à integral das cargas de demanda em um determinado período de tempo, expressa em MWh. Quando expressa em MWmédio, em uma determinada base de tempo, como, por exemplo, MWmédio em base anual, refere-se a uma unidade de energia convencional, expressa pelo valor médio da potência ativa que, multiplicada pelo intervalo de tempo considerado, define a energia ativa consumida nesse mesmo intervalo.
- **Carga global:** O requisito energético total é formado pela soma entre o consumo na rede e a parcela referente às perdas físicas no sistema e parcelas referentes a demais diferenças na representação física no sistema. Este requisito total é conhecido como carga global.
- **Cargas pesada, média e leve:** O valor máximo de consumo, que é denominado de carga pesada, constitui a chamada ponta de carga, com cerca de 2 a 3 horas de duração; o valor mínimo de consumo, denominado de carga leve, ocorre em horas da madrugada; tem-se também um período de carga média ou intermediária. Podem ocorrer variações nos períodos de tempo de ocorrência da carga pesada e da carga leve de acordo com a região, os dias da semana e as estações do ano. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.
- **Classes de Consumo:** Classificação dos consumidores de energia elétrica conforme sua característica principal, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 414 de 9 de setembro de 2010 e suas atualizações. São classes de consumo: Residencial, Industrial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Outros Consumos. As classes são subdivididas em subclasses de consumo conforme a finalidade principal das unidades de consumo.
- **Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica (COPAM):** Grupo técnico, coordenado pela EPE, intitulado “Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica – COPAM”, com a participação de representantes dos agentes de consumo.

- **Consumidor final:** Pessoa física ou jurídica, responsável por unidade consumidora ou por conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, e que, concomitantemente, estejam localizadas em áreas contíguas, possam ser atendidas por meio de um único ponto de entrega e cuja medição seja, também, única. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 47)
- **Consumidor final de energia elétrica:** Aquele que utiliza energia elétrica unicamente para consumo próprio e não para a produção de outros bens e serviços.
- **Consumidor:** Pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s), segundo disposto nas normas e nos contratos. Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010.
- **Consumo na rede:** Consumo declarado pelas distribuidoras à EPE no âmbito dos sistemas de coleta SAM e SIMPLES, que abrangem todo o consumo atendido pela rede elétrica, composto por parcelas advindas da rede básica ou da rede de distribuição. Incluem o atendimento aos Sistemas Isolados, localizados em sua maior parte na região Norte.
- **Consumo total de eletricidade:** Composto pela soma do consumo na rede com o montante suprido por autoprodução não-injetada na rede.
- **Curva de carga:** Registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53), Módulos do PRODIST, Módulo 1 - Introdução.
- **Demanda Máxima Coincidente:** A soma de duas ou mais demandas máximas que ocorrem no mesmo intervalo de tempo.
- **Demanda:** Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente. Resolução Normativa ANEEL nº. 414, de 9 de setembro de 2010 (Diário Oficial de 15 de set. 2010, seção 1, p. 115)
- **Distribuidor:** Titular de concessão ou permissão para distribuição de energia elétrica a consumidor final ou à unidade suprida, exclusivamente de forma regulada. Resolução Normativa ANEEL n. 206, de 22 de dezembro de 2005.
- **Eficiência energética:** procedimento que tem por finalidade reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética. Resolução Normativa ANEEL n. 418, de 23 de novembro de 2010 (Diário Oficial de 01 de dez. 2010, seção 1, p. 76)
- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE:** Instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o Planejamento do Setor Energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Portaria MME n. 391, de 13 de outubro de 2009 (Diário Oficial de 15 de out. de 2009, seção 1, p. 60)

- **Energia elétrica fornecida:** Quantidade de energia elétrica fornecida e medida (ou estimada, nos casos previstos pela legislação) pela distribuidora; aos usuários finais (consumidores não livres), às outras distribuidoras e para o consumo próprio. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)
- **Estudos de previsão de demanda ou de carga:** Estudos destinados à caracterização da carga ou demanda referentes à evolução do mercado por classe de consumo e por nível de tensão. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)
- **Fator de carga:** Razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado. Resolução Normativa ANEEL n. 414, de 9 de setembro de 2010 (Diário Oficial de 15 de set. 2010, seção 1, p. 115)
- **Gerenciamento da carga:** Ações voltadas para cobrir qualquer deficiência de geração, transmissão, distribuição ou transformação em que a carga a ser atendida supere a capacidade de suprimento/atendimento da área afetada, resultando, portanto, em remanejamentos ou cortes de carga previamente estabelecidos para garantia da integridade do sistema. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)
- **Horário de ponta – P:** Período definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL para toda sua área de concessão, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e feriados definidos por lei federal. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)
- **Horário fora de ponta – F:** Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)
- **MDE (Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade):** Modelo utilizado na EPE para projeção de consumo de eletricidade e requisitos de geração elétrica, cuja metodologia está exposta na NOTA TÉCNICA EPE DEA 003/2019 “Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade”, de maio de 2019.
- **Microgeração distribuída (2015-):** Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Resolução Normativa ANEEL n. 687, de 24 de novembro de 2015 (Diário Oficial, de 02 dez. 2015, seção 1, p. 45)
- **Minigeração distribuída:** Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Resolução Normativa ANEEL n. 786, de 17 de outubro de 2017 (Diário Oficial, de 27 out. 2017, seção 1, p. 94)
- **Ministério de Minas e Energia – MME:** Atua na elaboração e na implementação de políticas públicas para os segmentos de energia, compreendendo energia elétrica, petróleo, gás natural e biocombustíveis, bem como de mineração, geologia e transformação mineral, abrangendo

processos de regulamentação, outorga, concessão, comercialização e fiscalização. Foi criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.

- **Oferta Interna de Energia Elétrica:** Quantidade de eletricidade disponibilizada ao País para ser submetida aos processos de consumo final.
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS:** Agente, instituído pela Lei nº 9.648, de 1998, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004, responsável pela coordenação e controle da operação de geração e da transmissão de energia elétrica do SIN. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 48), Anexo
- **P.U.:** Significa valores por unidade, ou seja, é uma medida adimensional comparativa entre o valor corrente e uma referência.
- **Perdas de energia:** Diferença entre a energia requerida e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora por ano (MWh/ano), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica. Resolução Normativa ANEEL n. 234, de 31 de outubro de 2006.
- **Perdas e diferenças:** A parcela de “perdas e diferenças” no Sistema Interligado Nacional é calculada a partir da diferença entre o valor da carga global de energia apurada pelo ONS e o valor de consumo na rede (SIN) obtido pela EPE. Esta parcela engloba as chamadas perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição e as denominadas perdas não técnicas, que consideram ligações irregulares/clandestinas, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, efeito calendário etc. Adicionalmente, a parcela de “perdas e diferenças” contabilizam outras diferenças relativas aos próprios conceitos utilizados de carga global (ONS/CCEE) e de consumo na rede (EPE), como é o caso de alguns consumidores livres conectados na rede básica que possuem autoprodução de energia, cujo consumo é integralmente considerado na carga global, porém, não no consumo na rede.
- **Perdas na distribuição:** Diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (MWh), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica. Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53) Módulos do PRODIST: Módulo 1 - Introdução
- **Perdas na rede básica (ou transmissão):** São aquelas que ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas até o limite dos sistemas de distribuição. São apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme dados de medição de geração e a energia entregue às redes de distribuição. A diferença entre elas resulta no valor de Perdas na Rede Básica e seu custo é rateado em 50% para geração e 50% para o consumo.
- **Perdas não técnicas:** Apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros. Resolução Normativa ANEEL n. 338, de 25 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 27 nov. 2008, seção 1, p. 80), Anexo VII
- **Perdas técnicas:** Montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente das leis da Física relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. Corresponde à soma de três parcelas: Joule, dielétrica e magnética. Resolução Normativa ANEEL n. 338, de 25 de novembro de 2008 (Diário Oficial, de 27 nov. 2008, seção 1, p. 99)

- **Rede Básica:** Instalações de transmissão integrantes do SIN, classificadas segundo regras e condições estabelecidas pela ANEEL.
- **Rede de Distribuição:** Conjunto de instalações de distribuição de energia elétrica, com tensão inferior a 230 KV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL. Resolução ANEEL n. 102, de 1º de março de 2002.
- **Resposta da demanda:** Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais. Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 28 de novembro de 2017 (Diário Oficial, de 1 dez. 2017, seção 1, p. 131)
- **SAM (Sistema de Acompanhamento do Mercado):** Coleta mensal dos dados históricos de consumo e número de consumidores, tendo por base o mês anterior ao mês da coleta, realizada pelo MME, através da EPE.
- **SIMPLES (Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico):** Coleta realizada pelo MME, através da EPE, anualmente dados de consumo e número de consumidores, histórico e projeções, desagregados nas tipologias definidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 414, 9 de setembro de 2010, atualizada pela Resolução Normativa ANEEL nº 418, de 23 de novembro de 2010, Resolução Normativa ANEEL nº 479, de 03 de abril de 2012, Resolução Normativa ANEEL nº 516, de 11 de novembro de 2012, e Resolução Normativa ANEEL nº 775, de 27 de junho de 2017.
- **Sistema de supervisão e controle:** Conjunto de equipamentos que, mediante aquisição automática e de processamento de dados, fornece informações constantemente atualizadas a serem utilizadas pelo operador do sistema na supervisão e controle da operação. Resolução Normativa ANEEL n. 674, de 11 de agosto de 2015 (Diário Oficial, de 18 ago. 2015, seção 1, p. 82) Anexo: Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCPSE
- **Sistema Interligado Nacional (SIN):** Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país eletricamente interligadas. Resolução Normativa ANEEL n. 205, de 26 de dezembro de 2005.
- **Sistemas Isolados:** Sistemas elétricos radiais (geração dedicada a um mercado específico), não interconectados ao SIN. Em sua quase totalidade estão situados na Região Norte do País e atendidos por geração termelétrica.
- **Subsistema:** Divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN. Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004.
- **Supervisão da operação:** Observação do estado atual do sistema e da tendência de mudança desse estado bem como no acompanhamento das ações de controle, comando e execução da operação.

2.1. Visão Geral

Em síntese, o processo de projeção da curva de carga horária consiste essencialmente na compatibilização de três bases de dados distintas, as quais caracterizam o uso da energia elétrica pelas classes de consumo em diferentes desagregações e escalas temporais, no âmbito do Sistema Interligado Nacional.

Tal compatibilização ocorre através da identificação do mês ideal de agregação dos perfis típicos das revisões tarifárias periódicas de modo a representar a curva de carga de cada subsistema do SIN com o menor desvio possível. A partir disto, da respectiva sazonalização destes perfis e do acoplamento à metodologia já empregada de projeção do consumo (NT EPE DEA 03/2019), a conexão entre economia, energia e potência é atingida de modo a serem projetáveis condicionando-se as perspectivas econômicas cenarizadas. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Figura 1 ilustra o fluxograma desta metodologia, destalhado na Seção seguinte

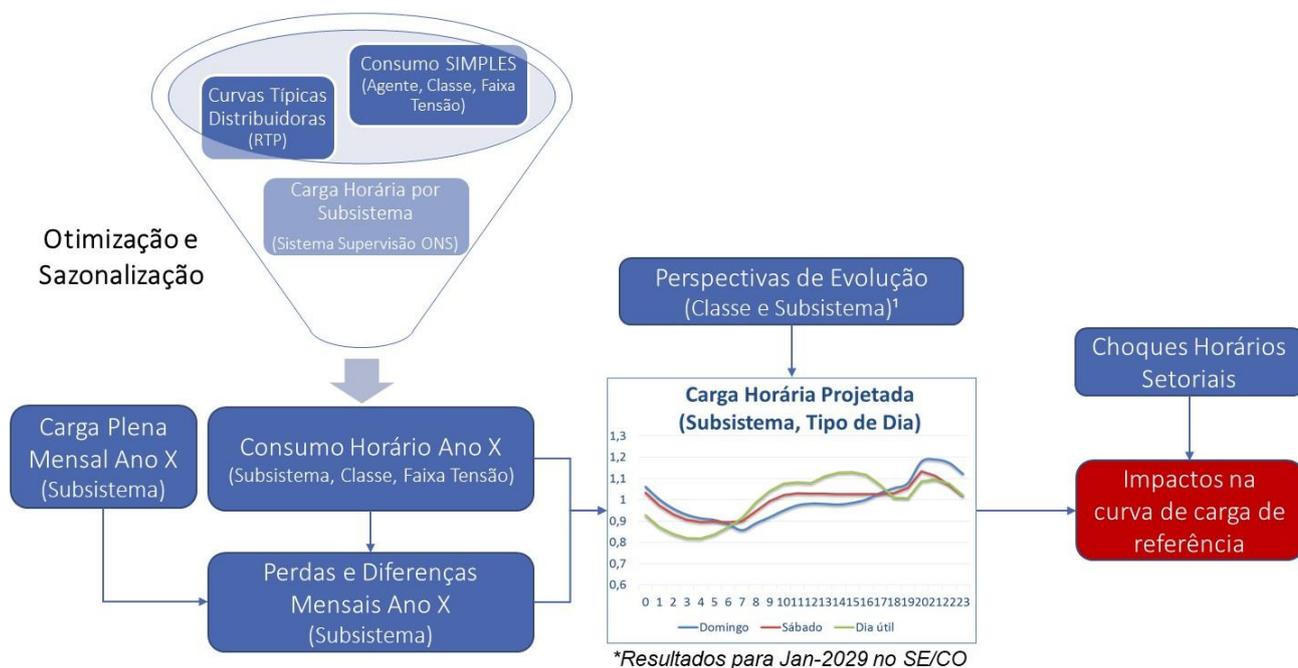


Figura 1 – Visão esquemática da metodologia de projeção de carga horária.

¹ NT EPE DEA 03/2019.

Fonte: EPE.

3. Metodologia

O processo de projeção da carga de forma horária considera a projeção da carga de energia elaborada a partir de um conjunto de premissas que incluem, entre outras, condicionantes econômicas e demográficas para o médio e longo prazo. Tal projeção, advinda do Modelo de Projeção de Eletricidade - MDE, estima quanta energia poderá ser consumida por cada classe de consumo ao longo do horizonte de estudo, além do montante relacionado às perdas e diferenças, que, somados, compõem a carga global de energia.

De forma complementar, no processo de elaboração da projeção de carga horária são empregados também os perfis típicos de cada classe de consumo por faixa de tensão, advindos das campanhas de medidas dos agentes de distribuição, para segregação da carga projetada em base horária.

3.1. Etapas Metodológicas

A metodologia para a desagregação da carga em base horária tem por finalidade a representação das condicionantes econômicas, demográficas e setoriais não só em (carga de) energia, mas também em potência (ou carga de demanda), construindo, assim, um link econômico-energético-elétrico do sistema.

Para isto, devem ser cumpridas as etapas detalhadas ao longo desta seção, quais sejam:

- 1) Identificação dos perfis típicos e consumo mensal das distribuidoras;
- 2) Avaliação dos parâmetros de interesse da carga;
- 3) Seleção do mês para ponderação;
- 4) Equivalência mensal dos perfis;
- 5) Formação do consumo horário no ano base;
- 6) Cálculo da carga global horária;

- 7) Cálculo das perdas e diferenças horárias;
- 8) Projeção da carga global horária.

3.1.1. Etapa 1 – Identificação de perfis típicos e consumo mensal das distribuidoras

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) têm como principal objetivo analisar, após um período, em geral, a cada 4 anos, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Entretanto, para reajustar a tarifa de forma adequada entre classes, são necessários estudos de caracterização da carga e do sistema elétrico, conforme seção 2.2 do Módulo 2 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da referida Agência.

A exigência de perfis típicos de carga das classes por faixa de tensão por parte da Agência faz com que as distribuidoras realizem “campanhas de medidas” em suas áreas de concessão. Tais campanhas são realizadas durante aproximadamente 20 dias consecutivos a cada 4 anos, durante a Revisão Tarifária Ordinária, com amostragem estratificada aleatória em cada distribuidora e tem por objetivo subsidiar estudos de regulação tarifária com vistas a aplicação adequada de preços entre as classes de consumo.

A ANEEL permite que a distribuidora realize medições de forma permanente para a caracterização da carga de suas unidades consumidoras e do carregamento de suas redes, transformadores e outros equipamentos.

Além das classes por faixa de tensão de cada distribuidora, é necessária a coleta das informações de consumo desses agentes, também por classe e faixa de tensão. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 as classes de consumo, para fins de aplicação tarifária, são classificadas de acordo com a atividade comprovadamente exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios para enquadramento previstos em legislação. Dessa forma, o cadastramento das classes de consumo nas distribuidoras possui a seguinte abertura:

- I. Residencial;
- II. Industrial;
- III. Comércio, serviços e outras atividades;
- IV. Rural;
- V. Poder público;
- VI. Iluminação pública;
- VII. Serviço público; e
- VIII. Consumo próprio.

Nesse sentido, a EPE, realiza junto às distribuidoras e principais agentes do mercado a coleta de dados referentes ao consumo de energia elétrica para as principais classes e segmentos de consumo, além do número de consumidores, seguindo as mesmas resoluções normativas, por meio de dois sistemas SAM e SIMPLES.

O Sistema SIMPLES/SAM serve para colher as informações do mercado realizado e previsto dos agentes de distribuição, geração e transmissão que atendem ao consumidor final e de consumidores livres que demandam energia da rede básica do Sistema Interligado Nacional.

Desta forma, partindo do princípio da compatibilidade das informações declaradas pelas distribuidoras e agentes do mercado para a EPE e ANEEL, e portanto, da comparabilidade das estatísticas dessas instituições, a metodologia prevê agregações dos perfis típicos das revisões tarifárias das distribuidoras pelos volumes consumidos mensalmente declarado por cada uma.

3.1.2. Etapa 2 – Avaliação dos parâmetros de interesse da carga

Antes de proceder às agregações dos perfis típicos pelo consumo de forma imediata, pois são necessários tratamentos adicionais para consistência aos dados de carga horária do ONS⁴, de modo a compatibilizar com os perfis típicos de consumo mencionados no item anterior

Na Figura 2 é mostrada as características das bases de dados utilizadas nesta metodologia. A carga de energia do sistema de supervisão do ONS disponibiliza dados por subsistema elétrico para um período específico. As curvas típicas das classes de consumo no âmbito das revisões tarifárias, conforme já mencionado, são estimadas durante aproximadamente 20 dias consecutivos a cada 4 anos com amostragem estratificada aleatória em cada distribuidora. Já a base de dados do SAM/SIMPLES⁵ da EPE dispõe de dados de consumo por classe por distribuidora oriundos dos seus sistemas de faturamento, não necessariamente coincidindo com o calendário civil e, por isso, não sendo integralmente compatíveis com os meses/anos civis.

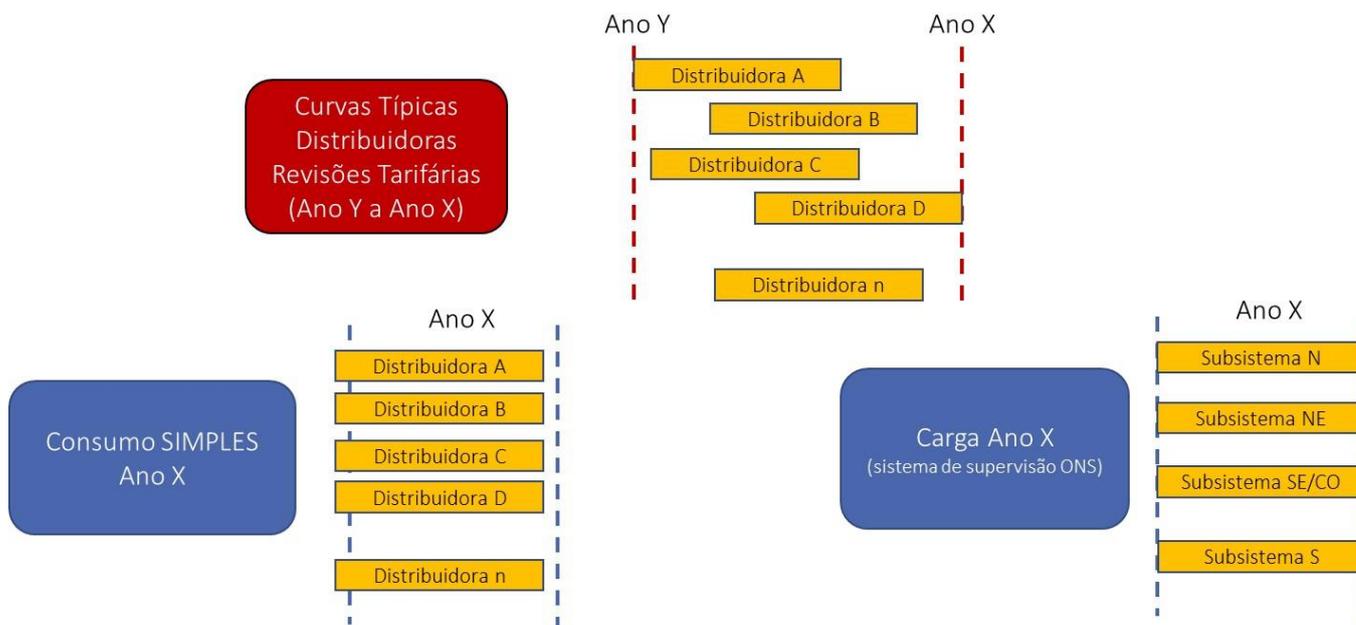


Figura 2 - Características das Bases de Dados.

Fonte: EPE.

Como componente principal da carga horária de energia, assume-se que o consumo extraído do Sistema SAM/SIMPLES da EPE é a parcela determinante no perfil da curva de carga de cada subsistema. Analogamente, o consumo horário, objeto da presente metodologia, seguirá os comportamentos sazonais mensais e semanais da carga de cada subsistema medida pelo ONS, bem como sua aderência do perfil horário.

Desta forma, são calculados os seguintes parâmetros da carga:

$$Peso_d = MédiaHistórica \left\{ \frac{MWh_d}{MWh_{semana}} \right\} \quad (1)$$

⁴ As informações disponibilizadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, em bases horárias, são relativas às medições realizadas pelo sistema de supervisão do ONS. Desta forma, há ainda algumas parcelas a serem consideradas para se alcançar a carga global, porém esta é a série de carga que mais se aproxima da componente completa em termos horários. Para mais detalhes sobre a composição da carga global recomenda-se a leitura do relatório do GT-Perdas (CGIE, 2017).

⁵ AS séries históricas consolidadas de consumo e número de consumidores são disponibilizadas pela EPE em seu site no endereço: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>>, e de forma mais desagregada no Anuário Estatístico de Energia Elétrica: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>.

$$Pu_{Carga_{sub,m,h,d}} = MédiaHistórica\left\{\frac{24 \cdot MWh_{sub,m,h,d}}{MW_{médio_{sub,m,d}}}\right\} \quad (2)$$

$$Peso_{sazonal\ mensal}_{h,d,m} = \frac{pu_{h,d,mi,ab}}{pu_{h,d,m,ab}} \quad (3)$$

Onde:

h = hora

d= tipo de dia (útil, sábado, domingo/feriado)

m = mês

mi = mês ideal de agregação (ver Etapa 3)

sub = subsistema

ab = ano base

3.1.3. Etapa 3 – Seleção do mês para ponderação (identificação do mês ideal)

Como o calendário das revisões tarifárias entre as distribuidoras é defasado no tempo, conseqüente, as campanhas de medidas desses agentes também estão descaçadas no tempo. Para análises sistêmicas, são necessárias ponderações para adequar os perfis a um mesmo período (período equivalente). Assim, nesta etapa verifica-se qual o período ideal para esta agregação, ou seja, qual o mês em que o conjunto de todas as curvas de carga medidas pelas distribuidoras apresenta menor desvio em relação a carga medida pelo ONS em cada subsistema.

$$Consumo_{a,c,t,d,m,ab} = Consumo_{a,c,t,m,ab} \cdot Peso_d \quad (4)$$

$$ConsumoMensal_{equivalente\ horário}(m, h, sub) = \sum_{sub=1}^{subsistema} \sum_{a=1}^{agente} \sum_{c=1}^{classe} \sum_{t=1}^{tensão} \sum_{d=1}^{tipo\ dia} \frac{(Pu_{a,c,t,d,h} \cdot Consumo_{a,c,t,d,m,ab})}{24} \quad (5)$$

$$PU_{ConsumoAgregado}_{m,h,sub} = \frac{24 \cdot ConsumoMensal_{equivalente\ horário}(m, h, sub)}{\sum_{h=1}^{24} ConsumoMensal_{equivalente\ horário}(m, h, sub)} \quad (6)$$

$$f(m, sub) = \sum_{h=1}^{24} |PU_{ConsumoAgregado}_{m,h,sub} - Pu_{Carga_{sub,m,h}}| \quad (7)$$

$$Menor\ desvio_{sub} = Min \{f(jan), f(fev), \dots, f(dez)\} \quad (8)$$

Onde:

a = agente

c = classe

t = tensão

d = tipo dia

m = mês

ab = ano base

h = hora

sub = subsistema

Desta forma, é eleito o mês de menor desvio em relação ao P.U.⁶ da carga para o ano base da projeção. É importante ratificar que o mês eleito como ideal pode ser distinto para cada subsistema, bem como o grau de aderência da curva de consumo agregada em relação a curva de carga.

3.1.4. Etapa 4 - Equivalência mensal dos perfis

Com as etapas anteriores, possibilitou-se a agregação das classes e faixas de tensão por distribuidoras de um mesmo subsistema, porém os meses ótimos de agregação, conforme mencionado, não necessariamente são os mesmos entre subsistemas. Esta seção tem por finalidade indicar como obter os perfis de carga para os demais meses do ano sem necessariamente aumentar os desvios observados na etapa anterior.

Para isto, são calculadas as relações entre os valores em P.U. de determinado mês frente ao mês de referência (mês ideal) para cada hora da curva de carga medida pelo ONS no ano base. Por exemplo, calculou-se a razão do P.U. no período de 13:00 do mês de janeiro de 2018 em relação ao P.U. no mesmo horário do mês de abril (mês ideal) do mesmo ano. A Figura 3 ilustra o processo calculado para cada hora, mês e subsistema e o Gráfico 1 exemplifica a aderência de algumas curvas após o processo.

$$Pu_{a,c,t,d,h,m} = \frac{Pu_{a,c,t,d,h}}{\text{Peso sazonal mensal}_{h,d,m}} \quad (9)$$

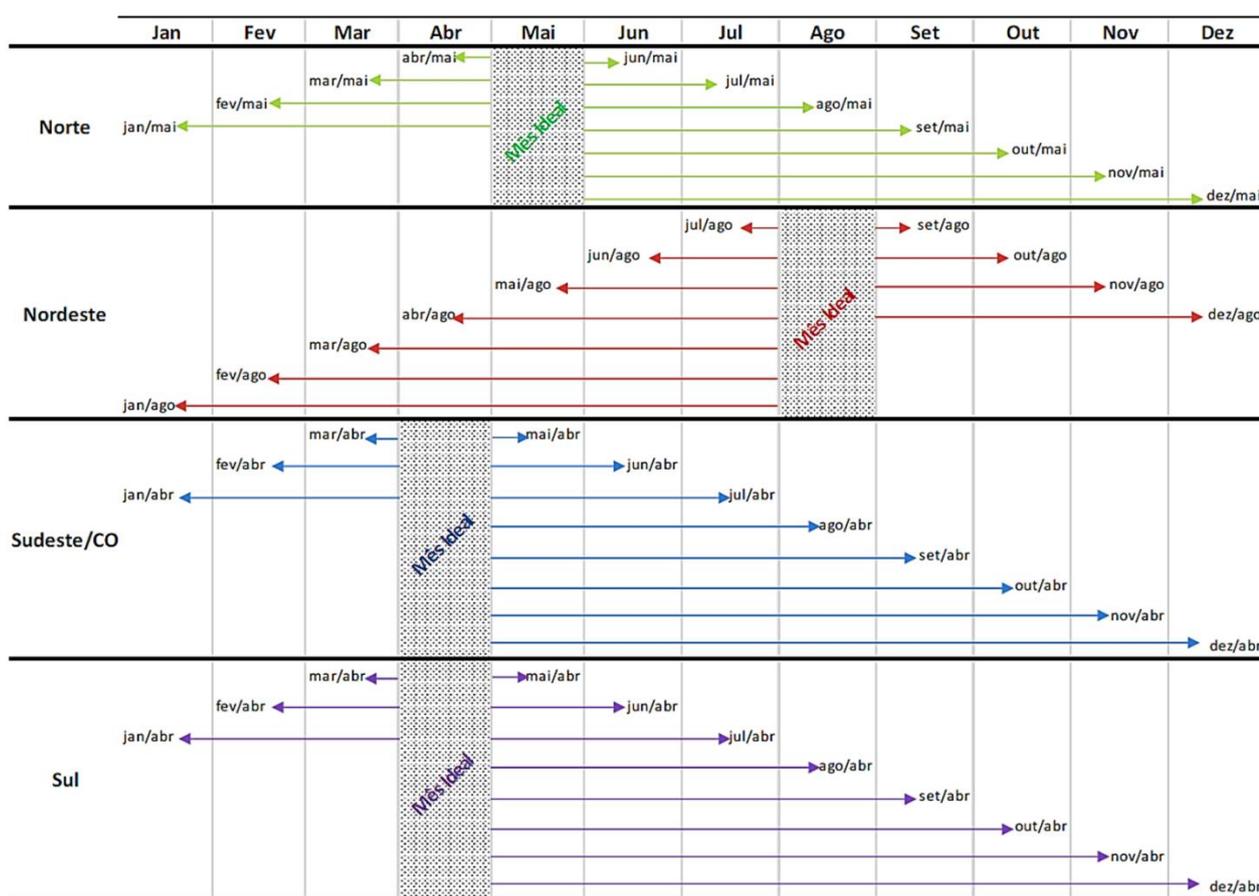


Figura 3- Sazonalização mensal de cada hora dos perfis das distribuidoras para o ano 2018.

Fonte: EPE.

⁶ P.U. significa valores por unidade, ou seja, é uma medida adimensional comparativa entre o valor corrente e uma referência. Na presente nota técnica o valor de referência é a carga média semanal e o valor corrente as cargas diárias da respectiva semana.

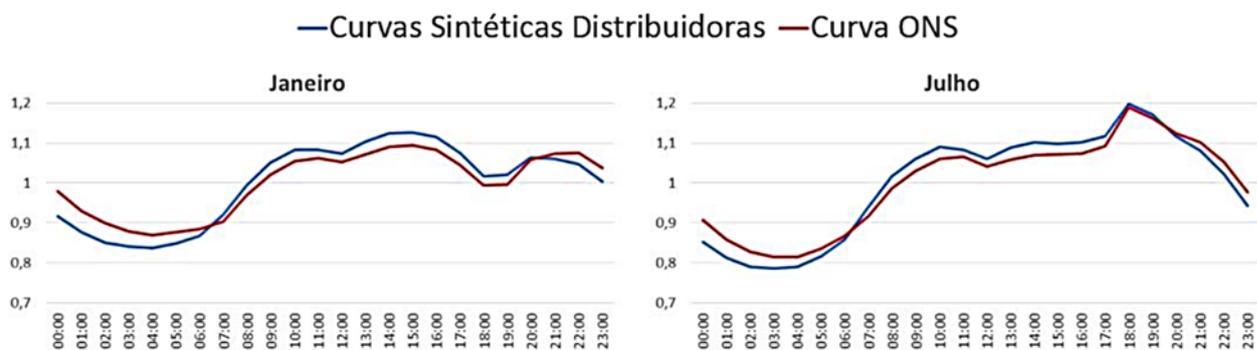


Gráfico 1 - Aderência do P.U. da curva composta pelos perfis das distribuidoras ao PU da carga do sistema de supervisão no SIN.

Fonte: EPE.

3.1.5. Etapa 5 - Formação do consumo horário no ano base

Com os perfis de cada agente, por classe, tensão, tipo de dia e mês obtidos na etapa anterior, chega-se ao momento das agregações pelo consumo mensal. A Figura 4 ilustra, para cada agente, o procedimento de agregação, no qual consumo mensal é separado nas frações devidas aos dias úteis, sábados e domingos para cada classe e agregado pelos perfis típicos. Trata-se, basicamente, da aplicação das Equações 4 e 5, identificadas na Etapa 3

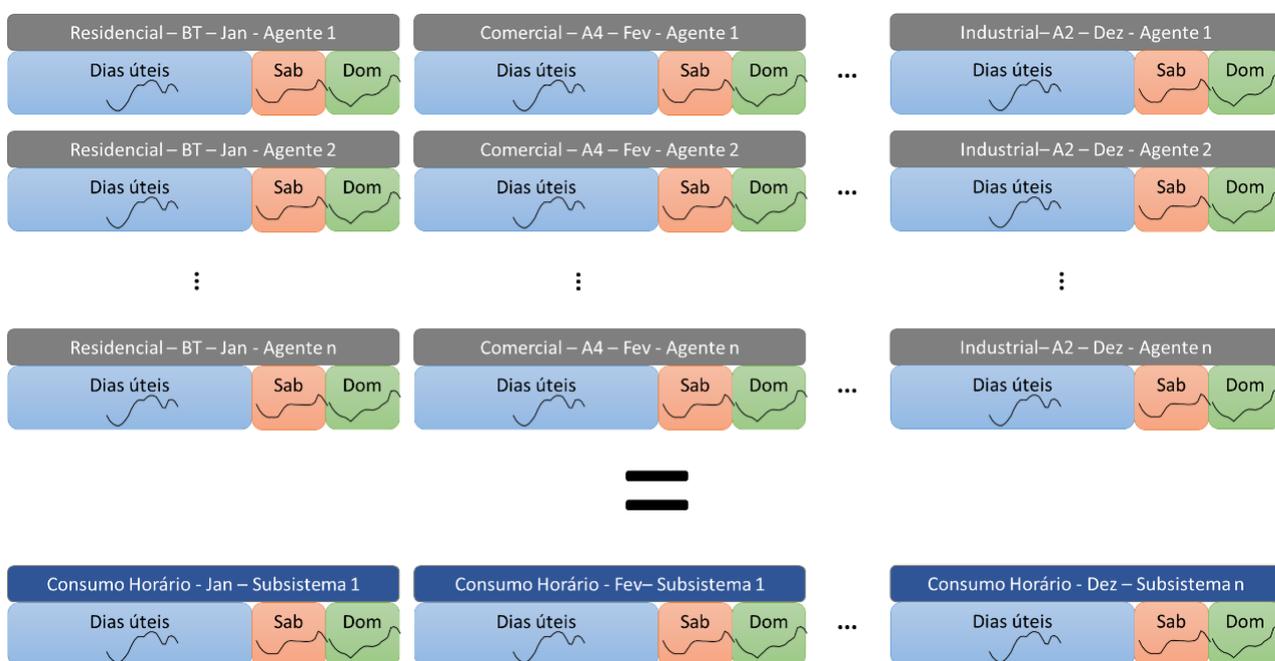


Figura 4- Procedimento de Agregação do consumo horário para cada mês, subsistema e tipo de dia.

Fonte: EPE.

3.1.6. Etapa 6 – Cálculo da carga global horária

Conforme descrito nas seções anteriores, a energia horária requerida pelo Sistema Interligado Nacional é atendida tanto pelas usinas de impacto significativo na operação, as quais estão sob supervisão do ONS, quanto por outras usinas, em geral conectadas na rede de distribuição dos agentes. Dessa forma, para a completa representação da Carga Global de forma horária, a metodologia assume que a diferença entre as duas séries de carga deve ser adicionada à carga de supervisão de forma constante ao longo do dia, ou seja, com o mesmo valor a cada hora. Tal procedimento formula-se pela equação:

$$Carga_n\tilde{a}osupervis\tilde{a}o_{sub,m,d} = (CargaGlobal_{sub,m} \cdot Peso_d) - (CargaSupervis\tilde{a}o_{sub,m} \cdot Peso_d) \quad (10)$$

$$CargaGlobal_{sub,m,h,d} = (CargaSupervis\tilde{a}o_{sub,m} \cdot Peso_d) + \frac{Carga_n\tilde{a}osupervis\tilde{a}o_{sub,m,d}}{24} \quad (11)$$

3.1.7. Etapa 7 – Cálculo das perdas e diferenças horárias

Seguindo conceito da modelagem via MDE, empregada nas projeções da carga de eletricidade da EPE, o cálculo da parcela de “perdas e diferenças” horárias é obtido para cada perfil de dia típico de dia, mês e subsistema subtraindo o consumo horário da Carga Global horária calculados.

$$PerdasDiferenças_{sub,m,d,h} = CargaGlobal_{sub,m,h,d} - ConsumoMensual_{equivalente\ horário}(m, h, sub) \quad (12)$$

3.1.8. Etapa 8 – Projeção da carga global horária

Com a elaboração dos passos anteriores é construído, efetivamente, um link econômico-energético-elétrico do sistema de forma a representar os condicionantes demográficos, macroeconômicos e setoriais não só em energia, mas também em potência, refletidos nos perfis horários. Sobre a carga global horária, decomposta na base por todas as suas parcelas de consumo e perdas, aplicam-se as respectivas taxas de crescimento projetadas pelo MDE ao longo do horizonte, conferindo alteração do perfil da curva horária pelo efeito estrutura.

Dessa forma, ainda que se considerem constantes os perfis de cada classe de consumo, a curva de carga pode se alterar em função do efeito estrutura, ou seja, do crescimento diferenciado das classes ao longo do horizonte em estudo, na medida em que a participação relativa dos setores econômicos pode variar ao longo do tempo e, com isso, refletir-se em diferentes dinâmicas de crescimento das classes de consumo de energia ao longo do tempo.

4. Aplicações em estudos suplementares

A presente metodologia de elaboração de curvas de carga em base horária é um importante avanço na representação da demanda de energia elétrica de forma mais granular, abrindo possibilidades para outros estudos, sobretudo de impactos de políticas e ações sobre o perfil da carga, tais como resposta da demanda, e consequente exigência do sistema para tais suprimentos. No Plano Decenal de Energia 2029 – PDE 2029, por exemplo, apoiando-se nesta metodologia, foram elaborados dois estudos, apresentados nos Capítulos 2 e 9, os quais seguem descritos ao longo desta seção.

4.1. Choques de consumo em equipamentos residenciais

Uma das possíveis aplicações da metodologia de curva de carga horária é a estimativa de impactos setoriais sobre o perfil de carga do Sistema Interligado Nacional. Este exercício, integrante dos estudos de sensibilidade do PDE 2029, trata de possíveis choques de consumo em dois equipamentos típicos nas residências brasileiras: o condicionador de ar e o chuveiro elétrico. Partindo de demandas de referência residencial de condicionador de ar e chuveiro elétrico consideradas no Plano Decenal, elaboraram-se duas trajetórias de sensibilidade distintas para estes equipamentos, ditas Demanda A1 e Demanda A2, descritas abaixo.

Demanda de referência: considera demanda similar à do Plano Decenal para todos os equipamentos.

Demanda A1: considera a premissa de aumento da demanda por condicionamento ambiental ao longo do horizonte alcançando aproximadamente 25% a mais no uso da energia para este fim em 2029. Tal simulação ilustra possível aumento da posse de equipamentos decorrentes de ondas de calor sobre a posse de equipamentos, eventual atendimento de demanda reprimida, aumento na intensidade de uso, dentre outras possibilidades.

Demanda A2: considera a hipótese de redução da demanda elétrica por aquecimento de água de forma gradual alcançando aproximadamente 25% a menos de uso da energia para esta finalidade em 2029. A demanda A2 ilustra possíveis impactos da substituição da eletricidade para o aquecimento de água por tecnologias que utilizam outra fonte de energia, tais como gás natural ou sistemas de aquecimento solar (SAS).

Calculando-se as diferenças entre as trajetórias de sensibilidade e a demanda de referência, verificam-se no Figura 5efeitos diferenciados ao longo do ano, evidenciando a exigência média futura dos

consumidores por conforto térmico ao longo do ano. Para mais detalhes, observar a metodologia referente a este exercício no Anexo A.

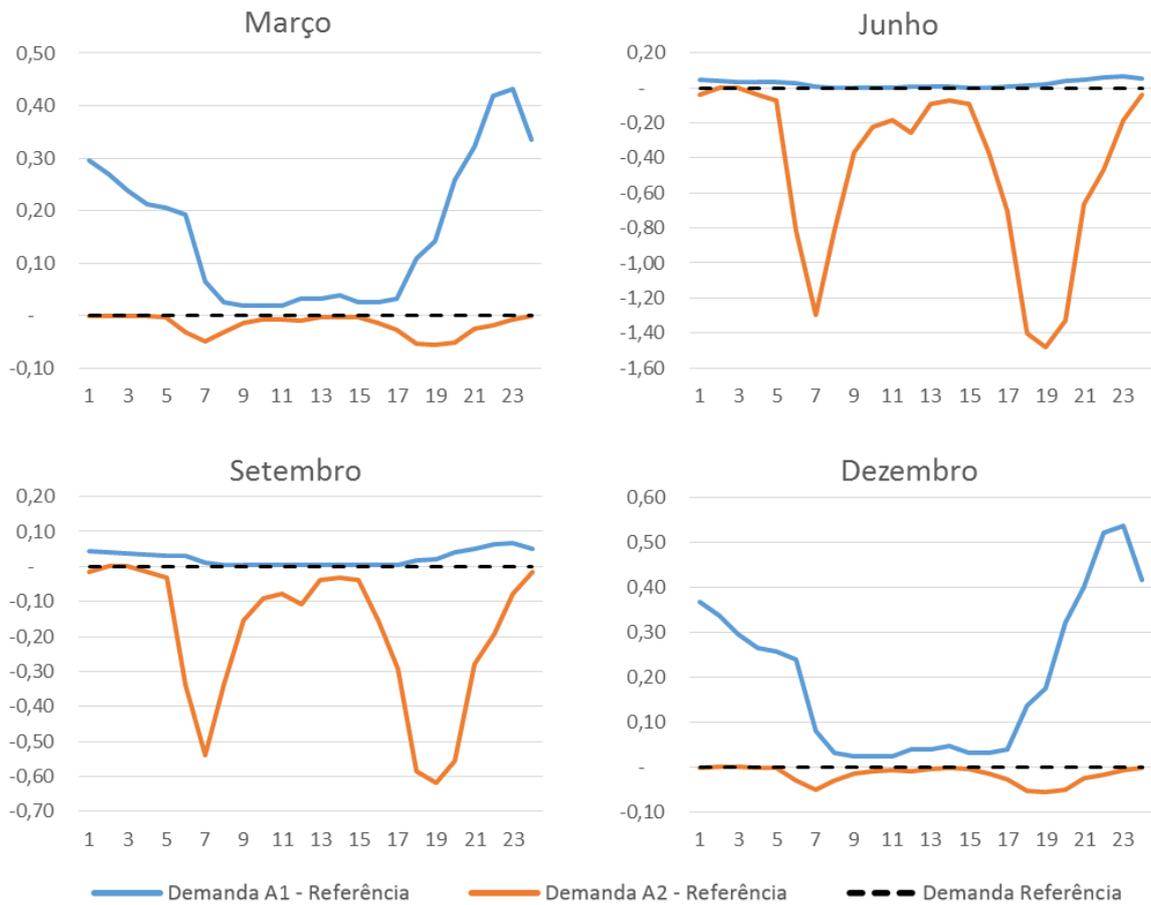


Figura 5- Diferenças das curvas horárias de um dia típico em GWh para o Sudeste em 2029.
 Fonte: EPE.

As diferenças supracitadas mensuram o quanto a demanda por esses equipamentos pode aumentar ou diminuir ao longo de todo o horizonte decenal, à luz das premissas destacadas inicialmente. Tal abordagem permite que sejam verificados os efeitos isolados de cada choque de consumo sobre a curva de carga do SIN, sendo esta a etapa a qual estudos setoriais podem acoplar-se a metodologia de curva de carga. O Figura 6 ilustra os efeitos separadamente de cada uma das trajetórias sobre o perfil da curva de carga resultante, sendo possível observar que mesmo para efeitos específicos em um único equipamento em uma única classe de consumo, a curva sistêmica sofre alterações quanto ao perfil.

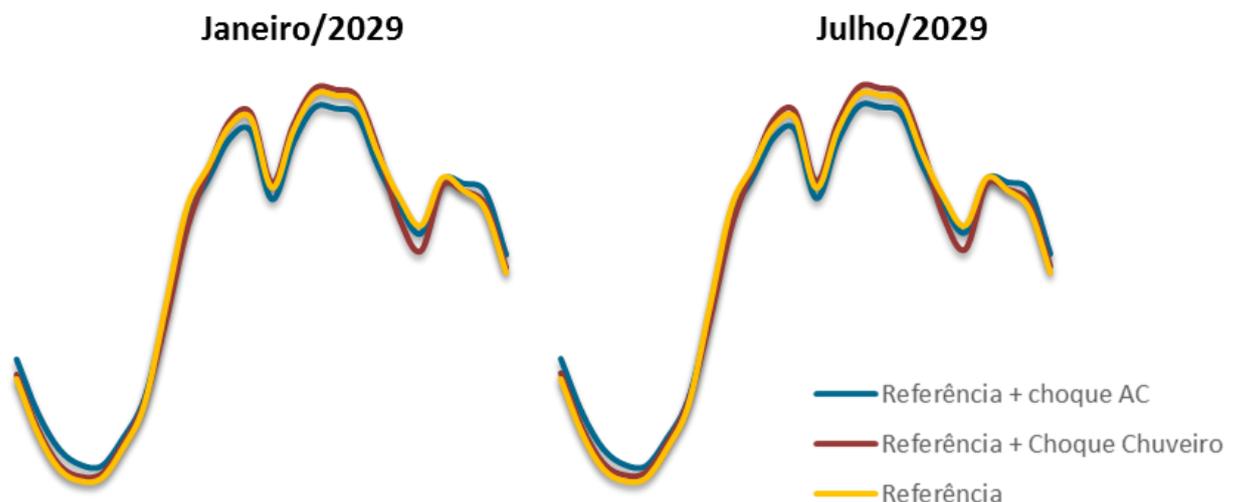


Figura 6- Curva de carga resultante após os choques de consumo - Subsistema Sul.

Fonte: EPE.

4.2. Construção de séries sintéticas de carga para estudo de viabilidade de armazenamento

Outra aplicação para a metodologia de carga horária é nos estudos de viabilidade de baterias atrás do medidor, para micro e mini geração distribuída - MMGD. No PDE 2029 foi apresentado pela primeira vez um estudo para o setor residencial, que utilizou como dado de entrada as curvas de carga sazonalizadas (mês a mês) para o setor. Idealmente, tal estudo utilizaria dados de medições horárias reais para um consumidor ao longo de um ano. No entanto, dada a limitação para obtenção de tais dados, foi construída uma série sintética partindo da metodologia apresentada. Dessa forma, a metodologia da curva horária de carga foi utilizada como primeiro passo para transformar um perfil típico de um dia, oriundo das campanhas de medição das distribuidoras, para uma série sintética de 8760h (Figura 7).

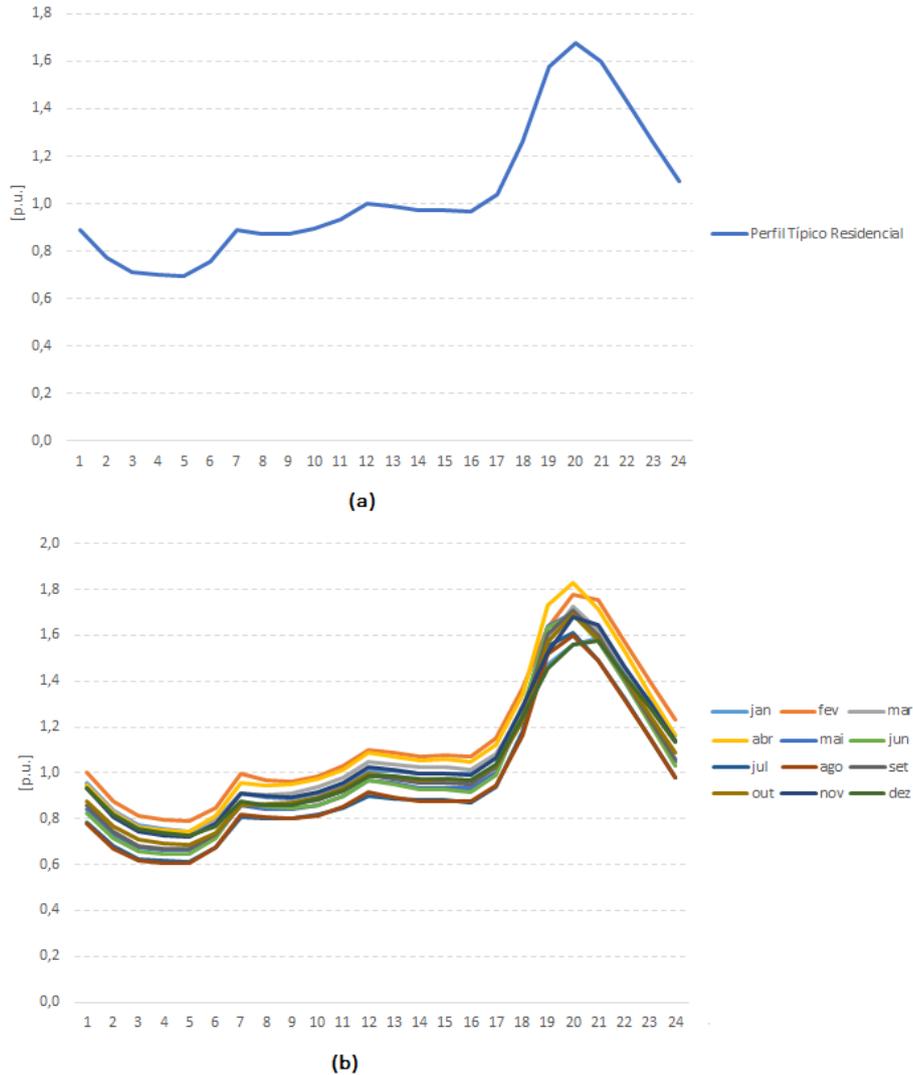


Figura 7- Perfil típico de carga residencial num dia útil (a) das campanhas de medição e (b) com sazonalização feita através da metodologia de curva horária de carga.

Fonte: EPE.

Na etapa seguinte, os perfis mensais de dias úteis e fins-de-semana foram transformados em uma série de 8760h utilizando o software HOMER. O software permite introduzir uma variabilidade aleatória nos perfis, de forma a representar as oscilações da carga no dia a dia de uma família (Gráfico 2). Assim, a partir de curvas de carga típica de consumidores residenciais, foi possível realizar simulações da aplicação de baterias em diferentes modelos de negócio para o setor residencial e a sua viabilidade econômico-financeira para os próximos dez anos no Brasil, como apresentado no Capítulo 9 do PDE 2029.

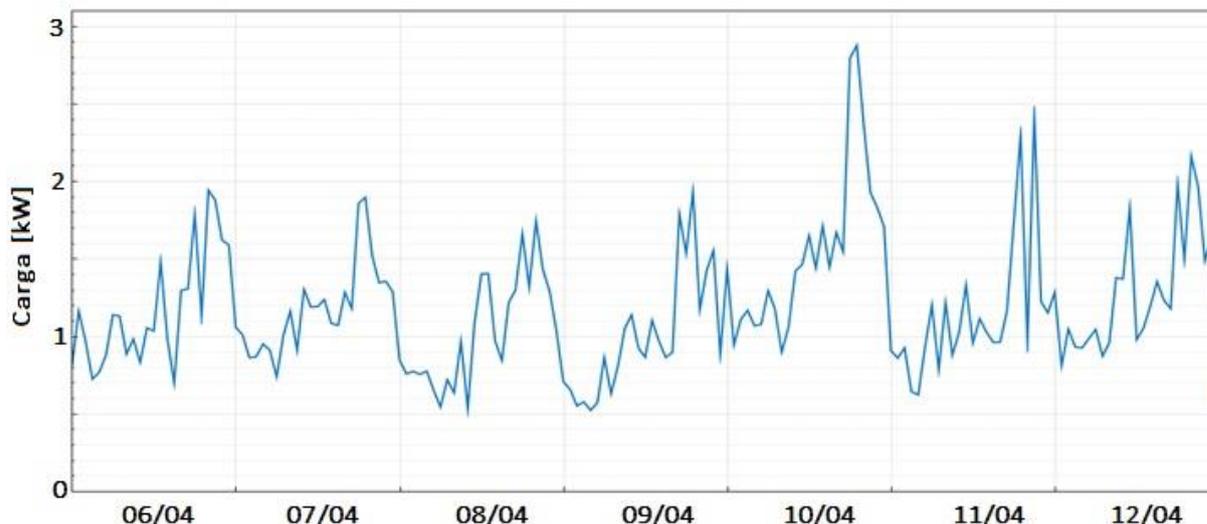


Gráfico 2 - Estrato da série sintética de carga residencial para o Sudeste.

Fonte: EPE.

5. Considerações finais e encaminhamentos

A EPE disponibiliza a presente metodologia, inserida no processo de melhoria contínua da empresa, a fim de promover maior transparência e tempestividade da informação à sociedade. Tal metodologia corrobora avanços no acoplamento entre economia, energia e potência para os estudos de planejamento integrado, dando enfoque não só a quantificação da carga futura, como na mensuração dos impactos de suas condicionantes. Apesar da pronta utilização em estudos da EPE, há alguns aspectos metodológicos mapeadas para futuros aprimoramentos. São eles:

- A incorporação da Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH) realizada pelo PROCEL pode indicar mudanças do comportamento dos consumidores residenciais entre 2005 e 2018;
- Atualização dos perfis de carga associados às campanhas de medidas da ANEEL e PPH nos ciclos de revisões tarifárias;
- Obtenção de dados de geração advindos de micro e mini GD, bem como levantamento sobre o uso de diesel para geração no horário de ponta;
- Incorporação dos dados horários de geração relacionados às pequenas usinas; e
- Inclusão de efeitos da temperatura para a sazonalização de curvas de carga.

6. Referências

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Glossário. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/glossario>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°414/2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°418/2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010418.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°479/2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°516/2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012516.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa N°775/2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2016/084/resultado/ren201775.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

CGIE (MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE). Grupo de Trabalho Perdas – Avaliação das Perdas no Sistemas Elétrico Brasileiro – Nota Técnica 01/2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138787/104272510/NT+GT+Perdas+final+Aprovado+7aReuniao+CGIE+04out2017+r2.pdf/fe354717-dfbb-47ff-9893-7ff50ddcc9c5>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019: ano base 2018. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Glossário. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/glossario>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade – Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético – Nota Técnica EPE-DEE-NT-022/2019-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2020.

EPE, ONS e CCEE. Avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN - Nota Técnica ONS - 148/2016, CCEE - 0023/2016 e EPE – 035/2016. Rio de Janeiro: 2016. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-315/NT_Carga_ONS-EPE-CCEE%2007-12-2016%5B1%5D.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2020.

FALCO, G. Técnicas univariadas aperfeiçoadas para a previsão de curtíssimo prazo a partir de dados horários. Rio de Janeiro: PUC-Rio. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, Rio de Janeiro, RJ, 2005. Disponível em:

<<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=8161@1>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. BDMEP-Dados Históricos. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>. Acesso em 5 de abril de 2019.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sidra-Estimativas de População: <<https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/estimapop/tabelas>>. Acesso em 5 de abril de 2019

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Glossário. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario>>. Acesso em: 14 jan. 2020.

ONS. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de rede, ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 10 jan. 2020.

PASA, C. C. M. U.; BRAGHINI JUNIOR, A. Aplicação do método graus-dia para avaliação do desempenho energético de edificações unifamiliares. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 30, 2010, São Carlos/SP. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/enegep2010_TN_STO_121_786_15236.pdf>. Acesso em: 24 jan. 2020.

ANEXO A – METODOLOGIA EXERCÍCIO RESIDENCIAL

A projeção anual do consumo de eletricidade residencial é realizada pela EPE através da convergência entre duas abordagens distintas. A primeira, advinda do Modelo de Eletricidade (MDE), analisa de forma “*Top-Down*” o consumo faturado de energia elétrica nos próximos anos, baseado no cenário econômico e demográfico do horizonte de projeção. A segunda abordagem, advinda Do Modelo do Setor Residencial (MSR), trata do consumo elétrico futuro nas residências através sob a ótica dos usos finais de energia, considerando, portanto, diversos aspectos tais como hábitos de uso de equipamentos, competição entre as diversas fontes de energia para o provimento de iluminação, aquecimento direto, calor de processo, refrigeração, climatização de ambientes, entre outros. O detalhamento da metodologia de projeção do consumo de energia elétrica no País pode ser observado na Nota Técnica EPE DEA 003/2019 - Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade.

Neste exercício foram elaboradas duas trajetórias anuais de sensibilidade além da trajetória de referência apontado no PDE 2029. Tais trajetórias, ditas demanda A1 e demanda A2, descritas na seção “Aplicações em estudos suplementares” foram distribuídas para cada região e hora do dia considerando a proporção relatada pela Pesquisa de Posses e Hábitos (PPH 2005). A distribuição desta energia ao longo dos meses do horizonte projetado levou em consideração a sazonalidade histórica dos Graus-Dia⁷, acumulados mensalmente, conforme detalhado nas etapas abaixo.

Etapa 1 – Coleta de dados

Primeiramente, coletam-se as temperaturas médias diárias, dos últimos 10 anos, de cada estação meteorológica, disponibilizadas no Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Adicionalmente, são levantados os municípios com no mínimo 100 mil habitantes, conforme ilustrado na Figura 8.



Figura 8- Localização das estações meteorológicas e dos municípios mais populosos.

Fonte: (INMET e IBGE)

Etapa 2 – Temperaturas equivalentes municipais

Em sequência, considerando a existência de correlação espacial da temperatura nos municípios, calculam-se as temperaturas municipais equivalentes através da média ponderada pelos inversos das distâncias (d) de todas as estações em relação à sede de cada município selecionado.

⁷ Grau-dia é uma medida do nível de frio (ou calor) ao longo de um determinado período de tempo e da quantidade correspondente de energia necessária para aquecer (ou arrefecer) um edifício.

O cálculo dos graus-dia é realizado medindo as temperaturas exteriores, a mínima e a máxima (Tmin e Tmax), num determinado dia (de meia-noite a meia-noite). A temperatura média desse dia é estimada com base nessas medições e é utilizada nos cálculos juntamente com a temperatura base (Tbase). Esta temperatura base (Tbase), que é diferente consoante a região, representa uma temperatura onde não é necessário nem aquecer nem arrefecer um edifício.

Etapa 3 – Graus Dia de refrigeração e aquecimento

Cálculo dos Graus-Dia, acumulados mensalmente, para refrigeração (CDD) e para aquecimento (HDD⁸) para cada município considerando a temperatura de referência de 23°C, tal que:.

$$CDD_i = \sum_{j=1}^m T_{ij} - 23, \text{ se } T_{ij} > 23$$

$$HDD_i = \sum_{j=1}^m 23 - T_{ij}, \text{ se } T_{ij} < 23$$

em que T é a temperatura média do município i no dia j .

Os indicadores HDD e CDD no nível das macrorregiões brasileiras é calculada por meio da média ponderada pela população dos municípios selecionados. Etapa 4 – Sazonalidade do desconforto térmico

Cálculo dos Graus-Dia mensais esperados para cada mês a partir da média dos 10 anos de histórico coletados, obtendo como proxy a sazonalidade típica do desconforto térmico esperado no setor residencial, ilustrada no Gráfico 3.

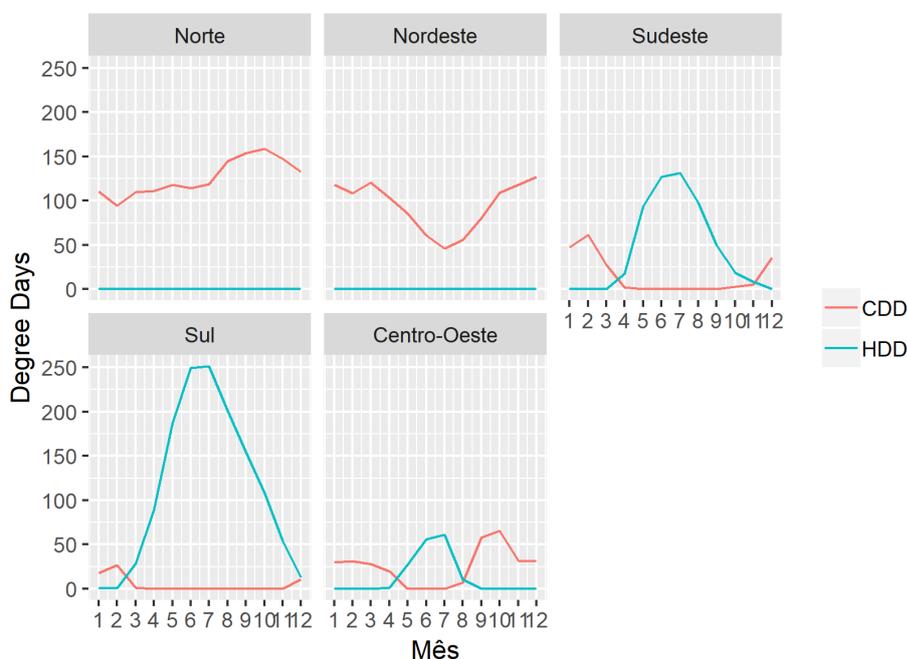


Gráfico 3 - Sazonalidade dos Graus Dia mensais esperados ao longo de um ano.

Fonte: (EPE com base em dados do INMET e IBGE)

Como sugerido anteriormente, neste exercício foram consideradas as sazonalidades de CDD e HDD, acumulados mensalmente, para distribuição das demandas anuais de eletricidade de ar condicionado e chuveiro elétrico, respectivamente. Desta forma as curvas de carga residenciais das duas trajetórias A1 e A2 diferenciam-se da curva de carga do setor residencial estimada no cenário de referência do PDE 2029.

⁸ HDD (Heating Degree Day) é o número de graus-dia para aquecimento e CDD (Cooling Degree Day) é o número de graus-dia para resfriamento. Quanto maior o valor de HDD, menores são os valores de temperaturas médias diárias. O oposto ocorre para os valores de CDD.