**Fornecimento de energia**  
Visão geral  
O setor de Fornecimento de Energia (FE) abrange três subsetores: Fornecimento de eletricidade (PS); Fornecimento de calor (HS); e Fornecimento de combustível (FS) [abreviado para seus nomes em inglês]. As emissões de dióxido de carbono (CO2), metano (CH4) e óxido nitroso (N2O) são produzidas quando os combustíveis são queimados para gerar eletricidade no subsetor PS, gerar calor no subsetor HS e durante a extração de combustível fóssil, processamento / refino e transmissão / remessa no subsetor FS.

Apenas as emissões do subsetor PS são tratadas atualmente na linha de base de GEE de São Paulo. Nenhuma fonte de emissões foi identificada para o subsetor de HS (normalmente, as fontes neste setor são plantas de aquecimento distrital usadas para fornecer calor a edifícios em climas mais frios). O fornecimento de calor para processos industriais é abordado nas emissões de combustão de combustível do setor industrial. Para o subsetor FS, as fontes de GEE presentes em São Paulo incluem emissões fugitivas de CH4 durante a transmissão e distribuição de gás natural (T&D) e fontes semelhantes durante as atividades de extração de petróleo e gás natural. No entanto, dados de atividade limitados foram identificados até agora para estimar essas emissões (por exemplo, quilômetros de linhas de transmissão e distribuição; volumes de gás queimado; ou estudos anteriores que estimaram as emissões para essas fontes). Algumas fontes podem ser tratadas apenas com os valores totais da produção de gás, carvão ou petróleo; no entanto, isso requer alguma discussão adicional com a equipe local.

Outro GEE produzido por esse setor é o hexafluoreto de sódio (SF6), utilizado como material isolante, e liberado como emissões fugitivas de vazamento de equipamentos elétricos (T&D); entretanto, nenhum dado foi fornecido para estimar as emissões desta fonte para São Paulo. Em relatórios nacionais, essas emissões são frequentemente relatadas como emissões de uso de produtos industriais.

Dentro do subsetor PS, as emissões de GEE podem ser quantificadas com base nos combustíveis queimados no estado durante a geração de eletricidade (referidas como emissões “diretas”). As emissões do setor de PS também podem ser caracterizadas com base na eletricidade consumida dentro do Estado, que capta a geração dentro do Estado, bem como as importações e exportações de eletricidade (isto é referido como “demanda líquida de eletricidade”). Quando caracterizadas com base na demanda líquida de eletricidade, as emissões são denominadas emissões “baseadas no consumo”, uma vez que correspondem ao consumo total de energia elétrica no Estado. Ambos os tipos de estimativas são úteis para a compreensão completa do subsetor PS, incluindo as fontes (subsetores) de demanda no sistema de fornecimento de energia. Estimativas baseadas no consumo são particularmente úteis para análises de mitigação de GEE ao considerar as implicações de ações que poderiam reduzir a demanda de usinas dentro e fora do estado, como eficiência de energia elétrica ou medidas de energia renovável. Portanto, as emissões baseadas no consumo são usadas para a linha de base de São Paulo.

O primeiro passo para o desenvolvimento da linha de base para o setor de PS é construir estimativas da demanda de eletricidade histórica e normal (BAU). No Projeto de Caminho do Clima, cada setor de demanda tem sua própria linha de base de demanda de eletricidade, portanto, eles são reunidos em uma avaliação de demanda completa para toda a economia. Em seguida, são avaliadas as fontes de fornecimento de eletricidade disponíveis, incluindo fontes de alimentação internas e importadas. Isso inclui a necessidade de novas fontes adicionais de suprimento necessárias para atender ao crescimento da demanda até 2050. Finalmente, a energia necessária para fornecer a energia necessária durante o período de previsão é convertida em emissões de GEE usando os fatores de emissão padrão do IPCC.

Demanda de eletricidade

Uso direto e demanda da rede elétrica

A demanda total do sistema elétrico inclui energia gerada por autoconsumidores de energia e instalações de cogeração (denominada “uso direto” de energia) e energia para abastecimento da rede elétrica. Os dados disponíveis no Balanço Energético do SP para geração de energia abrangem usinas públicas e produtores privados (também chamados de “autoprodutores”) para abastecimento da rede. O foco para esta documentação de linha de base do setor é o fornecimento de eletricidade para a rede. Previsões históricas e normais (BAU) de combustão de combustível para autoconsumo de eletricidade e outros usos finais são abordadas em cada uma das linhas de base do setor de demanda (por exemplo, Indústria).

A Figura 1 fornece um resumo da demanda de eletricidade para a rede construída a partir de cada uma das análises do setor de demanda. As unidades estão em milhares de gigawatts-hora (GWh) ou terawatts-hora (TWh). Conforme indicado acima, a fonte dos dados históricos (2000-2018) é o Balanço Energético Paulista. Os write-ups do setor de demanda individual contêm descrições sobre como a previsão de demanda do setor foi desenvolvida, junto com citações de dados. Há uma fonte secundária de demanda que não é abordada nos relatórios do setor de demanda. Isso é mostrado como “Outra” demanda na Figura 2 (cunha amarela). Essa demanda vem do Balanço Energético de SP (Tabela 4.01), e pode estar associada ao refino de petróleo com base nos combustíveis que estão indicados nessa tabela (por exemplo, gás de refinaria, gás de coque). Representou cerca de 3% da demanda total da rede em 2018. A demanda futura foi desenvolvida simplesmente pela tendência dos dados históricos.

**Figura 1. Linha de base da demanda de eletricidade da rede**

A Figura 1 inclui uma pequena contribuição para a demanda futura da rede feita pelo setor de Transporte com base nas expectativas atuais para eletrificação da frota de veículos rodoviários e consumo de eletricidade por transporte ferroviário, no entanto, esse consumo é quase pequeno demais para ser visto no gráfico. O setor residencial é o que mais contribui para a demanda atual; no entanto, espera-se que o setor comercial seja o condutor dominante no crescimento da demanda durante o período de previsão BAU (2019-2050; consulte a documentação de linha de base para cada setor de demanda para a abordagem de previsão BAU para a demanda de eletricidade).

Observe que uma linha de base de demanda total de eletricidade também inclui a quantidade de energia perdida durante a transmissão e distribuição (T&D). Essas estimativas foram derivadas de dados históricos sobre perdas de T&D. A taxa de perdas de T&D foi calculada dividindo-se as perdas de T&D pela geração total (a linha de base da geração é descrita na próxima seção). De 2000 a 2018, a taxa média de perda foi de -15,3%. A taxa de perda de T&D foi mantida constante em 11,3% durante a previsão BAU (consulte a Figura 2 abaixo).

## **Figura 2. Perdas de T&D da rede elétrica**

## Fornecimento de eletricidade

Os dados históricos sobre a geração de eletricidade incluíram a geração líquida anual total de 2005-2018. Os valores para 2000-2004 foram derivados através da tendência dos valores de 2005-2018. Os dados históricos incluíram estimativas para geração hídrica, bem como geração total. Portanto, a geração de todas as fontes térmicas foi estimada subtraindo a geração hídrica da geração total. Além das usinas de geração em operação no Estado, a energia adicional é importada de outros estados e exportada para outros estados. Infelizmente, quando esses valores, conforme relatados no Balanço Energético do Estado, foram incluídos com o restante dos dados de geração, disparidades significativas resultaram entre a demanda de eletricidade (coberto acima) e o fornecimento total (muito maior fornecimento disponível do que o necessário com base na demanda histórica). Portanto, as importações líquidas foram calculadas a cada ano usando a seguinte equação:

Importações líquidas = (demanda total + perdas) - Geração total

Os dados históricos estão resumidos na Figura 3, que fornece um resumo de toda a linha de base para geração de eletricidade para abastecer a rede do estado. Uma discussão adicional é fornecida abaixo sobre a presumível intensidade de carbono das importações atribuídas durante a previsão BAU para estimar as emissões.

Para desenvolver uma previsão de geração, a primeira suposição feita foi que a geração hidrelétrica no estado permaneceria nos níveis médios registrados para 2014-2018 (há pouco espaço para expansão da capacidade existente.[[1]](#footnote-2)

Figura 3. Linha de base de geração líquida para a rede elétrica. Isso inclui serviços públicos e autoprodutores.

Para geradores térmicos, as seguintes etapas foram realizadas para estimar os níveis de geração futura:

1. A geração térmica total de 2018 foi aumentada para 2019 usando a taxa de crescimento na demanda de eletricidade da rede (2,1% / ano);
2. Para cada combustível, seu valor de geração de 2019 foi estimado aplicando sua parcela de 2018 do uso total de energia térmica (a energia térmica consumida para geração de eletricidade estava disponível para cada combustível no Balanço Energético do Estado);
3. Os valores de geração de 2020 foram estimados para cada combustível aplicando a mesma taxa de crescimento anual de 2,1% / ano;
4. As seguintes suposições foram aplicadas a cada tipo de combustível:[[2]](#footnote-3)
   1. Nenhum vento ou solar é aplicado até 2050;
   2. Óleo combustível, óleo destilado e licor negro são eliminados em 5 anos.
   3. Hidro: mantida constante na média da produção de 2014-2018.
   4. Fuelwood: reduzido para 1/4 da geração atual.
   5. Bagaço: dobrou em relação aos níveis atuais (assumidos em 15 anos).
   6. Gás natural: até 2,5 GW de expansão até 2030. Assumindo um fator de capacidade de 80%, o total é 17.520 GWh / ano.
   7. Outras Energias Primárias[[3]](#footnote-4): resíduos agrícolas e industriais; assumido para permanecer constante ao longo do período de previsão.
5. Importações líquidas: foram calculadas para cada ano da linha de base usando a equação apresentada acima.

Conforme indicado na Figura 4 abaixo, a aplicação das premissas acima resulta em uma previsão de geração térmica futura no estado dominada por usinas de gás natural.

Figura 4. Previsão de geração para geradores térmicos internos

## Consumo de combustível para fornecimento de eletricidade

O consumo histórico de combustível foi retirado do Balanço Energético do Estado.[[4]](#footnote-5) O consumo de combustível previsto foi estimado multiplicando as estimativas de geração apresentadas acima por uma taxa de calor assumida para cada combustível:[[5]](#footnote-6)

* Óleo Combustível: 10,83 TJ / GWh (caldeira a vapor)
* Óleo Diesel: 10,89 TJ / GWh (motor IC)
* Gás Natural: 8,05 TJ / kWh (ciclo combinado)
* Toda biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, lenha, licor negro e resíduos agrícolas / industriais: 10,57 TJ / kWh (caldeira a vapor).

A Figura 5 fornece a linha de base para o consumo de combustível para a geração de eletricidade no estado. Este resumo mostra a grande contribuição do gás natural esperada como resultado da expansão da capacidade de 2,5 GW até 2030. A Figura 6 fornece um resumo da geração total de energia elétrica necessária para atender às demandas do estado, incluindo energia importada. Para energia importada, este é apenas o conteúdo de energia da energia entregue ao estado a partir de fontes de fora do estado, não a energia primária usada para gerar essa energia.

Uma consideração importante na construção de uma linha de base completa das emissões de GEE para eletricidade consumida em São Paulo é também estimar o conteúdo de carbono da energia importada. Documentos associados ao Plano Nacional de Energia 2050[[6]](#footnote-7) foram revisados; no entanto, não parece que uma futura construção recomendada do sistema elétrico nacional tenha sido desenvolvida. Como alternativa, os dados do Programa SEEG Brasil[[7]](#footnote-8) foram baixados e usados para estimar o conteúdo histórico de carbono (2000-2018) em nível nacional. Esses dados incluíram o total de emissões de GEE para usinas que produziram eletricidade (do banco de dados de emissões do SEEG) e a energia total gerada (do banco de dados de atividades do SEEG). Como nenhuma previsão de geração nacional foi identificada, o conteúdo médio de carbono de 2014-2018 foi usado como um substituto para a previsão BAU. A Figura 7 fornece um gráfico que mostra o conteúdo de carbono histórico e futuro da energia importada desenvolvida para este projeto.

Figura 5. Consumo de combustível para geração de eletricidade no estado

Figura 6. Energia total necessária para atender à demanda de energia elétrica do estado

Figura 7. Conteúdo de carbono da eletricidade importada

## Emissões de GEE

A Figura 8 fornece a linha de base das emissões de GEE para o setor de Abastecimento de Energia. Para a combustão de combustível, as emissões de GEE para cada ano da linha de base mostrada nas cunhas para "Fonte de alimentação doméstica" e "Fonte de alimentação biogênica" foram estimadas usando fatores de emissão do IPCC.[[8]](#footnote-9) As emissões de GEE foram convertidas em equivalentes de dióxido de carbono (CO2e) usando os potenciais de aquecimento global do Quinto Relatório de Avaliação do IPCC (AR5).[[9]](#footnote-10)

Figura 8. Linha de base das emissões de GEE do setor FE. Nota: um teragrama (Tg) é um milhão de toneladas métricas.

Na Figura 8, as emissões de "Fornecimento de energia doméstico" são principalmente emissões de combustão de combustível fóssil (especialmente, gás natural no período de previsão BAU) com uma pequena quantidade de metano e óxido nitroso da combustão de combustíveis biogênicos (por exemplo, bagaço de cana-de-açúcar). Emissões de “fonte de alimentação biogênica” referem-se ao dióxido de carbono produzido a partir da combustão de combustíveis biogênicos. Eles são mostrados como uma cunha transparente para indicar que são direcionados a outros setores (por exemplo, agricultura ou silvicultura e outros usos da terra). As emissões associadas à energia importada foram derivadas dos requisitos de importação de eletricidade e dos valores de intensidade de carbono da energia importada descritos acima.

O crescimento das emissões reflete o crescimento da demanda de eletricidade, incluindo um pequeno aumento na necessidade de energia importada da rede de fora do Estado; entretanto, o grande aumento verificado entre 2020 e 2030 vem da expansão da geração a gás natural no estado. Excluindo as emissões neutras em carbono (biogênicas), espera-se que as emissões cresçam em mais de um fator de cerca de 2,5 entre 2018 e 2050. O crescimento geral das emissões se estabiliza significativamente após 2030, quando a capacidade total de gás natural é construída. A partir desse período, o crescimento da demanda é atendido com mais importações, que atualmente se presume ter uma intensidade de carbono muito baixa (ver Figura 7). É importante observar que, na medida em que a demanda futura de eletricidade seja atendida pela importação de mais energia fóssil, o crescimento das emissões na última parte da previsão aumentaria significativamente.

A linha de base geral da intensidade de carbono da grade de SP é mostrada na Figura 9 abaixo. Isso inclui a eletricidade gerada dentro do estado, bem como as importações de eletricidade. Conforme mostrado aqui, a intensidade geral diminui na última parte da previsão, uma vez que toda a nova capacidade de gás natural foi colocada em operação até 2030 (e a demanda incremental de eletricidade é atendida por importações muito limpas).

Figura 9. Intensidade de carbono do fornecimento geral de eletricidade para São Paulo

1. Comunicação pessoal, O. Lucon, Assessor de Mudanças Climáticas, Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo de S. Roe, Centro de Estratégias Climáticas, 3/12/2020. [↑](#footnote-ref-2)
2. Comunicação pessoal, O. Lucon, Assessor de Mudanças Climáticas, Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo de S. Roe, Centro de Estratégias Climáticas, 3/12/2020. [↑](#footnote-ref-3)
3. Atualmente, existe alguma incerteza quanto aos tipos exatos de combustíveis incluídos nesta categoria. Nesta linha de base, ele está sendo tratado como uma fonte de combustível biogênico; no entanto, na medida em que parte ou a totalidade dele é derivado de fóssil, as estimativas de emissão de GEE descritas abaixo aumentariam. [↑](#footnote-ref-4)
4. State Energy Balance Tables 6.02 and 6.03 provide 2005-2018 values for fuel consumption for electricity production at public utilities and self-generators, respectively. [↑](#footnote-ref-5)
5. These were taken from 2018 US DOE EIA values - <https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_02>. [↑](#footnote-ref-6)
6. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>. [↑](#footnote-ref-7)
7. <http://seeg.eco.br/en/download>. [↑](#footnote-ref-8)
8. 2006 IPCC Guidelines; volume 2. Energy; <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>. Nota consistente com os refinamentos do IPCC de 2019 para relatórios nacionais, as emissões de CO2 para combustão de biomassa são excluídas aqui, uma vez que são relatadas como perdas de carbono na agricultura, silvicultura e outros setores de uso da terra: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>. [↑](#footnote-ref-9)
9. Estes são os GWPs de 100 anos mostrados na Tabela 8.7 em <https://ar5-syr.ipcc.ch/resources/htmlpdf/WG1AR5_Chapter08_FINAL/>. [↑](#footnote-ref-10)