



## CONTRATO Nº 12/2018

### TDR Nº 66

# ANÁLISE DOS REFLEXOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NAS METODOLOGIAS DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

## PRODUTO 5

### ANÁLISE DA MUDANÇA CLIMÁTICA JUNTO AO PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

**META**

PROJETO DE ASSISTÊNCIA  
TÉCNICA DOS SETORES DE  
ENERGIA E MINERAL



**BANCO MUNDIAL**  
BIRD • AID | GRUPO BANCO MUNDIAL

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**



Pesquisa / Produto / Trabalho executado com recursos provenientes do Acordo de Empréstimo nº 8.095-BR, formalizado entre a República Federativa do Brasil e o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento - BIRD, em 1º de março de 2012.

**Novembro/2018**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>MUDANÇAS CLIMÁTICAS, ENERGIA E PLANOS DE ADAPTAÇÃO.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS: ANÁLISE INTERNACIONAL.....</b>	<b>23</b>
<b>3.1</b>	<b>O planejamento energético e sua interação com as mudanças climáticas .....</b>	<b>23</b>
<b>3.2</b>	<b>Modelos internacionais de planejamento do setor elétrico que incorporam efeitos das mudanças climáticas.....</b>	<b>37</b>
3.2.1	Modelos que enfocam os efeitos do lado da demanda.....	39
3.2.2	Modelos que enfocam os efeitos do lado da oferta.....	44
3.2.3	Modelos combinados que enfocam concomitantemente os efeitos dos lados da demanda e da oferta .....	51
<b>4</b>	<b>PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS: ANÁLISE NACIONAL.....</b>	<b>60</b>
<b>4.1</b>	<b>O planejamento energético no âmbito nacional.....</b>	<b>60</b>
<b>4.2</b>	<b>Procedimentos, modelos e critérios do planejamento do setor elétrico nacional .....</b>	<b>75</b>
4.2.1	Descrição dos procedimentos.....	76
4.2.1.1	Geração .....	76
4.2.1.2	Transmissão .....	82
4.2.2	Principais critérios .....	89
4.2.2.1	Critério de planejamento da expansão da geração.....	89
4.2.2.2	Crítérios de planejamento da transmissão .....	92

4.2.2.3	Capacidade de suprimento e garantia física dos empreendimentos de geração.....	94
4.2.3	Modelos utilizados no planejamento do setor elétrico.....	97
4.2.3.1	Geração .....	97
4.2.3.2	Transmissão .....	112
<b>5</b>	<b>ANÁLISE CRÍTICA DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E PROPOSTAS FACE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....</b>	<b>113</b>
5.1	Planejamento da oferta de energia.....	116
5.2	Previsão da demanda.....	120
5.3	Planejamento da transmissão.....	121
5.4	Planejamento do sistema elétrico .....	125
5.5	Estudos de vulnerabilidade de ativos físicos/sistemas e planos de resiliência .....	128
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>132</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>133</b>
<b>8</b>	<b>ANEXO: AGENTES ENVOLVIDOS E SUAS COMPETÊNCIAS .....</b>	<b>148</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Este Produto, intitulado Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos, apresenta um extenso levantamento bibliográfico, notadamente internacional, sobre estudos e modelos que avaliam as interações e impactos das mudanças climáticas e os sistemas energéticos, bem como para suportar a proposição de políticas públicas e o planejamento energético. Dado o recentismo das modelagens para mudanças climáticas, e a consequente inércia dos governos em criar políticas públicas para enfrenta-las, os modelos de planejamento energético que incorporam esses efeitos ainda estão em sua fase inicial, principalmente quando se trata de planejamento do setor elétrico. Entretanto, muito se avançou na avaliação dos impactos sobre os ativos físicos e os sistemas energéticos, o que permitiu suportar propostas de ações de adaptação de caráter regionais (especialmente, por países).

Para uma boa compreensão do texto, propôs-se uma estrutura básica para classificar os modelos de planejamento energético, bem como os horizontes de análise, dado que as mudanças climáticas exigem estudo com horizontes longuíssimos, inusuais no planejamento energético convencional. Essa organização expõe as ligações dos modelos em diferentes horizontes (através de saídas e entradas dos mesmos), bem como leva de uma granulometria grossa a uma fina, incluindo-se aí o setor elétrico. O planejamento deste setor específico começa a se mobilizar para responder às mudanças climáticas, mas priorizando as ações de melhoria de resiliência de ativos, que agora se veem diante de ameaças como o aumento de velocidade de vento e inundações. Entretanto, as ações (modelos e processos) referentes aos aspectos operacionais sistêmicos diante das mudanças climáticas ainda são incipientes mundo afora, conforme fica evidenciado no levantamento realizado. Mas, há um consenso da necessidade de sua evolução e muitas iniciativas começam a tomar fôlego.

Na sequência, o texto apresenta o que se pratica no Brasil em termos de planejamento energético, dando destaque ao setor elétrico. Buscou-se fazer uma análise sintética dos modelos, mas destacando a evolução recente da integração dos mesmos. Observa-

se um avanço importante nos modelos e na integração dos mesmos, embora não haja ainda um processo bem definido e participativo para o planejamento. Tampouco os critérios avançaram suficientemente para absorver as mudanças que ora acontecem (tecnológicas, ambientais e sociais), conforme destacado no texto.

Na sua parte final, este produto apresenta propostas de procedimentos a serem implementados no âmbito do planejamento do setor elétrico, ligando os conceitos de vulnerabilidade e resiliência apresentados no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico) com as práticas correntes. Fica evidente a necessidade de se construir modelos e processos que atendam estas novas demandas.

## 2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS, ENERGIA E PLANOS DE ADAPTAÇÃO

Como já abordado no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico) e no Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica), as mudanças climáticas apresentam riscos para o setor de energia e identificar os impactos das mudanças climáticas neste setor, assim como suas vulnerabilidades, é essencial para a formulação de políticas de adaptação e avaliação de alternativas tecnológicas para a formulação de políticas energéticas em um país (WILBANKS et al., 2007). Em geral, a literatura foca em impactos generalizados que podem ser observados nas estações geradoras e na infraestrutura de transmissão e distribuição. De acordo com Gerlak et al. (2018), essa perspectiva sistêmica concentrou a atenção na possível instabilidade ou ruptura por meio de eventos específicos (por exemplo, picos de demanda, interrupção de transmissão), bem como riscos materiais associados a custos de operação e manutenção (desgaste, perda, etc.). Há também, um volume crescente de trabalhos mostrando que a implementação de opções de mitigação de energia pode levar a uma série de co-benefícios socioeconômicos, por exemplo, emprego, segurança energética e melhor acesso a serviços de energia em áreas rurais (BRUCKNER et al., 2014).

Ainda de acordo com Bruckner et al. (2014), o desempenho, o custo de muitas tecnologias e a capacidade das energias renováveis têm avançado substancialmente nas últimas décadas (desde o quarto relatório do IPCC; AR4 - 2007). Entretanto, estes autores citam ainda, que nenhuma opção isolada de mitigação no setor de fornecimento de energia será suficiente para manter o aumento na temperatura média global abaixo de 2°C, sugerindo que as principais opções de mitigação no setor de energia são:

- Melhorias na eficiência energética;
- Redução das emissões evasivas dos Gases de Efeito Estufa (GEE), exceto CO<sub>2</sub>;
- Mudança de combustíveis fósseis com altas emissões específicas de GEE (ex.: carvão) para aqueles com menores (ex.: gás natural);
- O uso de eletricidade para substituir outros combustíveis e;
- Uso de energia renovável, nuclear e Captura e Armazenamento de Carbono (CCS, do inglês *Carbon dioxide capture and storage*).

O capítulo 4 do Quarto Relatório do IPCC (AR4) (SIMS et al., 2007 apud MOOMAW et al., 2011) apresenta ainda outras formas de reduzir emissões de GEE de fontes energéticas sem estagnar o fornecimento. As medidas incluem:

- Melhorar a eficiência da oferta energética, transmissão e distribuição;
- Melhorar a eficiência do lado da demanda nos respectivos setores e aplicações;
- Mudança no uso de matrizes energéticas com alta emissão de GEE, como carvão e petróleo, para outras fontes, como gás natural, combustíveis nucleares e fontes de energias renováveis;
- Utilizar a técnica de CCS para evitar as emissões de CO<sub>2</sub> para atmosfera, provenientes do processo de pós-combustão ou processos industriais. Além disso, o CCS tem o potencial de remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera quando a biomassa é queimada;
- Alterar o comportamento para gerenciar melhor o uso de energia, ou usar menos carbono em serviços com intenso gasto energético;

- O aumento da capacidade de absorção do CO<sub>2</sub> atmosférico em florestas, solos e sumidouros;
- Reduzir a liberação de aerossóis e partículas de *black carbon* provenientes de motores diesel, queimadas etc. (BOND; SUN, 2005 apud MOOMAW et al., 2011);
- Reduzir emissões de GEEs, como o CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e hexafluoreto de enxofre, podem também reduzir o aquecimento global.

Já Gerlak et al. (2018) comenta que também é necessário um foco no gerenciamento de riscos climáticos no setor de energia elétrica, uma vez que redes elétricas fornecem uma base social, cultural e econômica fundamental. Além disso, a indústria energética é formada por uma infraestrutura complexa, desde a produção até a transmissão, sendo desta forma exposta a uma ampla gama de ameaças que, em algumas regiões específicas, apresentam risco extremo devido aos impactos das mudanças climáticas. Os autores citam como exemplo, que o aumento de temperatura tem influência direta no sistema de transmissão, aumentando o risco de incêndios, pois o aumento da temperatura diminui a umidade do solo e da vegetação. Neste estudo, ainda é destacado que se devem ter investimentos em pesquisa em áreas onde existem lacunas sobre os impactos das mudanças climáticas (por exemplo, incêndios florestais ou mudanças nos padrões de vento) para que se possa fornecer uma compreensão mais completa dos riscos e estratégias potenciais de adaptação. Como exemplo, os autores citam que os recentes incêndios catastróficos no norte da Califórnia sugerem uma possível responsabilidade de serviços públicos que não fornecem dados para indicar onde as linhas de energia apresentam riscos de incêndios florestais (GAFNI, 2017 apud GERLAK et al., 2018).

Entre os agentes interessados no risco climático no setor energético e elétrico, podem se destacar investidores, credores, seguradoras, analistas de mercado e financeiros, governos e agências reguladoras, consumidores, comunidades locais e ONGs. Vários trabalhos apontam a importância de um engajamento entre as partes interessadas (MITCHELL et al., 2011; TOPDAD, 2015; GERLAK et al., 2018), isso envolve uma

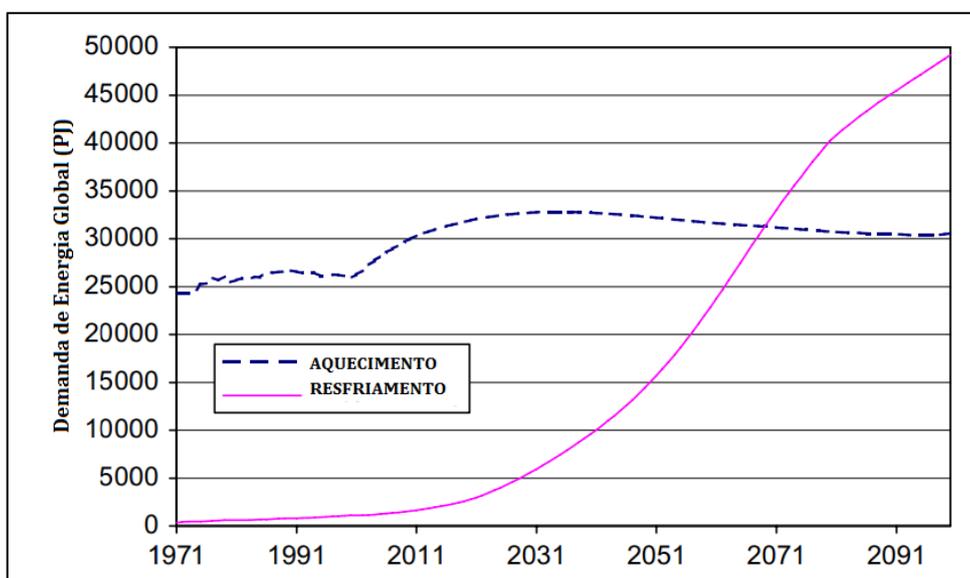
interação entre empresas privadas e instituições públicas para assim conseguir respostas adaptativas mais eficazes. Gerlak et al. (2018) cita, como exemplo, o trabalho da concessionária californiana *Pacific Gas and Electric Company* que busca desenvolver estratégias para se adaptar a reduções da camada de neve nas montanhas de Sierra Nevada que são fundamentais para energia hidrelétrica na região. O setor de transporte precisa de energia motriz, enquanto o setor de energia também depende do transporte para fornecer recursos, como carvão, petróleo e gás natural. Além disso, o setor de comunicações exige eletricidade para operar; já o setor de energia depende de sistemas de comunicação para monitorar e gerenciar a rede elétrica. Nesse panorama fica evidente a necessidade de políticas com colaborações entre diferentes setores. Entretanto Gerlak et al. (2018) destaca que embora seja reconhecida a importância deste engajamento intersetorial nas abordagens de riscos climáticos no setor elétrico e energético existe pouca ação sendo executada. Esse engajamento poderia contribuir na ampliação da quantidade de dados e informações sobre o clima local; desenvolver métodos para avaliar riscos e promover um conjunto de práticas tecnológicas, comportamentais e institucionais necessárias para uma maior resiliência. Destaca ainda, que um envolvimento entre as partes interessadas é fundamental para implementação efetiva de estratégias de adaptação, uma vez que a falha em um setor pode acarretar problemas em diversos outros setores.

Mitchell et al. (2011) ainda diz que, se todos os setores interessados forem incluídos no projeto de energias renováveis, sua aceitação torna-se um compromisso mais duradouro a longo prazo. Além disso, essa rede intersetorial pode ser um importante canal para intercâmbio de experiências e conhecimentos; esta por sua vez, apoia o processo de aprendizagem e estimula a mudança, como exemplo, políticas ou instituições que ajudem o desenvolvimento sustentável das energias renováveis.

Com relação ao setor de fornecimento de energia, o qual compreende todos os processos de extração, conversão, armazenamento, transmissão e distribuição de energia, estudos mostram que o mesmo é o maior contribuinte para as emissões globais de GEE e, reduzir tais emissões exigirá investimentos em infraestrutura e mudanças nas operações dos sistemas de energia - ambos dependerão das

tecnologias de mitigação empregadas (BRUCKNER et al., 2014). Desta forma, o setor elétrico desempenha um papel importante em cenários de mitigação com cortes profundos de emissões de GEE. Em um mundo em aquecimento, a demanda de energia para aquecimento diminuirá e a demanda por refrigeração aumentará; o equilíbrio dos dois depende das condições geográficas, socioeconômicas e tecnológicas (ISAAC; VAN VUUREN, 2009; VINE, 2012; ARENT et al., 2014; BRUCKNER et al., 2014). A demanda máxima de eletricidade também pode aumentar, especialmente como resultado de eventos climáticos extremos, exigindo um aumento desproporcional na infraestrutura energética (US EPA, 2008 apud BRUCKNER et al., 2014). Arent et al. (2014) cita que há projeção de que a demanda de energia por ar condicionado residencial no verão cresça rapidamente no século XXI sob um cenário de mudança climática de referência - população média e crescimento econômico global, sendo este mais rápido nos países em desenvolvimento; nenhuma política de mitigação além daqueles em vigor em 2008. As projeções indicam um aumento de quase 300 TWh em 2000 para cerca de 4.000 TWh em 2050 e mais de 10.000 TWh em 2100, em que cerca de 75% dos quais se devem ao aumento da renda nos países de mercados emergentes e 25% é devido à mudança climática. Além das mudanças de temperatura e renda, a demanda real de energia será influenciada por mudanças demográficas, estilos de vida, códigos de construção e regulamentos para o projeto e isolamento do estoque de habitações, a eficiência energética dos dispositivos de aquecimento/resfriamento, a abundância e eficiência energética de outros eletrodomésticos, o preço da energia e assim por diante.

Para exemplificar este aumento na demanda de energia para resfriamento, pode-se citar Isaac e Van Vuuren (2009) que realiza um estudo para os Estados Unidos e apresenta a demanda de energia global (em  $PJ=10^{15}$ Joule) modelada para o aquecimento e resfriamento do ar residencial em um cenário de referência do projeto ADAM (MNP, 2007 apud ISAAC; VAN VUUREN, 2009). O resultado de Isaac e Van Vuuren (2009) é apresentado na Figura 1, que mostra que a demanda de eletricidade para o ar condicionado é projetada para aumentar rapidamente e apresentará um crescimento 40 vezes maior em 2100 com relação a 2000.



**Figura 1 - Demanda de energia global (PJ=10<sup>15</sup>Joule) modelada para o aquecimento e resfriamento do ar residencial em um cenário de referência.**

**Fonte: Isaac e Van Vuuren (2009).**

Segundo Arent et al. (2014), o setor de energia será modificado pela política climática, mas os impactos das mudanças climáticas também influenciarão o fornecimento seguro e confiável de energia. Isso se deve ao fato de que as mudanças climáticas globais afetarão cada vez mais o funcionamento das instalações e infraestruturas energéticas ao longo do tempo, bem como as possíveis mudanças na frequência e intensidade de eventos climáticos extremos representarão perigo para eles. Os autores citam ainda, que os modelos de gestão a curto prazo podem precisar de melhorias para lidar com os impactos dos eventos climáticos extremos. Além de impactar o fornecimento de energia por meio de mudanças em sua demanda, as mudanças climáticas ainda trarão diversos impactos sobre o potencial do futuro papel das tecnologias de mitigação no setor de fornecimento de energia (BRUCKNER et al., 2014).

A Tabela 1 fornece uma visão geral dos principais impactos projetados das mudanças climáticas e eventos climáticos extremos no fornecimento de energia e as opções de adaptação relacionada. Segundo o Banco Mundial (WORLD BANK, 2011), para o sistema elétrico, o objetivo primário da adaptação pode ser visto como a “garantia do suprimento de energia e equilíbrio entre produção e consumo ao longo do tempo e do

espaço”. Nesta tabela, tem-se que CSP = concentração de energia solar, PV = fotovoltaica e TH = aquecimento térmico.

Já a Tabela 2 também apresenta os possíveis impactos das mudanças climáticas e as ações adaptativas, entretanto, o *National Academies Press* (2010 apud WORLD BANK, 2011) também acrescenta quais são os agentes principais que devem realizar estas medidas adaptativas.

Já com relação ao transporte e a transmissão de energia, a Tabela 3 fornece uma visão geral dos impactos das alterações climáticas e dos eventos extremos na transmissão de energia, juntamente com as opções para reduzir a vulnerabilidade. Vale ressaltar, que os dutos desempenham um importante papel no setor de energia, transportando petróleo e gás dos poços para centros de processamento e distribuição a distâncias de algumas centenas a milhares de quilômetros. Já a rede elétrica transmite energia das unidades de geração para os consumidores e a maior parte de seus componentes (linhas aéreas, subestações, transformadores) está localizada ao ar livre e exposta aos eventos climáticos (ARENT et al. 2014). Ainda a respeito da transmissão, distribuição e transferência de energia, o Banco Mundial (2011) indica possíveis melhorias a serem feitas no setor energético como o investimento em novas linhas transmissão, expandidas e regionalmente integradas, como aquelas planejadas sob o conceito DESERTEC, assim como para a rede de energia eólica no norte europeu; energias renováveis nas regiões oeste e leste dos Estados Unidos; a Plataforma Africana de Tecnologia de Energia Renovável (AFRETEP); ou ainda o “*embryonic Desertec Australia*” – que pode ajudar a mitigar os impactos climáticos.

**Tabela 1 - Principais impactos projetados da mudança climática e eventos climáticos extremos no suprimento de energia e as opções de adaptação relacionadas.**

**Fonte: Adaptado de Arent et al. (2014).**

Tecnologia	Mudanças nos atributos climáticos ou relacionados	Possíveis impactos	Opções de adaptação
Centrais térmicas e nucleares	Aumento da temperatura do ar.	Reduz a eficiência da conversão térmica em 0,1 a 0,2% nos EUA; 0,1 a 0,5% na Europa, onde a perda de capacidade é estimada na faixa de 1 a 2% por 1°C de aumento de temperatura, reduzindo a eficiência do resfriamento e reduzindo o nível de operação/desligamento.	Permanecer em locais frios, sempre que possível.
	Alterar a precipitação (mais baixa) e aumentar a temperatura do ar aumenta a temperatura e reduz a disponibilidade de água para resfriamento.	Menos geração de energia; redução média anual de carga de 0,1 a 5,6%, dependendo do cenário.	Uso de fontes de água não tradicionais (por ex., água de campos de petróleo e de gás, minas de carvão e de tratamento, esgoto tratado); reutilização da água de processo dos gases de combustão (pode cobrir de 25 a 37% das necessidades de resfriamento da usina), secagem de carvão, condensadores (o carvão mais seco tem maior valor de aquecimento, água mais fria entra na torre de resfriamento); usar gelo para resfriar o ar antes de entrar na turbina a gás aumenta a eficiência e a produção; usar gelo derretido na torre de resfriamento; condensador montado na saída da torre de resfriamento para reduzir as perdas por evaporação (em até 20%). Tecnologias alternativas de resfriamento: torres de resfriamento a seco, resfriamento regenerativo, trocadores de tubulação de calor; os custos das opções de refrigeração de adaptação dependem das características dos sistemas existentes, distância à água, equipamento adicional necessário, estimado em US\$ 250.000 – 500.000 por megawatt.

Tecnologia	Mudanças nos atributos climáticos ou relacionados	Possíveis impactos	Opções de adaptação
	Aumento da frequência de temperaturas extremamente altas.	Exacerbação dos impactos das condições mais quentes: redução da eficiência térmica e de resfriamento; descarga limitada de água de resfriamento; superaquecimento de edifícios; autoignição de pilhas de carvão.	Refrigeração de edifícios (ar condicionado) e de pilhas de carvão (pulverização de água).
	Seca: redução da disponibilidade de água.	Exacerbando os impactos das condições mais quentes, operação e saída reduzidas, desligamento.	O mesmo que a redução da disponibilidade de água sob mudanças climáticas graduais.
Hidrelétrica	Aumento/diminuição da disponibilidade média de água.	Saída de potência aumentada / reduzida.	Programar a liberação da água para otimizar o rendimento.
	Mudanças na variação sazonal e interanual nos influxos (disponibilidade de água).	Mudanças na produção sazonal e anual de energia; inundações e perda de produção no caso de fluxos de pico mais altos.	Suave: ajustar o gerenciamento de água. Difícil: construir capacidade de armazenamento adicional, e melhorar a capacidade do rotor da turbina.
	Precipitação extrema causando inundações.	Diretos e indiretos (por detritos transportados de áreas alagadas) danos a barragens e turbinas, perda de produção devido à liberação de água através de canais de derivação.	Suave: ajuste o gerenciamento de água; Remoção de entulho. Difícil: aumentar a capacidade de armazenamento.
Energia solar	Aumento da temperatura média.	Melhorando o desempenho de TH (especialmente em regiões mais frias), reduzindo a eficiência de PV e CSP com resfriamento a água; A eficiência do PV cai em ~ 0,5% por 1°C de aumento de temperatura para silício cristalino e módulos de filme fino, mas o desempenho varia de acordo com os tipos de módulos, com os módulos de filme fino funcionando melhor; A exposição a longo prazo ao calor provoca um envelhecimento mais rápido.	

Tecnologia	Mudanças nos atributos climáticos ou relacionados	Possíveis impactos	Opções de adaptação
	Mudando a nebulosidade.	O aumento é desfavorável (redução da produção), diminui o benefício (aumento da produção) para todos os tipos, mas os coletores de tubos evacuados para TH podem usar insolação difusa. CSP mais vulnerável (não pode usar luz difusa).	Aplicar uma superfície mais rugosa para painéis fotovoltaicos que utilizem melhor a luz difusa; otimizar o ângulo de montagem fixo para o uso de luz difusa, aplicar sistema de rastreamento para ajustar o ângulo para condições de luz difusa; instalar / aumentar capacidade de armazenamento.
	Períodos quentes.	Danos materiais para PV, saída reduzida para PV e CSP; A eficiência do CSP diminui em 3-9% à medida que a temperatura ambiente aumenta de 30 para 50°C e cai 6% (torre) para 18% (vale) durante o 1% mais quente do tempo.	Resfriando painéis fotovoltaicos passivamente por fluxos de ar natural ou ativamente por refrigerantes a ar ou líquidos forçados.
	Granizo.	Danos materiais aos TH: os coletores de tubos evacuados são mais vulneráveis que os coletores de placas planas. Fraturando como tampa de placa de vidro, danos ao material fotoativo.	Coletores de placa plana: usando vidro reforçado para suportar granizo de 35 mm (todos de 15 testados) ou até 45 mm (10 de 15 testados); apenas 1 em 26 coletores de tubo evacuados resistiu a granizo de 45 mm. Aumentar a proteção aos padrões atuais ou além deles.
Energia eólica	Taxa de vento: recurso eólico total (densidades médias anuais de energia eólica para vários anos); provavelmente permanecerá dentro de $\pm 50\%$ dos valores atuais na Europa e na América do Norte; dentro de $\pm 25\%$ dos valores históricos (1979 a 2000) nos EUA.	Mudança no potencial de energia eólica.	A escolha do local ideal.
	Extremos de velocidade do vento: rajada, mudança de direção, cisalhamento.	Integridade estrutural de altas cargas estruturais; fadiga, danos aos componentes da turbina; saída reduzida.	Projeto e engenharia de turbinas, proteção baseada na direção.

**Tabela 2 - Exemplos de opções gerais disponíveis para adaptação do setor de energia as mudanças climáticas.**
**Fonte: Adaptado de *National Academies Press* (2010 apud WORLD BANK, 2011)**

Mudança climática	Impacto	Ações adaptativas possíveis	Agentes principais
Aumento de temperatura médio.	Aumento da demanda para resfriamento, redução da demanda para aquecimento.	Aumentar a capacidade regional de geração de energia elétrica; planejar e implementar maior capacidade de entrega; levar em conta a mudança padrões de demanda (verão-inverno, estação úmida-seca, norte-sul) ao planejar instalações (Recursos para Futuro - Instrumentos de política, RFF-PI).	Governo nacional e setor privado.
		Pesquisa e desenvolvimento (P&D) na criação de espaços melhor refrigerados; construção de revestimentos mais eficientes e acessíveis; formar parcerias com centros de P&D.	Governo nacional.
		Liderar pelo exemplo – climatização de edifícios por agências do governo e gerenciamento do uso de energia a fim de reduzir demandas de resfriamento.	Governo nacional e prefeituras.
	Ondas de calor mais frequentes e/ou mais longas.	Garantir que os requisitos de energia de populações especialmente vulneráveis sejam satisfeitos, especialmente durante as ondas de calor.	Governos locais.
		Melhorar a eficiência do uso de energia, especialmente residências e edifícios comerciais, por exemplo: Auditorias energéticas; estabelecimento de tarifas adequadas; contingência planejamento para prováveis interrupções de fornecimento de eletricidade sazonais.	Governos nacionais individuais.
		Abordar a vulnerabilidade a ondas de calor na transmissão e sistemas de entrega.	
	Redução da eficiência e capacidade das usinas de energia devido ao aumento da temperatura ambiente.	Melhorias a eficiência da geração e entrega de energia.	Governo nacional e setor privado.
		Fornecer incentivos governamentais para estudar a questão da descentralização da produção de energia a fim de reduzir riscos (RFF-PI).	

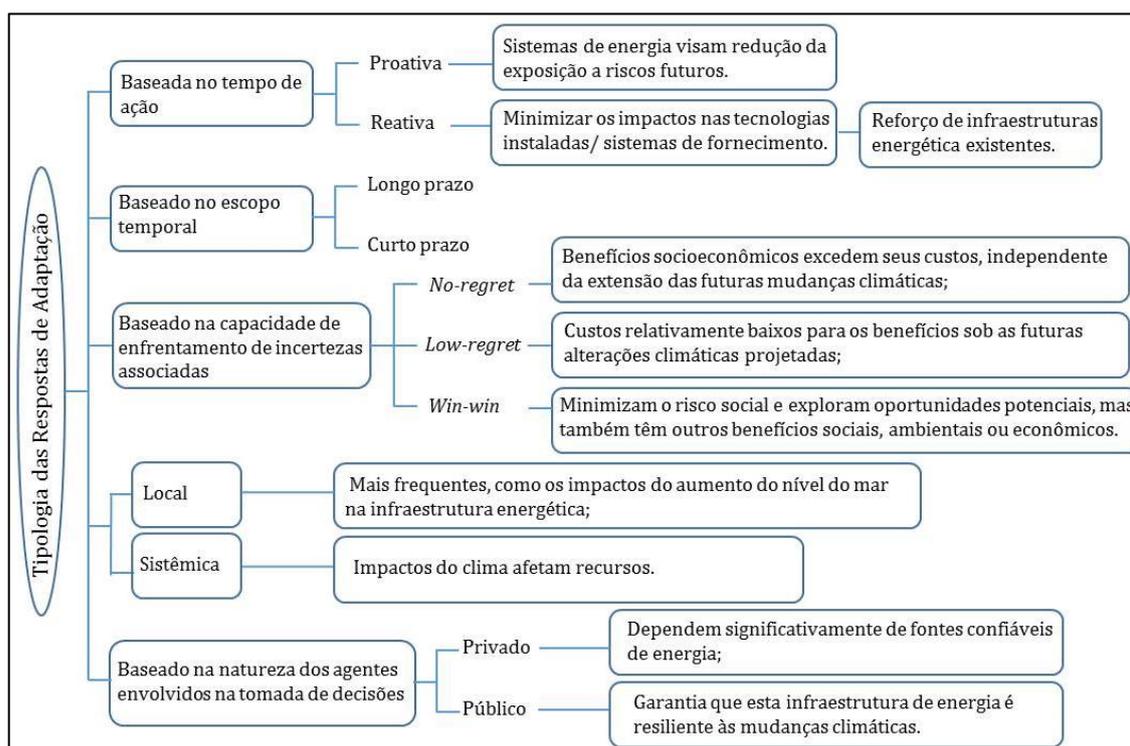
Mudança climática	Impacto	Ações adaptativas possíveis	Agentes principais
Alterações em precipitação e disponibilidade de água.	Alterações em precipitação e disponibilidade de água.	Desenvolver estratégias de geração de energia elétrica com menor consumo de água, especialmente para resfriamento de usinas termelétricas, como por exemplo, o resfriamento a seco e aumento de ciclos de concentração para água de resfriamento; planejamento de contingência e redução da geração de energia hidrelétrica, especialmente em regiões dependentes de derretimento de neve.	Governo nacional e setor privado.
		Acelerar o desenvolvimento de tecnologias de dessalinização de baixa energia; ciclos mais altos de concentração no resfriamento sistemas de água (RFF-PI).	Governo nacional e setor privado.
		Diversificar as fontes de energia para fornecer um portfólio mais robusto de opções.	
		Estabelecer incentivos para a conservação da água em sistemas de energia, incluindo o desenvolvimento tecnológico e planejamento integrado de conservação de água e energia.	
Alterações em intensidade, tempo e localização de eventos climáticos extremos.	Perturbação de energia, conversão e geração; incluem plataformas de petróleo e gás e submarino, oleodutos (RFF-PI).	Fortalecer as infraestruturas para suportar o aumento de vento, raios e outros estresses relacionados a tempestades; a longo prazo considerar realocação de infraestruturas para regiões menos vulneráveis (ver coluna de elevação do nível do mar).	Governo nacional e setor privado.
		Aumentar a resiliência a interrupções de energia e outras ameaças; expandir redundância na transmissão de eletricidade e capacidade de armazenamento de combustível.	Governo nacional e setor privado.
	Perturbação de energia, transmissão e transporte.	Avaliar a vulnerabilidade do setor energético regional e comunicar vulnerabilidades; planejamento de contingência.	
		Prepare-se para interrupções no fornecimento, por exemplo, backup de sistemas para instalações de emergência, escolas, etc.	
Elevação do nível do mar.	Riscos para infraestruturas em áreas de regiões costeiras vulneráveis.	Realizar análises regionais de vulnerabilidade de infraestrutura de energia em áreas costeiras para o aumento do nível do mar; defender planejamento responsável do uso da terra e planejamento de contingência.	Governo nacional e local, setor privado.

**Tabela 3 - Principais impactos das mudanças climáticas e eventos climáticos extremos em dutos e na rede elétrica e opções de adaptação.**

**Fonte: Adaptado de Arent et al. (2014).**

Tecnologia	Mudanças no atributo climático ou relacionado	Impactos	Opções de adaptação
Dutos	Derretimento <i>permafrost</i> .	Pilares desestabilizadores, obstruindo o acesso para manutenção e reparo.	Ajustar o código do projeto e os critérios de planejamento, implantar planos de mitigação de desastres.
	Aumento de ventos fortes, tempestades e furacões.	Danos a dutos <i>offshore</i> e <i>onshore</i> e equipamentos relacionados, derramamentos; levantar e soprar objetos pesados contra tubulações, danificar equipamentos.	Melhorar os critérios do projeto, atualizar medidas contra desastres.
	Inundações causadas por fortes chuvas, tempestades ou elevação do nível do mar.	Danos a tubulações, derramamentos.	Localização (excluir planícies que podem inundar), impermeabilização.
Rede elétrica	Aumento da temperatura média.	Aumento nas perdas de linha de transmissão.	Incluir o aumento da temperatura no cálculo do projeto.
	Aumento de ventos fortes, tempestades e furacões.	Danos mecânicos a linhas de transmissão, torres, subestações e desligamentos causados por vibrações nos cabos que podem se tocar ou tocar estruturas causando uma descarga elétrica; danos mecânicos indiretos e curto-circuito por árvores derrubadas ou detritos queimados contra linhas aéreas.	Ajustar os padrões de carga de vento, redirecionar as linhas ao longo das estradas ou através dos campos abertos; gerenciar a vegetação; melhorar a previsão de tempestades e furacões.
	Altas temperaturas extremas.	Linhas e transformadores podem superaquecer e desarmar; <i>flashover</i> para árvores sob o cabo em expansão.	Aumentar a capacidade do sistema, aumentar a tensão na linha para reduzir a flecha do condutor, adicionar resfriadores externos aos transformadores.
	Combinação de baixa temperatura, vento e chuva, tempestade de gelo.	Danos físicos (incluindo colapso) de linhas aéreas e torres causados pelo acúmulo de gelo sobre eles.	Aprimorar o padrão de projeto para suportar maior carregamento de gelo e vento, redirecionar as linhas ao longo das estradas ou através dos campos abertos; melhorar a previsão de impactos de tempestades de gelo em linhas aéreas e em circuitos de transmissão.

O processo de adaptação às mudanças climáticas é muito complexo, consistindo em uma grande soma de ajustes sociais, de infraestrutura e tecnológicos a serem feitos. Das várias tipologias propostas para adaptação das mudanças climáticas para o setor elétrico, são apresentadas na Figura 2 as tipologias diferenciadas pelo Banco Mundial (2011) de acordo com os estudos de Burton et al. (1993), Stakhiv (1993), Carter et al. (1994), Smit et al. (1999, 2000), UKCIP (2007) e OCDE (2008).



**Figura 2 - Tipologia das Respostas de Adaptação.**

Fonte: Adaptado de World Bank (2011).

Já Wilbanks et al. (2008) enumera necessidades gerais, assim como as que se relacionam às principais áreas de tecnologia, afim de enfatizar a necessidade de ampliar o conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas na produção e uso de energia. Exemplos de necessidades gerais incluem:

- Fornecimento de modelos de maior resolução para avaliação de impacto local e de pequena região onde a maioria das decisões sobre instalações de energia operam;

- Pesquisa de tecnologias e práticas para economizar energia de resfriamento e reduzir a demanda de pico de carga elétrica;
- Pesquisar como as mudanças nas políticas regionais de uso de energia impactam o suprimento de energia regional, instituições e consumidores;
- Melhor compreender o efeito das alterações das condições climáticas nas energias renováveis e no desenvolvimento de energia baseada em fósseis; penetração do solo e impactos associados a balanços energéticos e economias regionais;
- Entender o potencial de eficiência do resfriamento do espaço;
- Melhorar informações sobre a interação entre demanda e uso de água;
- Melhorar a compreensão dos impactos das mudanças climáticas, bem como a variabilidade local da energia eólica e produção de energia solar.
- Desenvolver estratégias e melhorar o potencial tecnológico do fornecimento de sistemas de energia;
- Compreender o papel das interconexões regionais e geração distribuída em melhorar a resiliência dos sistemas de fornecimento de eletricidade;
- Compreender o impacto de eventos climáticos severos em sistemas de dutos submarinos, especialmente no Golfo do México, bem como desenvolver estratégias para reduzir tais impactos.

Com relação à união europeia, o relatório *“Securing the EU’s energy future: Adapting our energy system to climate change”* da *Tool-Supported Policy-Development for Regional Adaptation* (ToPDAd, 2015) mostra que entre os impactos projetados das mudanças climáticas nos sistemas de energia do norte da Europa, em geral, a eletricidade terá sua demanda diminuída devido a temperaturas mais altas e carga de aquecimento reduzida nos invernos; diminuição da eficiência do transporte de energia nas linhas de transmissão; maior precipitação durante os meses de inverno, com o potencial de inundações; chuvas diminuídas durante o verão, com secas que podem danificar cabos subterrâneos e reduzir sua capacidade de dissipar calor e; elevação do nível do mar, aumentando o potencial de geração de energia marítima. Até 2050, as mudanças projetadas para os cenários baixo (RCP2.6) e médio (RCP4.5)

são modestas (Tabela 4), com mudanças dentro da faixa de variabilidade climática, incorporada na concepção e gestão de sistemas energéticos. Porém, as mudanças ultrapassam a atual faixa de variabilidade entre 2050 e 2100, exigindo a implementação de estratégias e investimentos em adaptação até 2050. Os autores citam que no contexto da mudança climática global, é de fundamental importância que ocorra a integração entre setores para que não exista um perigo de que as soluções apenas transfiram os problemas de uma infraestrutura ou de um setor econômico para outro, ao invés de abordar um panorama geral englobando diversos setores. A Tabela 4 apresenta um exemplo, deixando claro que a adaptação pode diminuir as influências das mudanças climáticas no setor energético. As alterações percentuais desta tabela são em relação à linha de base sem mudança climática. Entre os resultados apresentados na Tabela 4, observa-se que a projeção da demanda de calor para o norte da Europa no cenário RCP8.5 (cenário mais pessimista), chega a uma diminuição de 13%, enquanto que no cenário RCP2.6 (mais otimista), esta diminuição projetada é de 8%. Com relação ao fornecimento do sistema energético, é projetado um aumento que chega a 8% nas hidrelétricas e 3% na energia solar. Segundo os autores, estes resultados são devidos à projeção de invernos mais quentes e de aumento das chuvas, o que poderá acarretar na região, em uma pequena queda na demanda por aquecimento durante o inverno e uma maior disponibilidade de energia hidrelétrica. Com relação aos custos totais do sistema de energia, os resultados apontam para diminuição, sendo que, em um cenário com adaptação das mudanças climáticas, a porcentagem de diminuição é levemente maior que em um cenário sem adaptação. Já com relação aos custos variáveis, sem nenhuma ação de adaptação, sua diminuição seria de 5,50%, enquanto que com adaptação de 2,40%. Os autores não justificam estes resultados.

**Tabela 4 - Projeções do ToPDAd para mudanças nas características de oferta e demanda no sistema energético do norte da Europa para diferentes cenários para 2050, com e sem estratégias de adaptação.**

Fonte: ToPDAd (2015).

	RCP 2.6	RCP 4.5	RCP 8.5
	Mudanças climáticas (baixa)	Mudanças climáticas (média)	Mudanças climáticas (alta)
<b>DEMANDA</b>			
Demanda de energia elétrica	-1,0%	-1,0%	-2,0%
Demanda de calor	-8,0%	-10,0%	-13,0%
<b>FORNECIMENTO</b>			
Painéis fotovoltaicos (Energia solar)	-	-	+3,0%
Hidrelétricas sem reservatórios	-	+4,0%	+8,0%
Hidrelétricas com reservatórios	-	+6,0%	+8,0%
<b>CUSTOS TOTAIS DO SISTEMA DE ENERGIA</b>			
Adaptação	-1,3%	-1,7%	-2,5%
Nenhuma adaptação	-1,0%	-1,4%	-2,4%
<b>CUSTOS VARIÁVEIS</b>			
Adaptação	-1,1%	-1,4%	-2,4%
Nenhuma adaptação	-2,8%	-3,7%	-5,5%

Vale esclarecer que cenários consistem em ferramentas para o entendimento e não previsões do futuro, fornecendo descrições plausíveis do desenvolvimento dos próximos anos ou décadas (projeções), tendo como base um conjunto de pressupostos coerentes e internamente consistentes sobre as principais forças motrizes (FISCHEDICK et al., 2010). As vantagens práticas dos cenários usando modelos integrados é a possibilidade de capturar grande parte das principais interações entre várias tecnologias de diferentes partes do sistema energético com outros setores economicamente importantes, além de processos físicos vitais para o entendimento das mudanças climáticas. Para haver uma consistência interna essa integração mostra-se de suma importância e são exploradas em escala global com projeções para o período de décadas ou até um século. Estas medidas são cruciais ao

determinar o contexto estratégico para energias renováveis (FISCHEDICK et al., 2010).

Segundo Fishedick et al. (2010), toda a literatura sobre cenários de mudanças climáticas divide-se em duas abordagens distintas, sendo estas quantitativa e qualitativa. Em seu estudo, enfoca exclusivamente a abordagem quantitativa. Estes cenários oferecem estimativas para a implementação de energias renováveis, a fim de melhor definir o papel destas energias na mitigação do clima, com base em modelos que representam de forma explícita as relações entre tecnologias renováveis e outras tecnologias de mitigação, assim como vários outros fatores que influenciam a mitigação.

Mesmo que todos os modelos de Fishedick et al. (2010) sigam a abordagem quantitativa é importante ressaltar que há grande variação entre as estruturas dos modelos utilizados. As características metodológicas importantes dos cenários revisados neste estudo, assim como os modelos usados para gerá-los, são:

- Adotam uma visão integrada do sistema de energia, a fim de capturar interações entre tecnologias energéticas concorrentes;
- Possuem uma base e tomada de decisão amplamente baseada em critérios econômicos;
- São de longo prazo e de escala global, porém, com alguns detalhes regionais;
- Incluem políticas necessárias para atender aos resultados de emissões;
- Exploram os níveis de implantação de energias renováveis nas escalas regional e global, integrando várias escalas espaciais e temporais, além do sistema de energia, como modelos de agricultura e uso da terra totalmente acoplados.

### 3 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS: ANÁLISE INTERNACIONAL

#### 3.1 O planejamento energético e sua interação com as mudanças climáticas

O objetivo deste item é apresentar uma organização do planejamento energético, que incorporem os efeitos das mudanças climáticas, bem como fazer uma revisão de modelos de planejamento do setor energético em nível internacional. Para tanto, faz-se necessário, primeiramente, analisar os modelos energéticos, em diferentes níveis geográficos, tendo em vista o caráter global do efeito climático e os acordos e metas estabelecidos em âmbito multilateral, bem como os reflexos tecnológicos e geopolíticos destes acordos e os reflexos nas práticas da sociedade. Neste sentido, propõe-se a seguinte classificação de modelos de planejamento, partindo-se dos energéticos de caráter mais abrangentes e indo até os específicos, setoriais ou subsetoriais, conforme sintetizado na Figura 3. Esta classificação não é normalizada e foi desenvolvida focando as necessidades deste Produto 5.

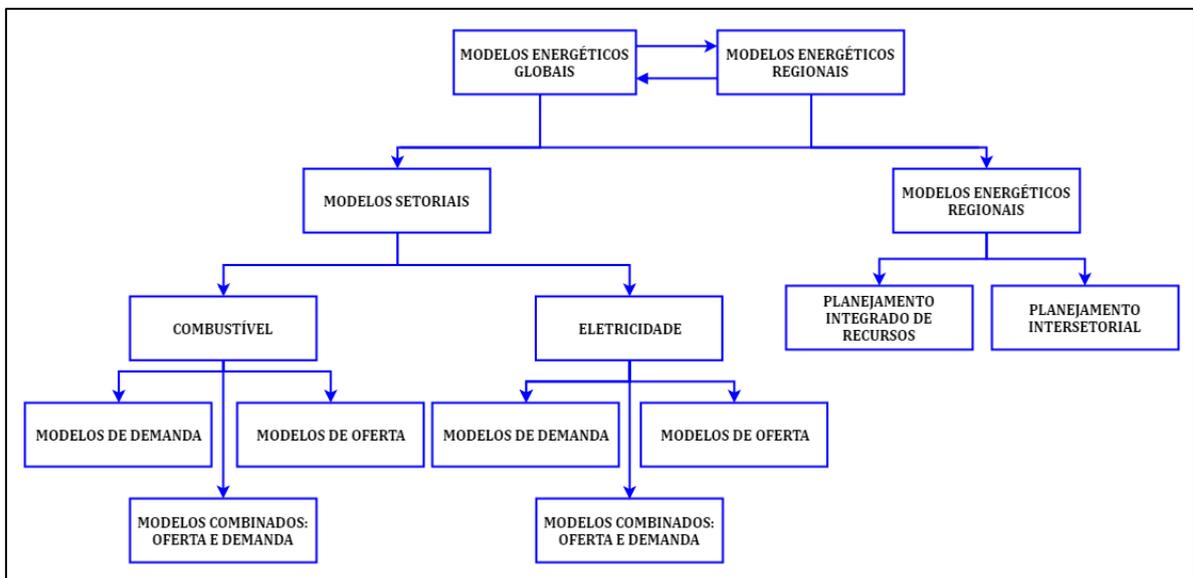


Figura 3 - Proposta de classificação de modelos de planejamento.

Para melhor análise, propõe-se, também, uma escala indicativa de horizontes de estudos, que, combinada com a estrutura de modelos proposta na Figura 3, permitirão desenvolver a análise e proposições dos estudos. Assim, tem-se os seguintes horizontes referenciais:

- Prospectivo: 50 a 100 anos;
- Políticas Públicas: 30 a 50 anos;
- Planejamento de Longo Prazo: 15 a 30 anos;
- Planejamento de Médio Prazo: 5 a 15 anos;
- Planejamento de Curto Prazo: despacho a 5 anos.

Os modelos energéticos globais que se prestam à análise **prospectiva energética** são muito importantes para a sinalização de compromissos multilaterais, bem como para a avaliação de novas tecnologias, práticas e costumes. Neste sentido, destaca-se o *Global Energy Assessment* (GEA;2012), desenvolvido pelo *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA), com suporte de distintas organizações, como o *World Bank*, e que objetiva encontrar trajetórias para atender as necessidades energéticas globais a custos razoáveis, com segurança e equidade, respeitando as limitações ambientais locais e globais (mudanças climáticas).

A União Europeia apresenta o *Energy Roadmap 2050* (2011), que é um bom exemplo de roteiro de **políticas públicas** energéticas, estabelecendo metas que devem ser seguidas pelos planejadores em seu território. O estabelecimento destas diretrizes não se limitou a modelos regionais, foram utilizados modelos globais, sejam climáticos, energéticos ou econômicos, para definir metas em energia renovável, captura de carbono e eficiência energética, preponderantemente.

A Agência Internacional de Energia-AIE publicou recentemente o *Oil 2017-Analysis and Forecasts to 2022* (2017), que traduz bem o resultado de um **planejamento de médio prazo** global. Este trabalho é publicado e revisado anualmente, apresentando uma avaliação global de médio prazo, com projeções de produção, consumo, estoque e preços. A diferença marcante entre este instrumento e os recém apresentados

anteriormente dá-se no fato de não ser propositivo. Apenas avalia as tendências, conseqüentes de condições econômicas, institucionais, ambientais, etc.

Os três produtos citados (*GEA, Energy Roadmap, Oil Analysis and Forecast*) ilustram bem os resultados de estudos globais com diferentes horizontes. Em verdade, eles não utilizam um modelo matemático único, sendo um conjunto de técnicas de cenários, avaliações tendenciais, fixação de distintas restrições, dentre outras ferramentas que incorporam visões distintas de evolução. Concluindo, os modelos energéticos globais de longuíssimo e muito longo prazos caracterizam-se mais como metodologias e processos de análise do que como um modelo propriamente dito.

Entende-se por modelos regionais aqueles que focam uma região específica do globo, podendo ser uma política, econômica ou física, como países, continentes, blocos econômicos, estados subnacionais, dentre outros. Os modelos energéticos regionais de muito longo prazo são capazes de relacionar modelos de longuíssimo prazo (prospectivo), em geral modelos globais, e os modelos de longo prazo, como regra representado por modelos regionais setoriais ou intersetoriais (planejamento de longo prazo). Destaca-se entre estes modelos aqueles voltados à matriz energética, que projetam para prazos alongados a demanda e a oferta de energia, buscando o equilíbrio entre eles mediante restrições e objetivos dos mais distintos. As matrizes são instrumentos fundamentais para analisar e fundamentar os efeitos de políticas energéticas, tecnológicas, ambientais e econômicas, apresentando como resultado as metas tecnológicas, ambientais e, porventura, geográficas que poderão (ou deverão) ser colocadas como restrições ou objetivos nos planejamentos de longo prazo.

A sociedade, por meio de suas atividades socioeconômicas, mobiliza os recursos energéticos de diversas formas e intensidades, tornando-se importante entender tais aspectos, o que pode ser feito, por exemplo, por meio de estudos ligados à demanda e oferta de energia que utilizem instrumentos analíticos e, abordem os sistemas produtivos e energéticos sob uma ótica detalhada, integrada e transparente.

Santos et al. (2010) comenta sobre a importância do planejamento, sobretudo em setores de infraestrutura, seja qual for o contexto econômico associado,

independendo também da intensidade de intervenção do Estado. Os autores dizem, ainda, que a matriz energética é um instrumento de destaque para se simular diferentes cenários de mercado e permite avaliar possíveis efeitos, tais como: vulnerabilidades sistêmicas, riscos ambientais, impactos de políticas públicas, dentre outros.

De forma sucinta, pode-se dizer que a matriz energética é uma representação quantitativa de todos os recursos energéticos (oferta) disponíveis para serem utilizados nos diversos processos produtivos e suprir a necessidade (demanda) de energia. Por isso mesmo, é um instrumento adequado para incorporar restrições e trajetórias tecnológicas e ambientais, com destaque para os efeitos das mudanças climáticas.

Nesse sentido, partindo do princípio que a demanda e a oferta de energia de um dado país (ou região) são conhecidas, por exemplo, o governo pode atuar por meio de políticas públicas, no sentido de atender questões bastante discutidas recentemente, como é o caso das emissões de GEE. A utilização de *softwares* (ou modelos) de simulação possibilita a análise de tais variáveis.

Os modelos de avaliação de impacto das mudanças climáticas no setor energético têm, como seria natural, um enfoque abrangente, não dando destaque ao setor elétrico. Entretanto, como ficará evidenciado no decorrer deste relatório, há uma necessidade premente de se ter modelos que foquem o setor elétrico, sem, entretanto, abrir mão da visão integrada e globalizada, que é implícita às mudanças climáticas. Voltando à Figura 3, os modelos setoriais, mesmo aqueles combinados “oferta x demanda”, não apresentam habilidades suficientes para absorver as indicações dos modelos regionais/globais, que estabelecem metas e tendências, muitas vezes de caráter geográfico, seja tecnológico, ambiental ou social. Por isto, é natural a evolução dos modelos setoriais para modelos integrados, sejam aqueles que simplesmente analisam dois ou mais setores energéticos (como eletricidade e gás), sejam os que incorporam outros aspectos, distintos dos técnicos, como se caracterizam os modelos de Planejamento Integrado de Recursos (PIR).

Chandramowli e Felder (2014) apresenta uma excelente revisão e classificação de modelos para o planejamento do setor elétrico incorporando impactos das mudanças climáticas. O artigo, intitulado *Impact of climate change on electricity systems and markets – A review of models and forecasts*, é bastante útil para uma compreensão abrangente de metodologias de planejamento em um ambiente de mudanças climáticas profundas, mas ressalta a carência de ferramental apropriado e de experiência no setor elétrico. Ao longo deste item serão usados intensamente textos traduzidos e/ou adaptados deste artigo, que estarão destacados em itálico, visando preservar a autoria. Assim, Chandramowli e Felder (2014) faz a seguinte análise:

*Através dos esforços do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC, 1990; 1995; 2001; 2007), os impactos potenciais das mudanças do setor de energia global têm sido razoavelmente bem documentados na literatura. No entanto, uma pesquisa abrangente sobre o impacto das mudanças climáticas especificamente no setor de energia elétrica tem sido "surpreendentemente escassa" (WERON, 2010; SUGANTHI, 2016). Além disso, existe uma escassez de literatura sobre estudos de avaliação que enfocam os impactos das mudanças climáticas no setor de energia elétrica em nível nacional, regional ou estadual. Os sistemas de eletricidade são construídos e operados em escala nacional ou regional. Assim, a análise de impacto realizada nessa escala espacial serviria às necessidades dos formuladores de políticas associados a esse setor. Além disso, os autores não encontraram nenhuma tentativa abrangente de pesquisa para explicar o impacto das mudanças climáticas no mercado de eletricidade.*

Em outro trecho do artigo os autores ressaltam a importância de adaptação dos modelos de planejamento às novas condições ambientais e econômicas, o que coaduna com o escopo deste trabalho:

*Estudos de impacto em escala nacional ou regional, formulando uma resposta política às mudanças climáticas, é uma tarefa desafiadora para os formuladores de políticas. Além disso, a maioria dos estudos de avaliação*

*geralmente se concentra em modelos convencionais de impacto. Até onde se levantou, não há tentativas de rever modelos e metodologias. Portanto, sugere-se uma revisão da arquitetura dos modelos e das principais previsões, o que poderia ser mais efetivo no planejamento e na construção de políticas específicas para o setor de energia elétrica.*

Chandramowli e Felder (2014) desenvolve sua análise dos modelos com base na seguinte classificação, que já está refletida na Figura 3:

- Modelos que enfocam os efeitos do lado da demanda;
- Modelos que enfocam os efeitos do lado da oferta;
- Modelos combinados que enfocam concomitantemente os efeitos dos lados da demanda e da oferta.

Há de se alertar que, como será melhor explicado ao longo do texto, os modelos combinados não precisam ter o caráter integrador, como no planejamento de recursos, podendo se ater a uma fronteira bem estreita, como no planejamento para um subsetor específico.

Barron et al. (2018) afirma que, dada a complexidade dos sistemas de energia e suas ligações com a economia, principalmente na escala nacional, o uso de modelagem matemática é uma das melhores ferramentas disponíveis para entender os possíveis resultados de uma política e explorar os *trade-offs* entre as alternativas. Dessa forma, modelos de expansão de sistemas energéticos são amplamente utilizados ao redor do mundo para a realização desses tipos de estudo.

Guidati e Soothill (2017) destaca que os esforços para mitigar as mudanças climáticas estão frequentemente focados nos desafios específicos do setor elétrico, pois a eletricidade é, de fato, a forma de energia mais versátil, mas também volátil, e as tecnologias renováveis dominantes das últimas duas décadas são a energia eólica e a solar fotovoltaica (PV). Diante disso, os autores desenvolveram um modelo simples do sistema energético de um país ou de uma região, que consiste nas principais formas de consumo final (eletricidade, aquecimento (calor de baixo e alto grau), transporte), os principais insumos primários (combustíveis, eletricidade renovável) e

os ativos mais importantes que convertem um insumo primário em uma forma de consumo final (tipos de centrais, bombas de calor etc.), além dos ativos de armazenamento para eletricidade (por exemplo, baterias), energia térmica (quente e frio), hidrogênio, biomassa e reservatórios para hidrelétricas reguladas. O modelo é estritamente local, isto é, não considera quaisquer limitações na transmissão ou distribuição de qualquer fluxo de energia. Segundo os autores, o modelo tem por objetivo propor uma estratégia de investimento ótima em termos de custo para atingir uma determinada meta de redução de CO<sub>2</sub>. Isso implica dois tipos de otimização distintos, mas interligados:

- i. Uma otimização de investimento que propõe quando e quanto investir em determinados ativos (com baixo teor de CO<sub>2</sub>), abrangendo um determinado período de tempo, neste caso de 2010 a 2050. Para cada ativo, três escolhas devem ser feitas: (a) em que ano iniciará a instalação, (b) quantos anos essa instalação deve durar e (c) qual volume total deve ser atingido. Cada ativo tem uma vida útil, conseqüentemente, é descomissionado ao longo do tempo;
- ii. Uma otimização de despacho que leva uma determinada configuração de ativos e é executada durante um ano inteiro, minimizando despesas de operação e emissões, e propondo um grande número de realizações dos sistemas de energia, ou seja, uma determinada configuração de ativos e sua capacidade instalada ao longo do horizonte de 2010 a 2050. Para avaliar essas realizações, uma otimização de despacho é feita para cada cinco anos dentro do horizonte de tempo, por meio de técnicas de programação linear.

Os autores comentam, ainda, que este modelo foi aplicado a três países europeus (Polônia, Suíça e Espanha) que variam em termos de condições climáticas e potencial renovável. Os resultados mostram a importância de ligar os diferentes setores energéticos: fortes reduções de emissão de CO<sub>2</sub> (por exemplo, maiores que 80%) só podem ser alcançadas através de uma eletrificação de aquecimento e de transporte. A Captura e Armazenamento de Carbono (do inglês, CCS) pode desempenhar um papel vital para alcançar essas metas importantes com custos mínimos. Apenas uma abordagem holística tecnicamente neutra que integre tecnologias convencionais e

renováveis levará a um fornecimento de energia confiável, acessível e limpo para a Europa.

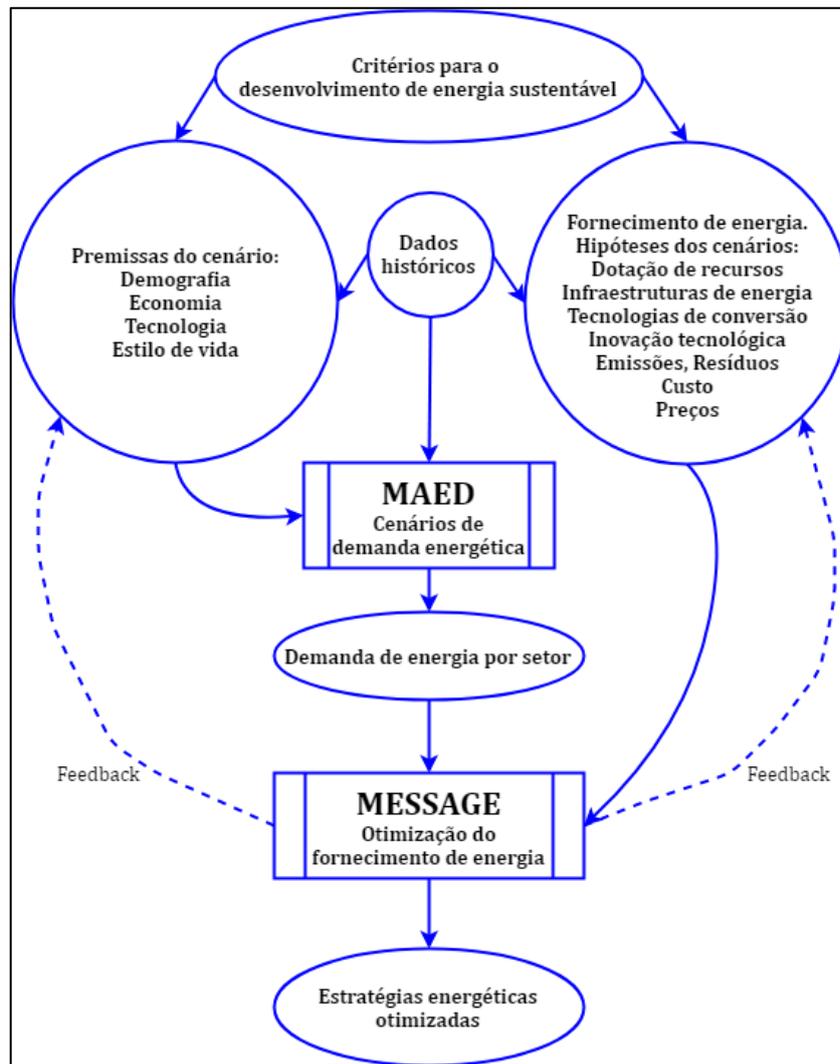
Por outro lado, os modelos de matriz energética nem sempre são resultados de modelos matemáticos, podendo muitas vezes ser uma simples contabilização de oferta e demanda, e de uma busca de equilíbrio entre elas. Esta simplicidade favorece a incorporação de métricas associadas a políticas públicas, como trajetória de emissões de GEE. Nesse sentido, são apresentados em seguida, alguns modelos que são comumente utilizados para elaboração de projeções de matrizes energéticas e/ou de emissões.

Os modelos MAED (*Model for Analysis of Energy Demand*), que possui uma abordagem paramétrica técnica-econômica de demanda e, MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact*), que tem uma abordagem de otimização de oferta, são modelos desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA), sendo utilizados em larga escala em âmbito mundial. Estes modelos permitem a simulação de diferentes cenários, tornando-se ferramentas úteis aos tomadores de decisão.

O MAED é um modelo de simulação para avaliar as implicações da evolução da demanda de energia (a médio e longo prazos) de um cenário que descreve uma evolução hipotética das atividades econômicas e das características populacionais. Trata-se de um modelo que relaciona a demanda de energia a um conjunto de fatores sociais, econômicos e tecnológicos que a influenciam. A demanda de energia é desagregada em um grande número de categorias de usos finais, cada uma correspondendo a um determinado serviço ou para a produção de um certo bem. A natureza e nível da demanda para bens e serviços são uma função de vários tipos de escolha: sócio/política (por exemplo, a densidade demográfica regional, tipo e quantidade de eletrodomésticos por residência); sócio/econômica (prioridade em desenvolvimento de certas indústrias ou setores econômicos, a política do país para transporte público); puramente econômico (por exemplo, a influência da mudança de preços de combustível); ou somente tecnológico (como a evolução das eficiências de

certos tipos de equipamento, penetração no mercado de novas tecnologias ou formas de energia, etc.). As projeções de demanda energética obtidas no MAED são utilizadas como ponto de partida no MESSAGE. Já o modelo MESSAGE, que utiliza um algoritmo de programação linear, objetiva eleger os meios de produção energética que permitam abastecer uma demanda de fontes secundárias, de forma a minimizar os custos de operação e manutenção ao longo do período observado. Por sua formulação, o modelo analisa as substituições possíveis entre fontes energéticas nos diferentes centros de transformação, através do nível de consumo final (SCHAEFFER et al., 2004).

Lucena et al. (2010), aplica uma abordagem de planejamento de recursos integrados a partir dos modelos MAED–MESSAGE, conforme apresentado na Figura 4, que ilustra a abordagem integrada realizada, relacionando as variáveis de entrada e saída de cada modelo, bem como as interações entre os modelos. Foram considerados quatro diferentes cenários futuros com base no relatório especial do IPCC, cenários base (A2a e B2a) foram ajustados, dando a capacidade de geração de eletricidade e o consumo de energia final setorial por fonte até 2035. Em segundo lugar, esses cenários foram reproduzidos incluindo os impactos climáticos projetados (A2b e B2b). Medidas de adaptações detalhadas para diversas matrizes energéticas (por exemplo, energia eólica e gás natural) baseadas na integração MAED-MESSAGE são encontradas em nesse estudo.



**Figura 4 - Modelo conceitual MAED-MESSAGE.**

**Fonte: Lucena et al. (2010).**

Por sua vez, o modelo LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*), desenvolvido pelo *Stockholm Environment Institute*, na Suécia, é uma ferramenta computacional de modelagem de sistemas energético-ambientais baseada em cenários, amplamente usada para análise de políticas de energia e avaliação de mitigação de mudanças climáticas, sistematizando as informações e produzindo os resultados das matrizes energética e de emissões.

Heaps (2009) comenta que o LEAP está rapidamente se tornando o padrão de fato para países que realizam planejamento integrado de recursos e avaliações de

mitigação de GEE, especialmente no mundo em desenvolvimento. Foi adotado por milhares de organizações em mais de 190 países em todo o mundo. Seus usuários incluem agências governamentais, acadêmicos, organizações não-governamentais, empresas de consultoria e empresas de energia e, tem sido usado em escalas que vão desde cidades e estados até aplicações nacionais, regionais e globais.

Santos et al. (2010) destacam as características inerentes ao modelo, em que o principal objetivo consiste em possibilitar um suporte integrado e confiável, para o desenvolvimento de estudos de planejamento energético integrado, permitindo, assim, representar e elaborar matrizes energéticas com foque na integração existente entre energia e meio ambiente. Os autores citam ainda, os possíveis tipos de análises que podem ser efetuadas com o programa: Análises de políticas energéticas; Análises de políticas ambientais; Estudos de Mitigação da emissão de GEE; Planejamento energético integrado. Vale salientar que este modelo contém os módulos de oferta e transformação da energia, porém não são utilizados métodos de otimização.

Em 2013, o LEAP foi atualizado e melhorado para apoiar um novo tipo de análise focada no apoio ao planejamento de ações nacionais sobre poluentes climáticos de curto prazo (*Short-Lived Climate Pollutants - SLCPs*) (COMMEND, 2018). Maiores informações, como *download* do *software* LEAP, materiais e documentação de treinamento associados e guias do usuário estão disponíveis para download no site da *Community for Energy, Environment and Development* (COMMEND) junto com informações sobre acordos de licenciamento para outros tipos de organizações. Trata-se uma iniciativa internacional destinada a fomentar uma comunidade entre analistas de energia que trabalham com energia para o desenvolvimento sustentável.

Alguns casos de aplicação dos modelos serão apresentados a seguir, contendo os estudos desenvolvidos relacionados a projeções de matrizes energéticas e/ou ligados a emissões.

A falta de recursos naturais de Taiwan, na Ásia, a dependência de importações de energia (por exemplo, a razão entre a energia importada e a energia total utilizada em Taiwan aumentou de forma constante, passando de 90% em 1986 para 96% em

1996, tendo atingido um pico em 2007 de 99%) e a busca de desenvolvimento sustentável por parte do país (no caso de emissões de CO<sub>2</sub>, a taxa média anual de crescimento, para o período 1990-2008 foi de 4%), motivaram a elaboração de um estudo realizado por Yophya et al. (2011), sobre previsão de longo prazo da oferta e demanda de energia, para o horizonte 2008 a 2030. Os autores iniciaram apresentando uma visão geral da oferta e demanda de energia em Taiwan e, um resumo da evolução histórica e do status atual de suas políticas energéticas. Essa etapa serviu como base para a preparação e aplicação do modelo LEAP ao sistema energético do país, com o intuito de explorar as implicações de diferentes políticas energéticas futuras e seus impactos na demanda, oferta e emissões de GEE. Sobre os cenários utilizados, primeiramente, foi simulado o caso “*business as usual*” (BAU), que foi baseado na estrutura do setor de energia de Taiwan, conforme descrito em “Balanço Energético de Taiwan”, que é preparado com base no Formulário Tabular Estatístico de Energia da OCDE e em coordenação com as necessidades de Taiwan. Todavia, embora esse cenário geralmente esteja de acordo com a “*White Paper on Energy Policy*”, redigida em 2007, ele não inclui a meta de conservação de energia do governo. A meta do governo é reduzir a intensidade de energia na economia de Taiwan melhorando a eficiência energética, em mais de 2% (em média) ao ano até 2025. Dessa forma, outro cenário foi criado, denominado GOV, utilizando essa premissa. Assumindo que o recente “tsunami financeiro” resultará em efeitos de maior alcance sobre o crescimento econômico de Taiwan do que aqueles refletidos no caso BAU, o cenário FIN foi estabelecida como, efetivamente, um caso de sensibilidade (e, portanto, diferente dos casos de políticas exploradas nos cenários GOV e RET) para examinar os impactos de pressões de crescimento econômico reduzidas a médio e longo prazo no uso de energia. Segundo os autores, embora o governo atual planeje colocar em operação a quarta usina nuclear após 2011, ainda há algumas incertezas quanto à operação dessa usina, incluindo possíveis atrasos na construção. Atualmente, existem seis unidades de reatores nucleares nas três usinas nucleares existentes combinadas, que serão desativados de 2018 e 2025. Portanto, a diferença entre os cenários RET e BAU, reside em saber se as capacidades das usinas nucleares

diminuirão ou não, após a retirada das unidades existentes nas três primeiras usinas. Por fim, o cenário ALL considera que as premissas combinadas de política de conservação de energia e redução de emissões de carbono do governo, impactos de longo prazo do tsunami financeiro no PIB de Taiwan e a desativação de usinas de energia nuclear, como no caso RET acontecem durante o horizonte de estudo. O modelo LEAP de Taiwan é, então, usado para comparar a demanda futura de energia e os padrões de fornecimento, bem como as emissões de GEE, para vários cenários alternativos de política energética e evolução do setor energético. Os resultados de cenários apresentando as políticas do BAU, políticas agressivas de melhoria da eficiência energética e, aposentadoria das três usinas nucleares existentes de Taiwan são fornecidos e comparados, juntamente com casos de sensibilidade que exploram os impactos das hipóteses de crescimento econômico mais baixo. Por fim, uma seção conclusiva fornece uma interpretação das implicações dos resultados do modelo para políticas futuras de energia e de clima em Taiwan (YOPHYA et al., 2011).

Outro estudo internacional desenvolvido é o de McPherson et al. (2014), que elaborou um estudo voltado ao status atual da geração de energia no Panamá e extrapolando futuros potenciais cenários e os impactos associados ao custo marginal do sistema, ao potencial de aquecimento global e ao índice de diversidade de recursos. A motivação deste estudo baseou-se na promulgação da Lei 44, em abril de 2011, que visa promover a energia eólica no país, diversificando a matriz elétrica nacional. Segundo os autores, isso trará implicações que podem modificar o caminho de desenvolvimento de eletricidade do Panamá. Como parâmetros de entrada, foram utilizados: nível de desenvolvimento das plantas de eletricidade, medido pela maturidade da tecnologia (energia de ondas e marés, e armazenamento, não foram consideradas por serem imaturas tecnologicamente; já nuclear não foi considerada por possuir um custo de capital extremamente alto); demanda de eletricidade, obtida de um estudo da Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA); performance da tecnologia, como vida útil, eficiência térmica e fator de capacidade; custos variáveis de produção; ordem de mérito; crédito de capacidade, definido como a fração da capacidade nominal de uma planta de energia que pode ser considerada firme;

margem de reserva, que mede a capacidade de geração firme adicional disponível no sistema de eletricidade para atender a demanda de pico; parâmetros ambientais; perdas em transmissão e distribuição e; curva de carga do sistema. Foi aplicada a metodologia de desenvolvimento de cenários desenvolvida por Schwartz (1996), descrita em seu livro *“The Art of the Long View”*, no contexto do modelo LEAP, para quatro cenários, a saber:

- O cenário *Business as Usual* extrapola a tendência de geração de eletricidade observada na última década; é comparado a três cenários alternativos que têm objetivos mais específicos;
- O Cenário 1 encoraja a mitigação do clima sem incorporar novas tecnologias no mix de geração;
- O Cenário 2 maximiza a diversidade de recursos e;
- O Cenário 3 minimiza o potencial de aquecimento global.

Para cada cenário, a composição do perfil de geração de eletricidade, o custo marginal do sistema, o potencial de aquecimento global e a diversidade de recursos, são previstos quantitativamente. Este trabalho limitou-se apenas ao sistema de geração elétrica panamenho, não sendo consideradas a rede elétrica existente e interconexões com países vizinhos. Como resultado, verificou-se que o Panamá pode alcançar uma rede sustentável com tecnologias existentes, reduzindo sua vulnerabilidade aos preços de combustíveis fósseis. Em suma, existe um *trade-off* inerente entre a diversidade de recursos associada à geração a partir de diesel, petróleo, gás natural e carvão, e as emissões que a geração fóssil produz. Os autores afirmam que a combinação ideal específica ou as preferências de compromisso serão informadas pelas complexidades específicas do sistema de eletricidade do Panamá, pelo conhecimento do operador do sistema e pelas preferências públicas e políticas.

Um outro modelo que pode ser citado e também utilizado mundialmente é TIMES-MARKAL. O gerador de modelos *The Integrated MARKAL-EFOM System* (TIMES) foi desenvolvido como parte do IEA-ETSAP (*International Energy Agency-Energy Technology Systems Analysis Program*), uma comunidade internacional que utiliza

cenários de energia de longo prazo para conduzir análises aprofundadas de energia e ambientais (LOULOU et al., 2004). O gerador de modelos TIMES combina duas abordagens sistemáticas diferentes, mas complementares, para a modelagem de energia: uma abordagem técnica de engenharia e uma abordagem econômica. O TIMES é um gerador de modelo *bottom-up* rico em tecnologia, que usa programação linear para produzir um sistema de energia de custo mais baixo, otimizado de acordo com uma série de restrições do usuário, em horizontes de tempo de médio a longo prazo. Em suma, o TIMES é usado para "a exploração de futuros de energia possíveis com base em cenários contrastados" Com relação à estrutura, os modelos TIMES abrangem todas as etapas, desde os recursos primários até a cadeia de processos que transformam, transportam, distribuem e convertem energia no fornecimento de serviços de energia exigidos pelos consumidores de energia (LOULOU et al., 2005). No lado da oferta de energia, compreende a mineração de combustível, a produção primária e secundária e a importação e exportação exógenas. Os "agentes" do lado da oferta de energia são os "produtores". Por meio de vários transportadores de energia, a energia é entregue ao lado da demanda, que é estruturado setorialmente nos setores residencial, comercial, agrícola, de transporte e industrial. Os "agentes" do lado da demanda de energia são os "consumidores". As relações matemáticas, econômicas e de engenharia entre esses "produtores" e "consumidores" de energia são a base subjacente aos modelos TIMES.

### **3.2 Modelos internacionais de planejamento do setor elétrico que incorporam efeitos das mudanças climáticas**

Chandramowli e Felder (2014) destaca a necessidade de se avançar nos modelos e métodos para o planejamento do setor elétrico, diagnosticando:

*A mudança climática tem sérias implicações para o setor elétrico, especialmente para o futuro da demanda e suprimento de eletricidade. Entender o fenômeno das mudanças climáticas e seu impacto no sistema de energia elétrica é de importância crescente para os formuladores de políticas em todo o mundo. Uma extensa revisão de literatura sobre o*

*impacto das mudanças climáticas no setor elétrico é o primeiro passo para entender e construir um modelo de avaliação de impacto para este setor. Esta revisão destaca as áreas de pesquisa nas quais a fronteira do conhecimento avançou significativamente, como: estimativa da demanda sensível à temperatura, efeitos na capacidade da central térmica face o aumento da temperatura da água de resfriamento / ar ambiente; vulnerabilidades de fornecimento devido à diminuição da disponibilidade de água para geração de energia; impacto localizado das variações climáticas nos recursos eólicos, etc. As áreas de pesquisa onde os impactos ainda não estão claros incluem: impacto em todo o sistema sobre a geração de energia renovável e térmica; modelagem econômica dos impactos de eventos extremos; vulnerabilidades da infraestrutura de transmissão e distribuição a eventos extremos; modelagem de longo prazo em nível regional; avaliação dos resultados de políticas e suas incertezas associadas às modelagens.*

Os autores destacam a importância de se ter modelos dedicados ao setor elétrico, em detrimento de meras adaptações de uso dos modelos energéticos.

*Mideksa e Kallbekken 2010 foram os primeiros a fazer uma revisão da literatura sobre os impactos das mudanças climáticas nos sistemas elétricos. Enquanto eles se concentraram nos resultados dos modelos energéticos que lidam com o impacto das alterações climáticas nos sistemas elétricos, esta revisão sintetiza e compara o arcabouço e os parâmetros-chave dos vários modelos de eletricidade em si. Além disso, o foco desta revisão da literatura é limitado ao impacto da mudança climática nos sistemas e mercados de eletricidade e não no sistema energético como um todo. A complexidade dos modelos analisados neste artigo varia de regressões lineares simples a modelos avançados como o NEMS e o GCAM4, o que pode contribuir para o desenho de modelos energo-econômicos para estudar os impactos da mudança climática nos mercados de eletricidade e na economia em geral.*

### 3.2.1 Modelos que enfocam os efeitos do lado da demanda

*Embora exista uma rica literatura sobre previsão de demanda de eletricidade de curto a longo prazos (ver (WERON, 2010; SUGANTHI, 2016)), essas revisões enfocam apenas estudos de pesquisa que modelaram explicitamente os efeitos da mudança climática na modelagem de demanda de longo prazo. Com base nos estudos revisados, os impactos do lado da demanda das mudanças climáticas foram modelados sob quatro tipos de metodologias: regressão linear múltipla (MLR), contabilização de energia de baixo para cima (bottom up), regressão fuzzy e redes neurais artificiais (RNAs). Das quatro abordagens, quase 90% dos artigos revisados empregaram uma abordagem de modelo MLR. A maioria dos estudos usa uma forma de regressão linear ou outra para estudar o impacto do aumento da temperatura na demanda de eletricidade e gás. Em todos esses modelos de regressão, a demanda de energia, gás ou eletricidade é a variável dependente. Esses modelos de MLR usam variáveis econômicas e de clima como variáveis independentes para projetar as variações na demanda de eletricidade no futuro. Usando a abordagem MLR, há estudos de impacto de demanda em escala nacional (ver (ROSENTHAL; GRUENSPECHT, 1995, MANSUR; MENDELSON; MORRISON, 2008) para os EUA, (PARKPOOM; HARRISON; BIALEK, 2004) para a Tailândia e (HOWDEN; CRIMP, 2001) para a Austrália etc.) e um número limitado de estudos em escala regional (ver (AMATO et al., 2005) para Massachussets, (RUTH; LIN, 2006) para Maryland, (MILLER et al, 2008) para a Califórnia etc.). A maioria dos estudos de demanda concentrou-se nas economias avançadas da Europa Ocidental e dos Estados Unidos. Alguns estudos também se concentraram em economias em desenvolvimento como Parkpoom et al. (2004) sobre a Tailândia e Mirasgedis et al. (2007) sobre a Grécia.*

A Tabela 5 apresenta e compara as diferentes estruturas de modelo de demanda sob efeito de mudanças climáticas levantados pelos autores.

**Tabela 5- Modelos de mercado elétrico, com enfoque nos impactos na demanda.**

**Fonte: Chandramowli e Felder (2014).**

Estudo	Tipo de Modelo	Parâmetros Chave	Estrutura do modelo	Principais conclusões
Loveland e Bown (1990)	Simulação computacional (Equações de transferência de calor para uma construção típica).	Cinco edifícios representativos; Seis cidades principais; Dados climáticos provenientes do NOAA.	Ambiente de estudo: Seis principais cidades nos EUA.	Aumento no resfriamento anual para edifícios aumentará a uma taxa muito maior do que o aquecimento.
Rosenthal e Gruenspecht (1995)	Tipo de não regressão (Supõe-se um aumento de temperatura); Regressão logística para modelar a probabilidade de se adquirir um ar condicionado em função do CDD.	Variável Dependente (VD): demanda de energia; Variável Independente (VI): graus-dia; Cenários: com e sem aquecimento global.	Escopo do estudo: Cinco zonas climáticas típicas nos EUA. Projeção de demanda de energia para um aumento de 1 °C na temperatura ar, mudanças no HDD / CDD em cinco zonas climáticas distintas. Mudanças correspondente em graus-dia mapeada em energia.	Um aquecimento global de 1 °C reduziria o gasto de energia projetado nos EUA no ano de 2010 em US \$ 5,5 bilhões (dólares de 1991). Quanto ao aumento da penetração de ar condicionados é levado em conta a economia cai para US \$ 4 bilhões.
Sailor e Munoz (1997)	Modelos de regressão linear múltipla.	VD: Demanda de energia; VI: Temperatura, umidade relativa, velocidade do vento; Variáveis Derivadas (VDE): HDD/CDD, dias com entalpia latente.	Escopo do estudo: modelo MLR aplicado aos oito estados com maior intensidade de energia nos EUA. Regressão linear logarítmica foi utilizada para evitar heterocedasticidade.	A abordagem de grau de dia é mais adequada para eletricidade e temperatura é mais adequada para modelos de demanda de gás natural. Termo constante na equação de regressão indica NTSD.
Hownden e Crimp (2001)	Modelos de regressão linear múltipla.	VD: Demanda de eletricidade; VI: HDD/CDD, índice de temperatura e umidade (THI, em inglês), déficit de pressão de vapor (VPD, em inglês).	Escopo do estudo: quatro cidades na Austrália; O modelo MLR é usado para determinar sensibilidade climática na demanda de eletricidade. Âmbito do estudo: EUA.	A demanda de pico foi considerada mais sensível ao aumento da temperatura. Estratégias de adaptação conjunta poderiam reduzir a demanda geral de pico.
Considine (2000)	Modelos lógicos para regressão linear.	VD: Demanda total de energia diária; VI: HDD/CDD, preços de combustível, rendimento/produção.	Escopo de estudo: EUA.	Condições climáticas mais quentes reduzem ligeiramente a demanda de energia e as emissões de carbono nos EUA.

Estudo	Tipo de Modelo	Parâmetros Chave	Estrutura do modelo	Principais conclusões
Sailor e Pavlova (2003)	Modelos de regressão linear, ajuste de curva com base na plotagem de dispersão.	VD: Consumo de eletricidade <i>per capita</i> , saturação de CA; VI: CDD, HDD.	Âmbito do estudo: Dados de saturação de sistemas de ar condicionado (AC) para 39 cidades nos EUA.	Correlação forte entre saturação de AC e CDD. Um aumento de 20% no CDD pode aumentar consumo residencial de eletricidade em 1 a 9%, dependendo das cidades. O consumo residencial de AC aumenta em 20 a 60%.
Scott et al. (2005)	Modelo de contabilidade de energia de baixo para cima (BEAMS).	Aumentos de temperatura estimados pelo IPCC; 15 tipos de construções; 11 zonas climáticas; Caracterização do consumo de energia no edifício do EIA.	Âmbito do Estudo: Edifícios residenciais e comerciais nos EUA; incorporar respostas adaptativas às alterações climáticas (como medidas de eficiência energética).	A energia líquida usada para o condicionamento de espaços em edifícios deve reduzir de 2% a 7% em 2020, para um aumento médio de 1,7°C. A implementação das atuais medidas de eficiência energética do DOE podem compensar o crescimento do parque imobiliário e aumentar o consumo de eletricidade sensível à temperatura (cerca de 25%).
Mansur et al. (2008)	Funções lógicas multinominais, regressão linear.	VD: Escolha do combustível; VI: Preço do combustível, renda, temperatura de janeiro a junho, tamanho do edifício etc.	Este trabalho estima um modelo de escolha de combustível discreto-contínuo multinominal de domicílios e empresas, a fim de determinar a sensibilidade da demanda de energia dos EUA às mudanças climáticas. Dados: Edifícios comerciais da EIA; Pesquisa de Consumo de Energia de 1992 e Pesquisa de Consumo de Energia Residencial de 1993.	As mudanças climáticas aumentaram os gastos com energia para as famílias americanas. Espera-se que o aumento no gasto com eletricidade para resfriamento seja parcialmente compensado pela redução de gastos com aquecimento.

Estudo	Tipo de Modelo	Parâmetros Chave	Estrutura do modelo	Principais conclusões
Amato et al. (2005)	Modelos de regressão linear múltipla	VD: Demanda de energia ( <i>per capita</i> por mês); VI: HDD/CDD, tendência para CDD/HDD, horas de luz por dia, preço da eletricidade; Cenários: Centro Climático Canadense (CCC) e Centro de Hadley (CH).	Escopo do estudo: Cidades do Estado de Massachusetts, EUA. O primeiro passo foi avaliar a sensibilidade histórica da demanda de eletricidade comercial e residencial com relação a variabilidade de temperatura a partir de modelos de graus-dias. Segundo passo, foi aplicar regressões para prever o uso de energia em dois conjuntos de cenários.	Os modelos devem incorporar a variação intra-anual na demanda histórica de energia (usando a escala mensal preferencialmente). As mudanças na demanda de energia para os padrões climáticos diferem por tipo de energia (eletricidade, gás natural) e setores consumidores (residencial, comercial), destacando assim a necessidade de desagregação em análises de energia.
Ruth e Lin (2006)	Modelos de regressão linear múltipla (Efeitos fixos).	VD: Eletricidade, gás natural e demanda de óleo de aquecimento; VI: HDD, CDD, horas de luz no dia, tendências e preço.	Escopo do estudo: Maryland, EUA. Análises mensal com base em <i>per capita</i> nos setores residencial e comercial.	Pressupostos sobre os preços futuros da energia e mudanças na população têm impactos maiores no uso futuro de energia em Maryland do que as projeções climáticas.
Hadley et al. (2004) e (2006)	Modelos de regressão linear múltipla.	VD: Demanda de eletricidade; VI: HDD/CDD.	Escopo do estudo: regiões participantes do censo dos EUA (incluindo o Alasca e o Pacífico) até 2025. Usa o Sistema Nacional de Modelagem de Energia (NEMS) da EIA para prever a resposta da demanda à temperatura.	No geral, as necessidades de refrigeração aumentam, enquanto as necessidades de aquecimento são reduzidas. Em todos os cenários, houve um declínio inicial nos gastos com energia. A redução de aquecimento superou o aumento de resfriamento. No decorrer dos anos, o resfriamento aumento junto com os gastos gerais de energia.
Franco e Sanstad (2008)	Modelos de regressão linear múltipla.	VD: Demanda de eletricidade; VI: HDD/CDD; Cenários: Hadley e IPCC.	Escopo do estudo: quatro sites na Califórnia, EUA Usa a temperatura histórica para construir um modelo de regressão cúbica. As estimativas de regressão são usadas nos cenários de Hadley e IPCC para estimar o impacto no consumo de eletricidade e demanda de pico.	Com base na equação de regressão, o aumento percentual (em relação à linha de base) do consumo anual de eletricidade e na demanda de pico é estimado sob diferentes cenários.

Estudo	Tipo de Modelo	Parâmetros Chave	Estrutura do modelo	Principais conclusões
Parkpoom et al. (2004)	Modelos de regressão linear múltipla.	VD: Demanda de eletricidade; VI: HDD/CDD, umidade, dia e hora da semana.	Âmbito do Estudo: Tailândia (dados de uma companhia regional de energia elétrica).	O perfil de demanda previsto foi comparado com a curva de demanda real. A curva indica um alto grau de correlação entre a previsão do modelo e os dados reais de demanda de eletricidade para o caso do mês de abril de 2004.
Xu et al. (2009)	Modelo de contabilidade de energia de baixo para cima.	Projeções climáticas de CGMs ( <i>downscaling</i> para regiões em CA); 16 zonas climáticas; 3 cenários do IPCC; 16 tipos de construções residenciais e comerciais.	Âmbito do estudo: Califórnia, EUA, utiliza uma abordagem do Ano Meteorológico Típico (TMY) para prever o consumo agregado de energia em edifícios em 2040, 2070 e 2100.	Em um cenário do IPCC A1F1 o uso de eletricidade aumentará em 50% nos próximos 100 anos. Em um cenário A2, o uso de eletricidade aumentará em 25%.
Shakouri e Nadimi (2009)	Modelos de regressão difusa.	DV: Consumo de eletricidade (MWh); VI: Temperatura.	Escopo do Estudo: Teerã, Irã Usa dados diários de temperatura para modelar as variações de demanda.	Modelos de regressão difusa híbridos mostraram-se melhores que os modelos OLS.
Zamam e Shakouri (2010)	Modelos de regressão difusa.	DV: Pico de demanda elétrica no Irã; VI: Temperatura e fatores de umidade.	Âmbito do Estudo: Irã. Desenvolvimento de dois modelos de regressão difusa: um para o verão e outro para o inverno.	A interação de fatores climáticos apresentou resultados diferentes de acordo com a estação do ano.
Chen e Lie (2010)	Redes neurais artificiais.	Variáveis chave: graus-dia, amplitude térmica diária e cargas de férias.	Âmbito de estudo: Nova Zelândia (cidade de Auckland). Dados: dez anos de dados históricos de demanda e dois anos de dados para validação.	No caso da Nova Zelândia, o aquecimento global de 1 ° C provavelmente reduzirá a demanda de eletricidade em cerca de 1,4%.

### 3.2.2 Modelos que enfocam os efeitos do lado da oferta

Os impactos das mudanças climáticas sobre as diferentes fontes de energia e tecnologias de conversão foram amplamente discutidos nos Produtos 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico) e Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica), ficando evidente a necessidade de maiores estudos e modelagens. Chandramowli e Felder (2014) reforça este posicionamento com sua extensa pesquisa bibliográfica, como segue:

*Os modelos do lado da oferta têm um longo caminho a percorrer para integrar os resultados dos modelos climáticos nas diferentes tecnologias. Estudos recentes de avaliação ajudaram a cristalizar as principais implicações do lado da oferta: o declínio da eficiência das usinas térmicas; diminuição da disponibilidade de água para resfriamento para geração de energia e, aumento da intensidade e frequência de eventos climáticos extremos (GCRP, 2013; CCSP, 2008; DOE, 2013). Mas há uma evidente falta de modelos quantitativos de pesquisa para explicar essas implicações de uma maneira que seja útil para os formuladores de políticas. Isso se deve em parte à incerteza na projeção das variáveis relevantes do clima físico e, também na relação empírica entre a variável climática e a produção de energia. Além disso, como visto no lado da demanda, há pouca ou nenhuma literatura publicada sobre os efeitos do lado da oferta para as regiões em desenvolvimento e subdesenvolvidas do mundo.*

A Tabela 6 sintetiza o levantamento realizado pelos autores.

**Tabela 6 - Resumo dos modelos com enfoque na oferta.**
**Fonte: Chandramowli e Felder (2014).**

Estudo	Escala / Escopo da análise	Assunto	Principais conclusões
Barnett et al. (2004)	Bacias dos rios Colorado, Columbia e Sacramento. Usa <i>downscaling</i> de projeções climáticas do NCAR PCM de 2000-2050.	Impacto das mudanças climáticas nos recursos hídricos na parte ocidental dos EUA (incluindo a geração de energia hidrelétrica).	Até 2050, a produção de energia hidrelétrica pode cair para até 50% da geração atual, devido aos efeitos das mudanças climáticas.
Davock et al. (2004)	Análise da planta de uma turbina movida a gás.	Eficiência térmica de turbinas a gás.	Um aumento de 10°F na temperatura ambiente produziria uma redução de 0,5 pontos na eficiência e uma redução de 3 a 4% na produção de energia.
Arrieta e Lora (2004)	Análise em nível de planta. Estudo paramétrico baseado em temperatura ambiente e saída de gás.	Impacto da temperatura ambiente em uma usina de ciclo combinado no Brasil.	A produção de uma usina de 600 MW reduz em 75 MW para um aumento de temperatura ambiente de até 35 ° C. Variações na temperatura diferencial resultaram em um declínio de 150 MW e queda de eficiência de 3,4%.
Payne et al. (2004)	Bacia do Rio Columbia (EUA). Usa projeções do modelo PCM da NCAR (2010 a 2100) e o <i>downscaling</i> de Projeções mensais.	Impacto das mudanças climáticas nos recursos hídricos (incluindo produção de energia hidrelétrica, gestão de reservatórios e efeitos na vida marinha).	Perda significativa na produção de energia hidrelétrica (declínio de 9% em 2010–2040 e 35% em 2070–2098). Mudanças de temperatura e precipitação alteram os fluxos sazonais.
Pryor et al. (2010)	Estados Bálticos. Utiliza simulações RCM para prever a disponibilidade de energia eólica.	Impacto da velocidade do vento na densidade de energia eólica.	Espera-se que a densidade de energia eólica aumente no futuro. O aumento é substancial no inverno. A intensidade do vento previstas pelo RCM é menor do que o resultado do <i>downscaling</i> estatístico.

Estudo	Escala / Escopo da análise	Assunto	Principais conclusões
Miller et al. (2007)	Califórnia. Projeções de temperatura do GCM nos cenários IPCC A1F1, A2, B1.	Impacto de dias de aquecimento extremos na demanda de eletricidade. Usa uma relação linear de 700 MW /°F para estimar a demanda de pico do sistema.	A frequência de dias de calor extremo (definidos como: dias com temperaturas acima do percentil 90) aumenta para as principais cidades da Califórnia. Nesses dias, o <i>déficit</i> de eletricidade para o estado pode chegar a 17%.
Fidje e Martinson (2007)	Cidades em países nórdicos na Europa. Calcula o impacto sob diferentes cenários do IPCC. Avalia projeções de temperatura ambiente e os desvios da cobertura de neve (2070-2100 em comparação com 1970-2000).	Impacto das mudanças climáticas na produção de energia solar.	É provável que as alterações climáticas tenham um impacto negativo no potencial de energia solar.
Sailor et al. (2008)	Região noroeste ds Estados Unidos. Usa <i>downscaling</i> estatístico do modelo GCM para projetar a disponibilidade de recursos eólicos.	Projeções de velocidade e a densidade do vento para locais selecionados no noroeste dos EUA.	Em um cenário de mudanças climáticas, a geração de energia eólica pode diminuir em até 40%. Há também um efeito inter-sazonal das mudanças climáticas na geração de energia eólica.
Rubbelke e Vogele (2011; 2013)	Modela a relação entre as necessidades de água para fins de, resfriamento e capacidade de energia, estas sujeitas a fatores relacionados à eficiência e aumento de temperatura. Âmbito de estudo: centrais elétricas na Europa.	Impacto da disponibilidade e temperatura da água de resfriamento na geração de energia térmica.	O estudo apura os impactos das mudanças climáticas na oferta de eletricidade e nos preços. Até 2030, a disponibilidade de energia nuclear é reduzida em 6GW e a disponibilidade de energia hidráulica é reduzida em 12 GW na Europa.
Chandel et at. (2011)	Estados Unidos. Análise baseada em cenários até 2030 (Cenário de Baixo e Alto Carbono com / sem CCS).	Uso de água doce na geração termoelétrica.	A retirada de água doce (não o consumo) deve declinar de 2-14% em relação ao BAU (em todos os cenários) até 2030. A modernização das usinas de carvão para captura de carbono (CCS) aumenta o uso da água.

Estudo	Escala / Escopo da análise	Assunto	Principais conclusões
Mehta et al. (2011)	Escopo: Região de Sierra Nevada, na Califórnia. Modelos que consideram um aumento (+2, 4, 6 °C) na temperatura da água para geração de energia hidrelétrica usando dados históricos (1981-2000).	Impacto do aumento da temperatura da água na produção de energia hidrelétrica. Utiliza um Modelo Integrado de Bacias Hidrográficas (IRBM).	Mudanças climáticas tendem a reduzir a produção de energia hidrelétrica. Mudanças na aprovação regulamentar de unidades de energia hidrelétrica devem levar em conta as mudanças projetadas para o futuro.
Crook et al. (2011)	Escopo: países em todo o mundo. Usa projeções climáticas dos modelos HadGEM1 e HadCM3 de 2010 a 2080 (Cenário A1B do IPCC).	Impacto da insolação e temperatura ambiente na produção de energia solar.	A produção de sistemas solares fotovoltaicos deverá aumentar na Europa e na China; diminuir nos EUA e na Arábia Saudita e permanecer na Austrália. Os sistemas CSP são influenciados por uma combinação de insolação solar e mudanças de temperatura ambiente.
Linnerud et al. (2011)	Modelos de Regressão Linear (um painel específico de planta e outro específico de país). DV: Taxa de Utilização de Energia Nuclear; IV: Temperatura ambiente nos locais das usinas, preços da eletricidade (variável endógena).	Impacto das alterações climáticas no fornecimento de energia nuclear na Europa.	Um aumento de 1°C na temperatura ambiente reduz a eficiência térmica em 0,5% (sujeito a um determinado intervalo).
Van Vliet et al. (2012)	Estados Unidos e Europa. Adaptação do modelo de Rubbelke e Vogele para escala diária.	Impacto da disponibilidade e temperatura da água de resfriamento na geração de energia térmica.	Em 2031-2060, a capacidade de verão das usinas deve reduzir em 6,3 a 19% na Europa, e 4,4 a 16% nos Estados Unidos.
Cradden et al. (2012)	Usa dados de projeções de fluxos a cada hora de 61 usinas nos EUA e 35 na Europa, Reino Unido. Usa o <i>downscaling</i> em duas execuções do GCM. Usa o conceito de "vento geostrófico" e fator climático para estimar o impacto empírico da relação entre a velocidade do vento e a produção de energia eólica.	Impacto das projeções eólicas para a produção de energia eólica no Reino Unido.	Espera-se que as reduções extremas (> 90%) na capacidade devido aos aumentos de temperatura em 2031-2060. Alto grau de incerteza no processo de modelagem, seleção de cenários e estimativa da relação empírica entre a velocidade do vento e a energia eólica.

Os autores em Mideksa e Kallbekken (2010) argumentam que os efeitos da mudança climática no fornecimento de energia a partir de fontes renováveis apresentam grande variabilidade geográfica devido a diferenças nas mudanças esperadas em variáveis climáticas, como temperatura e precipitação. Citam, ainda, que os limites da pesquisa avançaram no passado recente, mas uma quantidade significativa de novos trabalhos é necessária para entender e avaliar os efeitos das mudanças climáticas nos mercados de eletricidade. O trabalho de Ciscar e Dowling (2014) analisa como os modelos matemáticos integrados estimam os impactos do clima no setor de energia, incluindo a modelagem da adaptação desses sistemas. Estes autores argumentam que a maior parte da literatura tenha considerado mudanças na demanda por aquecimento e resfriamento de espaços, poucos modelos estudaram os impactos no lado da oferta do setor de energia.

Nos EUA, uma avaliação dos impactos da mudança climática nas usinas hidrelétricas federais foi conduzida em DOE (2013) usando uma abordagem baseada em modelos chuva-vazão, na qual os modelos climáticos globais e regionais foram aplicados para prever o escoamento e a geração hidrelétrica até 2039. Outras análises do efeito do clima em geração hidrelétrica nos EUA podem ser encontradas em Barnett et al. (2004) e Vanrheenen et al. (2003). Por exemplo, em Barnett et al. (2004), os autores descobriram que uma grande redução na camada de neve nas montanhas e a redução associada no armazenamento de vazão natural causada pela mudança climática poderiam reduzir em até 40% da geração de energia hidrelétrica no Rio Colorado até meados do século. O trabalho apresentado em Vanrheenen et al. (2003) usa uma combinação de cenários climáticos e modelos matemáticos para analisar a gestão dos recursos hídricos em Portland, Oregon e partes da Califórnia; o estudo conclui que a gestão dos recursos hídricos existentes nessas regiões provavelmente será mais desafiadora na presença de mudanças climáticas.

Conforme observado em Whittington e Gundry (1998), a atratividade dos projetos hidrelétricos é extremamente dependente da avaliação de longo prazo da capacidade de geração para apoiar o investimento de capital, e isso pode mudar

consideravelmente sob a redução das entradas de água causada por mudanças no clima.

O trabalho apresentado em Gaudard e Romerio (2014) realiza uma análise qualitativa dos impactos das mudanças climáticas na energia hidrelétrica que afeta o mercado de eletricidade na Europa; o trabalho argumenta que a geração de energia hidrelétrica pode ser significativamente reduzida em várias regiões do continente, devido a modificações na hidrologia e sedimentação das bacias hidrográficas. Em Gaudard et al. (2014), os Alpes suíço e italiano são estudados sob a ameaça da mudança climática, onde os autores apontam para a complexidade do problema, uma vez que devem associar os componentes técnicos, físicos e econômicos dos sistemas. O trabalho também apresenta a importância da análise regional, já que reduções ou aumentos no escoamento de água (e conseqüentemente na energia hidrelétrica) eram esperados dependendo das localizações das usinas geradoras.

Em Hdidouan e Staffell (2017) é proposto uma estrutura para avaliar o impacto das mudanças climáticas no custo da energia eólica pela análise da mudança na distribuição horária da velocidade do vento até a produção de energia e o custo nivelado da eletricidade (LCOE) dos parques eólicos. O trabalho utiliza informações de modelos climáticos globais para avaliar os recursos eólicos, e uma nova função de transferência de Weibull para caracterizar o sinal do clima. A metodologia é utilizada para analisar os recursos eólicos do Reino Unido até 2100. Os resultados da análise apresentam variações nos fatores de capacidade entre as diferentes regiões (positivas e negativas), enquanto a variação ano a ano geralmente aumenta. Além disso, o trabalho destaca importantes impactos financeiros e de risco que podem ser adotados em políticas para melhorar a resiliência do sistema de energia aos impactos da mudança climática.

O trabalho de Burnett et al. (2014) investiga potenciais impactos das mudanças climáticas no recurso de irradiação solar no Reino Unido para climas presentes e futuros. O trabalho avalia o nível de irradiação solar através da conversão de 30 anos de dados históricos mensais de duração média do período de insolação. A

metodologia é validada comparando os níveis de irradiação solar convertidos com as medições reais de estações meteorológicas com registros históricos existentes. Os autores apontam que o recurso solar anual médio atual do Reino Unido é de 101,2  $\text{Wm}^{-2}$ , variando de 128,4  $\text{Wm}^{-2}$  no Sul da Inglaterra a 71,8  $\text{Wm}^{-2}$  no noroeste da Escócia.

Autores em Vanrheenen et al. (2003) argumentaram que ignorar os impactos potenciais das mudanças no clima por causa das limitações nos métodos de modelagem atuais provavelmente resultará em custos econômicos e sociais inesperados significativos para o futuro. Em Harrison et al. (2003) uma metodologia para avaliar o risco financeiro em energia hidrelétrica frente a mudanças climáticas é proposta e aplicada a uma única usina hidrelétrica no rio Zambeze, em que os resultados da simulação sugerem que, para o conjunto de cenários de mudança climática considerados, o risco (medido pela variância) produção de energia) associada ao projeto hidrelétrico provavelmente aumentará.

Em Mainville et al. (2009), projeções de mudanças climáticas projetadas pelo modelo regional canadense foram usadas como entrada para um modelo de otimização dinâmica estocástica projetado para adaptar as regras de operação dos reservatórios das hidrelétricas, que são posteriormente testadas em modelos de simulação para obter produção de energia para o horizonte de 2010-2099. O trabalho apresentado em Brown et al. (2012) argumenta que é difícil usar os resultados da avaliação do impacto das mudanças climáticas devido a diferenças entre os resultados típicos e as necessidades dos tomadores de decisão. Eles propuseram uma estrutura de análise de decisão para apoiar a tomada de decisões, unindo análises estocásticas para a identificação de riscos e projeções de modelos climáticos globais (do inglês, GCMs) para estimar tais riscos. Uma metodologia semelhante foi posteriormente aplicada em Ghile (2014) para planejar investimentos em infraestrutura na bacia do rio Níger.

O trabalho de Parkinson e Djilali (2015) apresenta uma estrutura de planejamento de geração de eletricidade incorporando a adaptação à mudança hidro-climatológica. A estrutura de planejamento incorpora internamente riscos e oportunidades associados

a cenários alternativos de clima para identificar uma configuração de sistema de longo prazo que possa ser utilizada na presença de incertezas futuras. A metodologia é utilizada para analisar o sistema da British Columbia no Canadá. A estratégia de adaptação é crucial nesta região, principalmente devido à grande contribuição dos recursos hidrelétricos para o fornecimento regional de eletricidade. Os autores analisam os resultados de modelos hidrológicos, configurados para as bacias hidrográficas calibrados usando dados climáticos de modelos globais, e sugerem que as mudanças nas características do fluxo de água regional até o ano de 2050 provavelmente aumentarão o potencial hidrelétrico anual da região em mais de 10%. Os autores afirmam que estes os efeitos no potencial hidrelétrico combinados com uma diminuição estimada na demanda de energia de 2% (devido a temperaturas mais quentes), poderiam fornecer 11 TWh adicionais de energia anual.

### 3.2.3 Modelos combinados que enfocam concomitantemente os efeitos dos lados da demanda e da oferta

Primeiramente, como já se alertou, é necessário diferenciar o que se denomina aqui de modelos combinados e o que são modelos integrados. Como se disse, modelos combinados incorporam modelos de demanda e oferta em um só. Entretanto, estes modelos podem ser muito focados em um setor ou subsetor energético, restringindo-se unicamente aos aspectos técnicos destes. Por outro lado, modelos integrados têm a característica de serem mais abertos, incorporando aspectos econômicos, sociais e ambientais, além de muitas vezes dar maior foco no lado da demanda, incorporando características de respostas dos consumidores que dificilmente são incluídas nos modelos de demanda convencionais.

*Modelos Integrados de Avaliação (Integrated Assessment Models-IAMs) incluem modelos que combinam aspectos físicos e socioeconômicos da mudança do clima para fins de formulação de políticas públicas (KELLY; KOLSTAD, 1998; PETERSON, 2004). IAMs modelam os efeitos econômicos da mudança climática em diferentes setores da economia, sendo a energia um setor chave para esses modelos de avaliação econômica. O Global Change*

*Assessment Model (GCAM) é um modelo global integrado de economia e de energia. É desagregado em 14 regiões geopolíticas, explicitamente conectadas por meio de fluxos do mercado global, comércio internacional de commodities energéticas, produtos agrícolas e florestais e outras commodities, como licenças de emissão (GCAM, 2013). Os principais insumos exógenos são: crescimento populacional, estimativas do PIB per capita, aprendizado tecnológico, externalidades e taxas de desconto. Trata-se de um modelo de equilíbrio parcial de mercado dinâmico-recursivo, com o sistema de energia como um componente-chave. O sistema de eletricidade é um módulo do sistema de energia. Tem um mercado único para bens internacionais (como cultivos agrícolas, licenças etc.) e um mercado regional para commodities locais como eletricidade. O preço da eletricidade é calculado como os custos médios nivelados de uma unidade de energia. As premissas de custos são extraídas de estimativas disponíveis publicamente, como os relatórios anuais de Perspectivas Energéticas da EIA. O modelo vai de 2005 a 2300 em intervalos de tempo de cinco anos. A cada quinto ano, o modelo equilibra as equações de oferta e demanda para uma cesta de mercadorias e commodities. As principais métricas de saída de energia são os fluxos de produção de energia (incluindo eletricidade), transformação, uso final e mercados globais. É possível executar cenários para o GCAM usando uma concentração global de GEE predefinida ou uma temperatura média global. As projeções do GCAM não são preditivas por natureza, mas podem ser usadas como uma ferramenta para entender as complexidades das interações entre os vários sistemas.*

*A Plataforma para Análise e Modelagem Integrada Regional (PRIMA-Platform for Regional Integrated Modeling and Analysis) tenta abordar as interações regionais entre sistemas humano-ambientais em resposta às mudanças climáticas e as incertezas existentes. A estrutura do PRIMA consiste em um conjunto de modelos integrados que representam as mudanças climáticas regionais, a política climática regional e a economia*

*regional, com ênfase específica nas medidas de mitigação e adaptação (RICE; MOSS; ANDERSON, 2010). O módulo de eletricidade possui três unidades principais: modelo de demanda; modelo de operações e modelo de localização de infraestrutura. As projeções climáticas são tiradas de um modelo climático regional. Algumas das principais interações de energia que o modelo tenta estudar são: o impacto da mudança climática na demanda de energia sob condições extremas (por exemplo, ondas de calor); localização da produção de energia renovável em relação aos centros de demanda de energia; e implicações para as redes de transporte.*

Para diferenciar do conceito de modelo integrado, os autores denominaram modelos combinados como aqueles que se concentram em modelos de energia / eletricidade com diferentes graus de acoplamento entre oferta e demanda e, por ser o foco do artigo, tenham algum tipo interação com modelos de avaliação de mudanças climáticas.

*Um modelo combinado é definido como um modelo do setor elétrico que incorpora os lados da demanda e da oferta do setor dentro de um quadro de modelagem de avaliação maior. Esses modelos combinados são geralmente construídos com base em uma teoria de equilíbrio geral walrasiana. Esses modelos resolvem um sistema de equações representando a demanda por bens energéticos (como gasolina, eletricidade etc.) dos consumidores e fornecimento de bens energéticos de fornecedores em um determinado mercado para uma determinada iteração ou período de tempo. Na maioria dos modelos analisados neste estudo, a eletricidade é negociada como uma commodity energética em mercados altamente simplificados e agregados. Nenhum dos estudos revisados modelou os mercados competitivos de eletricidade de maneira significativa. Perdas de transmissão, congestionamento de rede ou outras restrições na geração ou no despacho são geralmente ignoradas nesses modelos.*

*Existem quatro modelos combinados importantes com foco exclusivo nos mercados de energia dos EUA (incluindo eletricidade). Eles são o PRISM do Electric Power Research Institute (EPRI), os modelos NEMS da Energy Information Administration (EIA), IPM da Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA) e ReEDS da National Renewable Energy Laboratory (NREL). O modelo PRISM (EPRI, 2011) é um modelo econômico-energético regional dos EUA. O modelo calcula estimativas de parâmetros para doze regiões do país. O PRISM emprega uma abordagem de modelagem de equilíbrio geral. O Sistema Nacional de Modelagem Energética (NEMS-National Energy Modelling System) é um sistema americano de modelagem econômico e energético com horizonte até 2030. O NEMS prevê a produção, importação, conversão, consumo e preços de energia, sujeitos a hipóteses sobre fatores macroeconômicos e financeiros, mercados mundiais de energia, disponibilidade e custos de recursos, critérios de escolha comportamental e tecnológica, custo e desempenho, características das tecnologias energéticas e demografia (EIA, 2012). Como o preço, a demanda e o tipo de recursos energéticos variam entre as regiões dos EUA, os vários módulos das previsões do NEMS desagregam os dados em nível regional ou sub-regional. Os principais módulos do NEMS são o módulo de demanda (para os setores residencial, comercial, de transporte e industrial), o módulo de fornecimento (para eletricidade, renováveis, suprimento de petróleo, gás natural, refino e fornecimento de carvão), um módulo de energia internacional e um módulo de conversão / interação. O módulo de integração NEMS controla todo o processo da solução NEMS para determinar se o equilíbrio geral de mercado é viável em todos os módulos NEMS.*

*Entre os modelos analisados, existem apenas dois modelos que adotam uma estrutura de otimização (em vez da estrutura de equilíbrio convencional). A EPA emprega o Modelo de Planejamento Integrado (IPM) da ICF Consulting Inc. para modelar os efeitos das emissões atmosféricas do setor de energia dos EUA (EPA, 2012). Esta agência também usa modelos de IPM para prever*

*a resposta do setor de energia a várias propostas federais de redução de emissões de GEE. O IPM é um modelo de programação linear multi-regional que gera decisões ótimas sujeitas a restrições especificadas. Sua função objetivo é a minimização de todos os custos incorridos pelo setor elétrico em um horizonte de planejamento. O IPA modela as atividades econômicas em três componentes-chave dos mercados de energia: mercados de combustíveis, mercados de emissões e mercados de eletricidade.*

*O Regional Energy Distribution System (ReedS) do NREL é um modelo de otimização determinística do setor elétrico americano (NREL, 2011) que modela a expansão futura da capacidade de geração e transmissão. Embora seja um modelo de expansão de capacidade, ele foi projetado para analisar problemas críticos de energia, incluindo mudanças climáticas e introdução de fontes renováveis. A função objetivo do modelo é uma minimização dos custos de capital e operacionais para o setor elétrico dos EUA. O modelo determina uma combinação ótima de custo do portfólio de geração para atender à demanda futura de eletricidade. Atualmente, o modelo é capaz de computar uma rotina de minimização de custos para períodos de dois anos, de 2006 a 2050. O modelo inclui restrições na forma de carga, reserva operacional, transmissão, recursos, emissões e políticas estipuladas.*

*Talvez um dos poucos modelos combinados autônomos com foco exclusivo no setor de energia elétrica seja o desenvolvido por Golombek et al. (GOLOMBEK; KITTELSEN; HADDELAND, 2012), que empregaram um modelo de equilíbrio multimercado denominado LIBEMOD para estudar os impactos do clima, modelando três efeitos parciais importantes: mudanças na demanda de eletricidade resultantes de mudanças na temperatura; o efeito de mudanças na precipitação e temperatura na oferta de produção hidroelétrica; e declínios na eficiência das tecnologias de geração termoelétrica devido ao aumento da temperatura da água para resfriamento. O LIBEMOD é uma simulação econômica do setor de energia*

*da Europa Ocidental que considera opções seguras de tecnologias de geração e mercados de bens energéticos.*

Ainda sobre o NEMS, este é utilizado pela EIA nos EUA para produzir análises que resultam em um *overview* de longo prazo do sistema Norte Americano, apresentado no relatório técnico *Annual Energy Outlook – AEO* (AEO, 2017). O AEO inclui um caso base, bem como vários casos paralelos que normalmente se concentram em variações no crescimento econômico, no custo e na disponibilidade de recursos de combustível e nas taxas de inovação tecnológica. Por exemplo, o AEO 2017 inclui um total de sete casos que são repetidos com e sem a implementação do CPP. Embora esses cenários, que apresentam consistência interna, forneçam um esboço dos possíveis futuros de energia a médio prazo, eles desmentem a incerteza do mercado subjacente que na ausência de novas políticas climáticas poderia empurrar o sistema de energia dos EUA em direções diferentes.

A Tabela 7 sintetiza as características dos modelos estudados.

**Tabela 7 - Resumo dos modelos com foco nos efeitos da demanda e oferta, em uma estrutura de avaliação do impacto das mudanças climáticas.**

**Fonte: Chandramowli e Felder (2014).**

Modelo	Desenvolvedores	Módulos Principais	Metodologia / escopo
GCAM	Laboratório Nacional do Noroeste Pacífico (PNNL, em inglês) - Universidade de Maryland.	Energia primária, tecnologia, demanda de energia, transformação de energia, uso agropecuário.	Âmbito global. Modelo de equilíbrio de mercado dinâmico-recursivo.
PRIMA	Laboratório Nacional do Noroeste Pacífico (PNNL, em inglês).	O componente de eletricidade tem os seguintes módulos: operações, demanda de eletricidade e localização de usinas elétricas.	Escopo regional (centro-oeste dos EUA).
LIBEMOD	CREE Center - Universidade de Oslo.	Sete tipos de bens / mercados de energia.	Europa Ocidental. Modelagem de Equilíbrio Geral.
PRISM	Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica (EPRI, em inglês).	Três cenários de política: caso de referência, mandato CCS, padrão de energia limpa. Ele também considera dois casos de tecnologia: portfólio limitado e portfólio completo.	Estados Unidos inteiro até 2030. A base analítica é baseada em cálculos de LCOE para várias tecnologias.

Modelo	Desenvolvedores	Módulos Principais	Metodologia / escopo
NEMS	Administração de informações sobre energia dos EUA.	Módulos de demanda, fornecimento, internacional, interação e integração.	Estados Unidos inteiros até 2030. Modelagem de equilíbrio geral (para saída integrada geral). Outras técnicas de otimização para módulos individuais.
IPA	Agência de Proteção Ambiental dos EUA - <i>ICF Consulting Inc.</i>	Mercados de combustíveis, mercados de emissões e mercados de eletricidade.	Estados Unidos. Programação linear dinâmica (com função de objetivo de minimização de custos).
ReEDS	Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL, em inglês).	Principais variáveis de decisão: geração, armazenamento e transmissão de tecnologias renováveis e convencionais. Parâmetros e escalões: custos (operação e investimento); parâmetros operacionais (como taxa de calor, fator de capacidade etc.). Restrições: fluxo de energia, emissões, restrições de rede, padrões de tecnologia (como RPS) etc.	Estados Unidos até 2050 (dados de dois em dois anos). Programação linear determinística. Calcula os preços no atacado sob uma base de taxas e um ambiente de mercado competitivo.

O trabalho de Voisin et al. (2006) utiliza dados climáticos em grade como informação de entradas para o modelo hidrológico de macroescala baseado na capacidade de infiltração variável (VIC). Após a simulação do modelo VIC são obtidos os escoamentos diários para cada grade utilizado posteriormente para conduzir um modelo de roteamento de água simples que simula as vazões diárias nos reservatórios das usinas hidrelétricas. As informações de vazão são acumuladas mensalmente e correções de viés são realizadas para serem então usadas em diferentes modelos de reservatórios (CVmod e ColSim) que simulam a geração de energia para a Califórnia (CA) e para a região Pacific Northwest (PNW) dos EUA. Além disso, um modelo de projeção da demanda de energia para as regiões baseados nas condições climáticas (principalmente temperatura do ar) é utilizado no estudo que avalia o potencial de transferências de energia entre o PNW e o CA assim como o valor econômico dessas transferências.

Em Seljom et al. (2011), os autores buscam identificar os efeitos das mudanças climáticas no sistema energético norueguês até o ano de 2050. São consideradas as mudanças no futuro potencial dos recursos eólicos e hidrelétricos, além de possíveis alterações na demanda de aquecimento e resfriamento causadas pelos efeitos das mudanças climáticas. A avaliação do sistema energético é avaliada utilizando o modelo de planejamento otimizado MARKAL, para determinar os investimentos em tecnologia ao longo dos anos que minimize o custo total de atendimento das demandas do sistema. Um total de dez experimentos climáticos, baseados em cinco modelos globais diferentes e seis cenários de emissão, são usados para investigar possíveis cenários climáticos futuros. Este trabalho indica, ainda, que, na Noruega, as mudanças climáticas podem reduzir a demanda de aquecimento, aumentar a demanda de resfriamento, terá um impacto limitado sobre o potencial de energia eólica e aumentará o potencial de energia hidrelétrica. A redução da demanda de aquecimento será significativamente maior do que o aumento da demanda de refrigeração, e, portanto, a possível consequência direta total das mudanças climáticas será a redução dos custos do sistema de energia e menores custos de produção de eletricidade.

Um modelo global de simulação setorial para o desenvolvimento de cenários energéticos que pode ser citado é o modelo POLES (*Prospective Outlook on Long-term Energy Systems*), que é um modelo global de simulação de equilíbrio parcial, o qual permite realizar projeções até 2050. Ele foi adaptado por Dowling (2013) para analisar os impactos das alterações climáticas no sistema energético. O autor analisou a demanda energética do POLES, calculada considerando o impacto climático e sem o impacto climático, mas levando em conta todos os outros fatores não climáticos da demanda por energia, como o PIB per/capita, os preços da energia e a melhoria da eficiência tecnológica, considerando dois cenários com o impacto climático (A1B e E1) e quatro cenários sem considerar os impactos das mudanças climáticas. O impacto de quatro cenários climáticos é analisado usando cenários de desenvolvimento energéticos até o ano de 2050 do *European Commission's Joint Research Centre*. Os impactos climáticos analisados incluem mudanças na demanda de

aquecimento e resfriamento no setor residencial e de serviços, mudanças na eficiência de usinas termelétricas e mudanças na produção hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica. Resultados são apresentados com as implicações para a segurança energética Europeia assim como as importações de energia entre os sistemas. O autor argumenta que um dos fatores-chave para estimar a adaptação necessária no sistema de energia é a relação entre a taxa de mudança de impactos externos no sistema de energia (ou seja, o clima) e a infraestrutura existente, que viria a indicar a rapidez com que a sistema de energia pode reagir ou se adaptar a essa mudança.

Outro exemplo de análise recente com projeções futuras a respeito do sistema energético dos EUA pode ser encontrado em Eshraghi, Queiroz e Decarolis (2018). Nesse trabalho, o modelo de planejamento de expansão de sistemas energéticos Temoa (TEMOA, 2018) foi utilizado para examinar um grande conjunto de futuros de energia dos EUA até 2040. O modelo Temoa é um programa de otimização de sistemas de energia, disponível publicamente e de fonte aberta, que busca tomar decisões visando minimizar o custo de investimento e os custos operacionais para satisfazer as demandas de energia do sistema. O objetivo deste trabalho é explorar rigorosamente possibilidades para configurações futuras do sistema energético americano e quantificar as emissões de GEE em um futuro em que as mudanças no sistema de energia são impulsionadas pelas forças do mercado, e não pelas políticas de cunho federal.

O trabalho de Victor et al. (2018) utiliza uma versão mais recente do clássico modelo MARKAL (FISHBONE; ABILOCK, 1981) para expansão de sistemas energéticos. A análise desenvolvida aponta que é tecnicamente viável alcançar 80% de redução de emissões de gases de efeito estufa abaixo dos níveis de 2005 até 2050, através da implantação de tecnologias existentes ou comercialmente disponíveis. As reduções de GEE são alcançadas principalmente por meio de altos níveis de descarbonização do setor elétrico, eletrificação dos usos finais da energia e troca dos usos finais restantes por combustíveis de baixo carbono, como o gás natural. No entanto, a descarbonização profunda em 2050 provoca custos marginais de redução de CO<sub>2</sub> muito altos, a menos que ocorram reduções de custo significativas de tecnologias

associadas à transformação energética baseada em níveis de carbono zero e/ou quase zero.

O Fórum de Modelagem de Energia de Stanford (EMF-*Energy Modelling Forum*) tem conduzido exercícios de comparação de modelos em tópicos relevantes para a política desde o final da década de 1970. Com o intuito de se aumentar a robustez da análise, em um esforço recente do EMF, no EMF 32, foram utilizados ao todo 11 modelos diferentes para avaliar a expansão dos sistemas energéticos nos EUA atentando para questões como as emissões de GEE, e levando em consideração cenários plausíveis de políticas de preço de carbono. Como resultado dessa análise, para a maioria dos modelos, a adoção de preço de carbono (\$25/ton) impacta significativamente na redução das emissões de CO<sub>2</sub>. A maior parte dessas reduções pode ser observada no setor elétrico, sendo que os custos em geral são recuperados através dos benefícios gerados por evitar danos maiores ao clima, além dos benefícios relacionados à saúde devido a melhoria da qualidade do ar, por exemplo. Valores de preço de carbono nessa ordem de grandeza contribuem para uma mudança significativa nos sistemas energéticos com uma troca de usinas à carvão para fontes mais limpas de energia (BARRON et al., 2018).

## 4 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS: ANÁLISE NACIONAL

### 4.1 O planejamento energético no âmbito nacional

O Plano Nacional de Energia (PNE) é o principal veículo de comunicação e debate com a sociedade para a estratégia energética nacional de longo prazo, sendo um estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do Governo brasileiro, conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em estreita vinculação com o MME. O PNE tem uma perspectiva de longo prazo, abrangendo um horizonte da ordem de 25 a 30 anos e, fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, incorporando as perspectivas de evolução

tecnológica nos diversos setores energéticos. Abrange não somente a questão da energia elétrica, como também as fontes energéticas, notadamente petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis, contemplando ainda uma análise socioambiental da infraestrutura de oferta de energia. O desenvolvimento dos trabalhos é conduzido incorporando a necessária participação de importantes elementos da sociedade, com divulgação pública para esse tipo de estudo e ampla cobertura dos principais meios de comunicação.

Os principais vetores do PNE 2030, como as linhas gerais dos cenários macroeconômicos, preservam a sua atualidade e continuam norteando os estudos econômicos e energéticos da EPE. Evidentemente, as trajetórias de crescimento econômico devem ser adaptadas aos condicionantes conjunturais de curto prazo. Os diferentes cenários econômicos do PNE desenvolvem-se ao longo de um cone de possibilidades, conforme ilustrado na Figura 5, na interação entre o PNE e o Plano Decenal de Energia (PDE). Os quatro cenários considerados no PNE correspondem a outras tantas formas de evolução da economia nacional e mundial, qualitativamente distintas, isto é, constituem-se em histórias prospectivas diferentes entre si, relativas ao futuro do Brasil e do mundo.

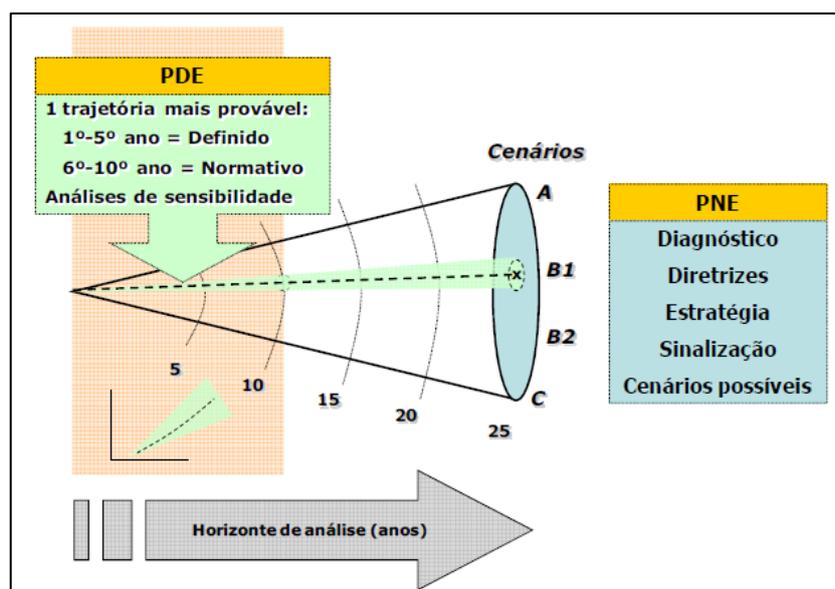


Figura 5 - Cone de cenários: médio e longo prazo.

Fonte: EPE (2006).

Assim, embora o cenário de referência do PNE 2030 se constitua como o ambiente em que se desenvolve o atual estudo para a época vigente, a trajetória de expansão da economia sofre ajustes em função de elementos conjunturais, nomeadamente a ocorrência antecipada da crise financeira norte-americana em relação ao previsto no PNE 2030.

O PNE procura analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema energético nacional para diferentes cenários da demanda e da conservação de energia, otimizando a composição futura do parque gerador, compreendendo todas as principais fontes primárias de geração disponíveis em cada região do país, assim como capacidade dos principais troncos de transmissão e redes de gás.

Os condicionantes para este estudo são a evolução do mercado, a disponibilidade de fontes energéticas primárias para geração, as tendências de evolução tecnológica e os impactos ambientais dos projetos.

A Figura 6 ilustra uma visão geral da metodologia dos estudos do PNE 2030.



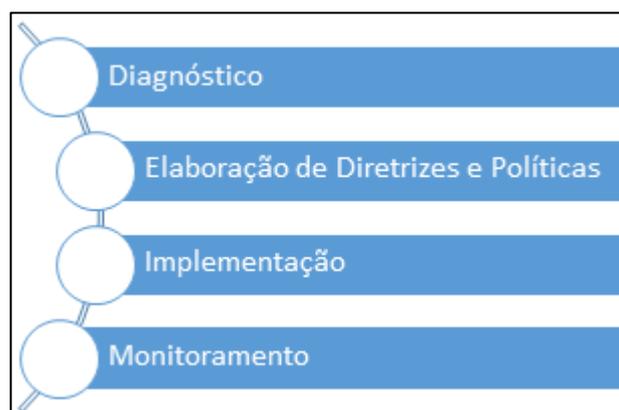
**Figura 6 - Metodologia dos Estudos PNE 2030: Uma Visão Geral.**

Fonte: EPE (2006).

A partir dos resultados obtidos no PNE estabelece-se também um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial para o país na área energética e uma priorização dos novos estudos de inventário energéticos.

O planejamento dos recursos energéticos tem como objetivo possuir uma visão com participação integrada nas tomadas de decisão em conjunto das fontes e os usos da energia primária e secundária. Destaque-se que o que se pratica no país não se caracteriza plenamente como um planejamento integrado de recursos, posto não haver um processo de integração efetiva entre diferentes setores (inclusive os não energéticos), incorporando-se no planejamento setorial apenas restrições estabelecidas por alguns outros setores.

A partir das definições das políticas e das diretrizes, desenvolvem-se os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético. A Figura 7 mostra o ciclo de planejamento energético.

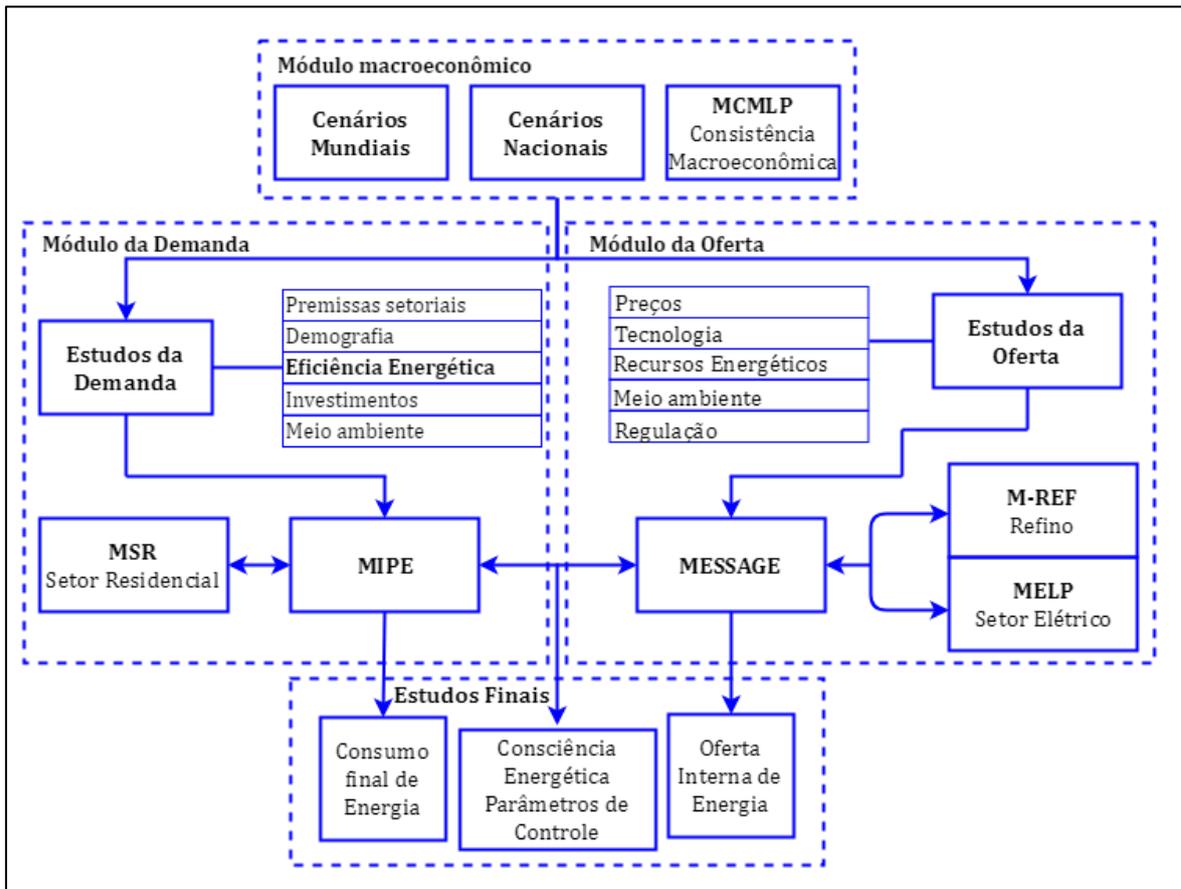


**Figura 7 - Ciclo de Planejamento Energético.**

O PNE formula projeções de longo prazo para a demanda energética e estabelece os parâmetros mais gerais da matriz energética necessária para o atendimento da mesma de uma forma eficiente e sustentável em termos econômicos e ambientais.

A Figura 8 apresenta os modelos para a elaboração do PNE, bem como suas interações. Esse processo nada mais é do que a construção da matriz energética nacional, tendo como saídas as demandas e as ofertas energéticas em diferentes períodos para um dado horizonte. As funções desses modelos são descritas a seguir,

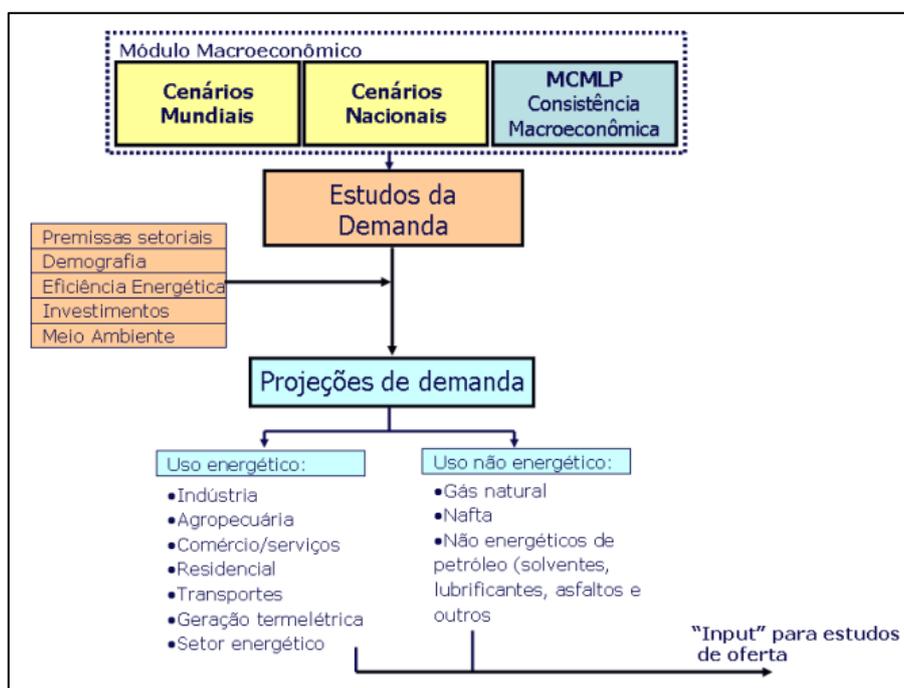
com exceção do MESSAGE, que é um modelo de otimização da oferta de energia, já descrito anteriormente. Os modelos M-REF e MELP são utilizados na avaliação da oferta de longo prazo dos setores de combustível e de eletricidade, respectivamente. O modelo M-REF, por se tratar de um modelo de refino não será abordado neste estudo, já o MELP será melhor tratado na sequência.



**Figura 8 - Metodologias aplicadas nos estudos energéticos de longo prazo.**

**Fonte: EPE (2006).**

A Figura 9 apresenta um detalhamento da Figura 8 com enfoque na demanda de energia. As variáveis de entrada que tratam sobre eficiência energética e meio ambiente exercem um importante papel, pois se acredita que as políticas de eficiências e sustentabilidade já estão inclusas quando foi elaborado o PDE.



**Figura 9 - Representação adaptada da EPE para a projeção da demanda do setor de energia.**

**Fonte: EPE (2006).**

O cenário macroeconômico, o cenário demográfico e os resultados dos estudos prospectivos setoriais constituem as premissas básicas fundamentais para o desenvolvimento das análises que apoiam a elaboração das projeções de demanda.

Três abordagens paralelas são utilizadas para realizar as previsões. Uma metodologia é do tipo *top-down* e procura correlacionar o consumo de energia elétrica, por classe de consumo e por região, com variáveis de cenário, como o PIB e a população, e com algumas variáveis específicas setoriais. As outras duas abordagens seguem modelos do tipo *bottom-up*, baseados na análise dos usos finais da eletricidade em cada setor da economia e dos serviços que os solicitam, vale dizer, da energia útil e dos equipamentos de transformação da energia final em energia útil. Uma delas utiliza o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE) desenvolvido no Programa de Planejamento Energético da COPPE em 1997. Trata-se de um modelo técnico-econômico de projeção de demanda e de oferta de energia e, de emissões de CO<sub>2</sub> advindos do uso da energia. O modelo permite avaliar a implicação de cenários

prospectivos de padrões de uso da energia e estilos de desenvolvimento nas trajetórias da demanda e da oferta de energia projetadas para o Brasil dentro do horizonte de análise. Sua escolha como um dos modelos de projeção balizou-se principalmente na abertura setorial disponível para estimativa de consumo de energia, que é bastante detalhada. Este é um modelo apropriado para os estudos de longo prazo da demanda de energia, que também se aplica aos estudos de médio prazo, como é o horizonte do Plano Decenal.

O Modelo do Setor Residencial (MSR) é um modelo técnico-econômico de simulação paramétrica específico para a análise e a projeção da demanda de energia no setor residencial. Esta metodologia é mais apropriada à análise da eficiência energética nas residências uma vez que ela incorpora explicitamente a substituição de equipamentos, assim como possíveis substituições energéticas em determinados usos finais.

A maior participação da sociedade nas discussões socioambientais provoca alterações na dinâmica do processo de licenciamento ambiental e a necessidade cada vez maior de um planejamento rigoroso e articulado entre diferentes órgãos governamentais para a utilização dos recursos naturais. Nessas condições, a decisão de implantação de novos empreendimentos percorre um longo e custoso processo, envolvendo estudos de viabilidade, aprimoramentos tecnológicos e mitigação de conflitos socioambientais.

Análises socioambientais são levadas em consideração em todas as etapas do processo, desde estudos de longo a de curto prazo. O objetivo dessas análises é a minimização dos impactos da produção, geração e transmissão de energia.

Os estudos socioambientais possibilitam, ao se definir os projetos que compõem o período de expansão, evitar áreas sensíveis, como, por exemplo, reservas ambientais e terras indígenas. Projetos que estão em áreas sensíveis podem ser desclassificados devido aos riscos operacionais.

O envolvimento socioambiental não está somente presente na análise de fauna, flora locais e nacionais, os estudos também vislumbram acordos internacionais que o Brasil está inserido, como o Acordo de Paris na COP-21 de 2015.

Como resultado, a análise indica os principais temas a serem tratados. Essa abordagem permite adiantar discussões socioambientais importantes e que podem apresentar riscos para a expansão, bem como possibilita vislumbrar novas oportunidades.

Com o aumento do mercado atendido pelo sistema e a estagnação da reserva, o grau de regularização dos reservatórios, em relação à carga anual a ser atendida, tende a reduzir gradativamente. Conseqüentemente, a importância dos reservatórios, para atender à demanda crescente, será cada vez menor, condicionando a oferta hidrelétrica à realização de hidrologias favoráveis. A maior redução da reserva hídrica potencializa conflitos em torno dos múltiplos usos da água. Ao regularizarem a vazão dos rios, os reservatórios proveem uma série de serviços não energéticos. A água armazenada propicia usos múltiplos, como suprimento de água potável, irrigação, transporte, piscicultura, processamentos industriais, turismo e lazer. Esses inúmeros usos se sobrepõem à utilização energética para geração de energia, gerando restrições à operação hidrelétrica e conflitos em momentos de escassez. Restrições mais elevadas ao uso energético dos reservatórios, face à maior demanda por outros serviços, podem reduzir a energia assegurada atribuída às hidrelétricas.

Um dos estudos pioneiros no Brasil no que diz respeito ao tema matriz energética, é o de Tolmasquim e Szklo (2000), que apresenta os estudos setoriais e os resultados das simulações de três cenários de evolução da demanda e da oferta de energia no Brasil realizados em 1997. A simulação tomou, como ano-base, o ano de 1995 e, como horizonte de análise, o ano de 2010. É oportuno ressaltar que o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE) foi elaborado durante à realização deste estudo, constituindo como um dos importantes produtos deste trabalho. Posteriormente, seguindo nessa mesma linha, estes autores coordenaram outros trabalhos nacionais relevantes para o Ministério das Minas e Energia (MME), posteriormente, tais como:

em 2001, a realização da projeção da Matriz Energética Brasileira 2000-2020 (TOLMASQUIM; SZKLO, 2001), e a elaboração do “Plano de Longo Prazo - Projeção da Matriz 2022”, em 2002, que forneceu uma série de indicadores derivados dos resultados projetados para os cenários considerados, os quais permitiram uma comparação intertemporal e avaliar melhor a grandeza dos resultados, sendo simulados dois cenários de características quantitativas e qualitativas distintas do ponto de vista macroeconômico (TOLMASQUIM; SZKLO, 2002).

Em 2004, a matriz energética brasileira foi revisada novamente, pela equipe do PPE/COPPE/UFRJ para o MME, agora para o horizonte 2003-2023, em que foram analisados também dois cenários macroeconômicos: um denominado Cenário Base de Mercado, e outro, Cenário Alternativo. Ambos se desdobraram em premissas setoriais consistentes. Em termos gerais, o primeiro cenário considera a evolução tendencial de eficiência energética e substituição interenergéticos e intermodais, nos setores de consumo de energia final, enquanto o segundo cenário avalia possíveis políticas energéticas visando ao uso racional de energia, ganhos potenciais de eficiência energética, cogeração, uso de fontes renováveis e diversificação da matriz energética brasileira (SCHAEFFER et al., 2004).

Vale salientar que nos dois primeiros estudos de Matriz Energética Nacional, empreendidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 2001 e 2002, com apoio do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ dentro do grupo de trabalho do comitê técnico de Matriz Energética, aplicou-se o modelo MIPE como ferramenta de simulação, por ser mais detalhado e compatível com o Balanço Energético Nacional (BEN). Por sua vez, o terceiro estudo citado utilizou os modelos MAED e MESSAGE adaptados, numa primeira versão, para o Brasil em 2003, pelo próprio grupo de trabalho da COPPE/UFRJ.

Por fim, em 2007, foi publicada a versão mais recente da matriz energética nacional pelo MME e que está disponível para download no site do mesmo (<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/matriz-energetica-nacional-2030>). Tal versão contou com a participação e consultoria técnica das

equipes do Centro de Estudos e Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e foi realizada atinente a um quadro maior, qual seja a do Plano Nacional de Energia 2030. A Matriz Energética Brasileira 2030 compõe com o Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 o par de relatórios principais que consolidam os estudos desenvolvidos sobre a expansão da oferta e da demanda de energia no Brasil nos próximos 25 anos. Um relatório e outro se integram e se complementam. Contudo, é de todo o interesse que possuam certo grau de “autossuficiência”. Isto significa que, embora possuam diretrizes distintas, devem ser por si compreensíveis, e por consequência alguma superposição na leitura dos documentos deve ser esperada, ainda que sucinta e integrativa. O modelo computacional utilizado para a otimização da expansão da oferta de energia elétrica foi o MELP (MME; EPE, 2007).

Como já foi dito, o que é apresentado na Figura 8 constitui-se no processo da matriz energética nacional. Com relação ao tema matriz energética estadual, ressalta-se, agora, trabalhos desenvolvidos para os estados de Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais.

Em meados de 2018, foi publicada a Matriz Energética do Estado do Rio de Janeiro (2017-2031), pela Subsecretaria de Desenvolvimento Econômico (SDE) do estado, um estudo que aborda todas as fontes e formas de energia existentes e usadas no Estado, dando à questão um tratamento multidisciplinar, com o propósito de otimizar os resultados e reduzir os custos financeiro, social e ambiental. O objetivo deste trabalho foi a elaboração da Matriz Energética do Rio de Janeiro para o horizonte 2017-2031 de forma a dar um panorama das condições de oferta e demanda de energia para os próximos quinze anos, com vistas a despertar o interesse de potenciais investidores e subsidiar políticas públicas para proporcionar a necessária segurança de suprimento de energia. De acordo com o trabalho, seus objetivos específicos foram:

- Fornecer elementos para garantir o suprimento de energia à população e aos meios de produção de acordo com suas necessidades, com a melhor qualidade

possível e dentro do menor custo, visando o desenvolvimento do Rio de Janeiro e o bem-estar da sociedade;

- Utilizar as potencialidades energéticas locais como um fator para a produção local de energia, de forma a dar maior grau de autossuficiência ao Estado, sem deixar de considerar a importação terrestre ou marítima de recursos energéticos, quando isto se mostrar vantajoso;
- Usar as fontes energéticas locais como um fator de aumento de receita para o Rio de Janeiro, órgãos/empresas locais e para a geração de empregos;
- Fornecer elementos para garantir que o uso e a produção das fontes de energia não contribuam para a degradação do meio ambiente natural e urbano e para a emissão de gases geradores de efeito estufa.

Os cenários de demanda de energia foram simulados com o modelo LEAP. Para a oferta e transformação de energia, como o LEAP não utiliza métodos de otimização, foi utilizado o modelo MATRIZ. Dentre os principais resultados do estudo, destacam-se: A recuperação do crescimento econômico fluminense puxado pelo setor de petróleo; os ganhos de competitividade na indústria possibilitados pelas medidas de eficiência energética propostas; as medidas de melhoria da mobilidade urbana; e a expansão da distribuição e geração de energia solar (PEREIRA, 2018).

O modelo MATRIZ, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) representa uma ferramenta de apoio para estudos de planejamento da expansão de longo prazo do sistema energético brasileiro (usualmente horizontes superiores a 25 anos), como os Planos Nacionais de Energia elaborados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O programa faz uso de um modelo de otimização linear, que tem como função minimizar os custos de investimentos e de operações em tecnologias necessários para atender à demanda futura de energia. O sistema energético brasileiro inclui as cadeias de petróleo, gás natural, carvão mineral e vegetal, biomassa, eletricidade e urânio. Estudos de longo prazo utilizando o programa MATRIZ permitem definir uma estratégia de expansão das cadeias energéticas considerando as suas

interdependências, restrições ambientais e políticas de governo. Esta estratégia pode, então, ser levada aos planejamentos setoriais de expansão, para se obter um planejamento mais detalhado, levando-se em conta as características técnicas, econômicas e de impactos ambientais dos projetos individuais das tecnologias. Pode-se também modelar tecnologias de armazenamento, exportação e importação, bem como tecnologias com mais de um modo de operação, como carros *flexfuel*. As variabilidades sazonais e/ou intradiárias associadas às diversas fontes de energia (ou demandas) podem ser representadas através de curvas típicas de produção (ou de demanda) (LISBOA et al., 2012) (LISBOA et al., 2013). O programa MATRIZ encontra-se em contínuo desenvolvimento, oferecendo facilidades para incluir as mais diversas restrições de investimento e de operação, além de penalidades e restrições ambientais. (CEPEL, 2018).

O Centro de Estudos Integrados sobre Meio Ambiente e Mudanças Climáticas (Centro Clima/COPPE/UFRJ), em 2016, desenvolveu o estudo intitulado “Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050: Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental”, que teve por objetivo apresentar a evolução da oferta de energia e as respectivas emissões de GEE no Brasil, no período de 2015 a 2050. A partir da simulação da evolução das demandas setoriais e da oferta de energia no horizonte 2050 para o Cenário de Plano Governamental (CPG), foram calculadas também as respectivas Implicações Econômicas e Sociais (IES) para o Brasil. A modelagem do setor de oferta de energia e a simulação de sua operação energética realizada com auxílio do modelo MATRIZ possibilitaram estimar as emissões provenientes de centrais elétricas de serviço público (transformação) e das carvoarias, assim como, das emissões fugitivas de óleo e gás e fugitivas de carvão mineral. Além das emissões de oferta, foram estimadas também as emissões decorrentes da autoprodução de energia elétrica e do consumo final do setor energético (consumo de combustíveis), com base nos níveis de atividade obtidos pelo modelo MATRIZ (Centro Clima/COPPE/UFRJ, 2016).

No final de 2007, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais (SEDE) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), concluíram o

Projeto Matriz Energética de Minas Gerais 2007-2030, realizado por uma equipe conjunta do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (PPE) e do Centro de Excelência em Recursos Naturais e Energia da Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). O objetivo principal foi realizar análises prospectivas da oferta e demanda das diversas fontes de energia no Estado de Minas Gerais até o ano de 2030, gerando recomendações para planos e programas governamentais. O projeto possuiu, ainda, os seguintes objetivos complementares:

- Elaboração de dois cenários macroeconômicos e setoriais para o estado de Minas Gerais para o horizonte de projeção da matriz energética (2005-2030);
- Elaboração de dois cenários de demanda de energia desagregados setorialmente para o Estado de Minas Gerais: (i) um, denominado Referência, mantendo uma dinâmica de desenvolvimento dos setores de consumo de energia, sem grande alteração estrutural no uso da energia, observando movimentos tendenciais, considerando a ocorrência de alterações estruturais já em curso; (ii) um outro Alternativo, onde se abre espaço para a promoção de práticas mais eficientes no uso da energia, gradual evolução do parque industrial para produção de itens de maior valor agregado, melhoria das condições gerais de vida da população, utilização de tecnologias menos poluentes etc. Tais cenários foram elaborados a partir dos cenários macroeconômicos e setoriais mencionados anteriormente;
- Elaboração de cenários de oferta de energia, consistentes com os cenários de demanda de energia. Os cenários de oferta de energia incorporaram, principalmente, a evolução de preços relativos da energia, dos potenciais energéticos, hipóteses sobre incentivos a fontes renováveis de energia, etc.
- Simulação dos cenários Referência e Alternativo em modelo técnico-econômico de demanda e modelo de otimização de oferta (MAED e MESSAGE, respectivamente).

Como resultado deste projeto, Garcia (2009) apresenta, em seu trabalho, os principais resultados da simulação da Matriz Energética de Minas Gerais em dois cenários

distintos para os anos de 2005 a 2030 e as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) associadas a ela. Todavia, o foco do trabalho foi a elaboração da projeção das emissões de CO<sub>2</sub> do Estado de Minas Gerais, a partir dessa matriz energética resultante. Tais emissões foram obtidas em ambos os cenários, através da metodologia *top-down*, definida pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) e aprovada pelo Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT).

No início de 2011, o Governo do Estado de São Paulo, por meio de sua Secretaria de Energia, publicou o Sumário Executivo de um amplo estudo para a construção da Matriz Energética do Estado de São Paulo para o horizonte 2005-2035, realizado pelo consórcio MATRIZ 35, que era formado pelas empresas iX Consultoria (atualmente iX Estudos e Projetos Ltda.), LCA Consultores Ltda., Andrade e Canellas Energia S.A. e Repensa Consultoria Ltda. O objetivo era fazer parte de um conjunto de ações na área de energia que deveria orientar ações públicas por 30 anos e beneficiar a sociedade de um modo geral (SSE, 2011). De acordo com o trabalho, podem-se citar algumas características importantes:

- De forma simplificada, a abordagem utilizada neste estudo foi dividida em três principais módulos: Economia; Tecnologia e Eficiência; e Oferta e Autoprodução de Energia. Estes módulos foram permeados pela análise de Políticas Públicas que, direta ou indiretamente, afetam o setor de energia;
- Além de um Cenário Base, ou mais provável, pano de fundo e principal referência para uma série de premissas específicas necessárias para a construção da Matriz Energética, foram elaborados também Cenários Alternativos para diversas variáveis. Tais cenários permitiram que fossem analisadas diferentes trajetórias de evolução da economia nacional e regional, bem como de algumas variáveis relevantes para a Matriz (eficiência, oferta etc.). Por muitas vezes os cenários alternativos foram balizados pelo Plano Nacional de Energia 2030, elaborado pela EPE, dada a relevância desse estudo para o setor energético;

- Os dados resultantes da análise conjunta desses quatro módulos alimentaram o Módulo Energético, que se baseou no modelo de projeção LEAP;
- Por fim, os resultados alimentaram a Plataforma Tecnológica (sistema desenvolvido para atender as necessidades especificadas nos módulos e modelos que compõem a Matriz Energética) e o Sistema de Informações Energéticas Georreferenciadas - SIEG (banco de dados georreferenciados de empreendimentos energéticos, usinas, plantas e instalações de processamento e transformação de energéticos, dos sistemas de transmissão, etc.), tornando-se um conjunto integrado de informações que pode servir como instrumento para orientar ações de políticas públicas no setor, possibilitando visualizar o impacto de cenários e políticas alternativas na oferta e demanda de energia.

Ainda sobre este trabalho, especificamente para o segmento de geração de energia elétrica, foi desenvolvido o modelo TALITA (Tática para Avaliação Lógica de Índices Técnicos e Ambientais), que se adequa às necessidades da matriz e ao critério de otimização por ordem de mérito do LEAP.

Santos et al. (2010) comenta que os atributos de cada tipo de central a serem qualificados são um conjunto de parâmetros que os caracterizam, em função dos aspectos técnicos, ambientais, econômicos, políticos e de mercado. Esses atributos podem ser agrupados em dois conjuntos: um eminentemente de caráter geográfico, onde os atributos estão associados às características espaciais (regionais), como poluição atmosférica, disponibilidade hídrica e concentração de carga; o outro grupo está vinculado ao projeto específico que está sendo analisado, como a sua relação custo-benefício, as suas emissões, demanda hídrica, sua escala, a própria maturidade tecnológica, além da dependência de fonte energética externa ao Estado de São Paulo, que reflete os riscos tecnológicos do mesmo. De posse dos índices de qualificação específicos (regionais e os de projeto), estes foram combinados empregando a lógica *fuzzy* (ou difusa). Necessitou-se transformar os índices, que eram não *fuzzy*, em variáveis difusas, e, após, foram combinados de forma lógica, de forma a se ter um único índice para a qualificação global de determinada alternativa de suprimento de

energia. Este índice (Índice de Qualificação Global - IQ) é, inicialmente, uma variável *fuzzy*, que foi transformada em uma não *fuzzy*, de forma a se ter um índice convencional, para se adequar seu uso no LEAP, permitindo a otimização por ordem de mérito. Os autores citam, ainda, que o modelo TALITA pode servir de base para a prospecção da expansão de longo prazo.

#### **4.2 Procedimentos, modelos e critérios do planejamento do setor elétrico nacional**

O PNE e o PDE são as referências para o setor de energia elétrica nacional. Deles são obtidas as trajetórias desejáveis para a expansão das ofertas, bem como as tendências de evolução do crescimento da demanda, incluindo aspectos ambientais, econômicos, sociais e tecnológicos. Entretanto, o planejamento setorial desenvolve modelos específicos para a demanda e a oferta, que, caso se distanciem significativamente das trajetórias previstas no PNE e no PDE, deve haver uma realimentação do processo, buscando uma maior aproximação.

É na etapa do PDE que são utilizados modelos de decisão de investimentos, que, por sua vez, definem a alocação temporal e espacial dos projetos de geração e transmissão que garantam o mínimo custo total. Para tal, é necessário quantificar previamente os recursos primários disponíveis para geração de energia elétrica, bem como os custos de investimentos, operação, manutenção e combustíveis. Além disso, é preciso conhecer a configuração do sistema existente

Todo o processo que foi descrito até aqui e o que ainda será descrito, exige um arcabouço institucional capaz. Este arcabouço no nível nacional é descrito no ANEXO 1, definindo as principais instituições e suas funções. Observa-se, entretanto, que existe pouca interação entre os organismos que tratam de assuntos não energéticos, o que, de certa forma, tem comprometido a materialização das metas resultantes do planejamento do setor elétrico.

#### 4.2.1 Descrição dos procedimentos

##### 4.2.1.1 *Geração*

Os estudos de planejamento da expansão da geração do sistema elétrico nacional envolvem duas atividades distintas:

- A prospecção tecnológica, bem como estudos de estratégias de expansão das fontes de energia, avaliação e dimensionamento dos recursos energéticos primários; e
- A determinação do programa de expansão do parque gerador/transmissor.

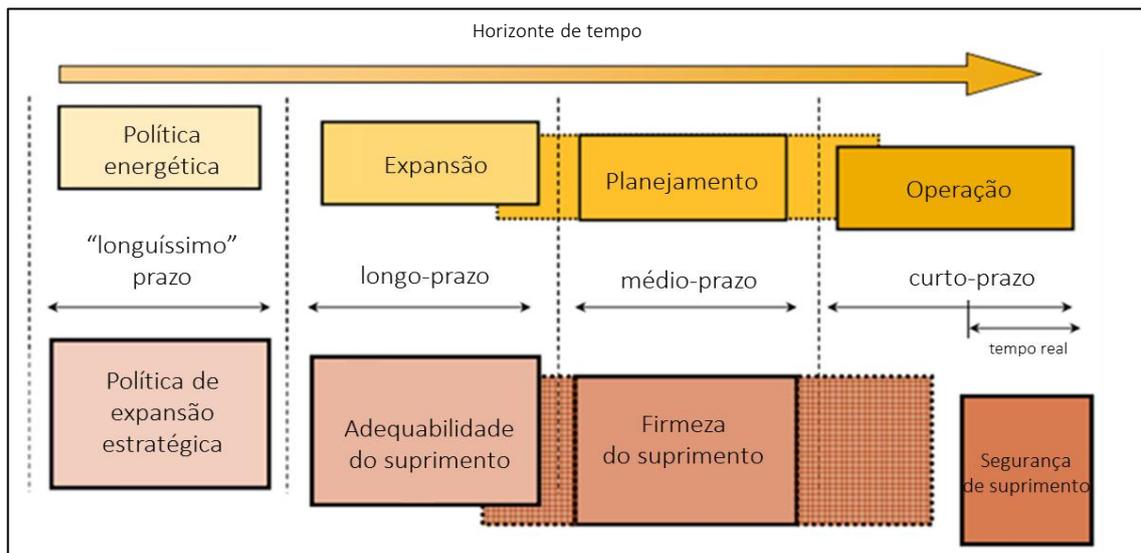
A primeira atividade inclui estudos que devem ser executados com 10 a 15 anos de antecedência em relação à data de entrada em operação das usinas.

Os estudos para determinação do programa de expansão do sistema também devem ser realizados com 5 a 10 anos de antecedência com relação à data de entrada em operação, tendo em vista o tempo de maturação até o comissionamento das centrais geradoras.

Em função desses prazos, o planejamento da expansão do sistema elétrico requer a análise de um longo horizonte, seguidos de análises de médio prazo à medida que são obtidas informações mais detalhadas e precisas para representação do sistema, o que reduz o esforço para o tratamento de incertezas.

Os estudos de longo prazo, com horizonte superior a 20 anos, procuram analisar as estratégias de desenvolvimento da infraestrutura de suprimento eletro-energético. Estes estudos incluem a projeção de cenários de demanda, da oferta e do custo da produção de energia elétrica, diante dos quais são feitos estudos simplificados de composição do parque gerador e da topologia dos principais troncos de interligação. Em outras palavras, nestes estudos são definidas as diretrizes para o planejamento de médio prazo, através da quantificação da oferta de energia elétrica e da determinação dos tipos de fontes a serem usadas para atendimento à demanda futura, além de uma sinalização para as interligações necessárias.

O planejamento é uma cadeia de ações integradas, conforme apresentado na Figura 10. Observe que o bloco referente à “política energética” não está conectado ao processo de planejamento em si. Isso é o que realmente acontece no Brasil, não havendo procedimentos que façam esta ligação, como se abordou anteriormente neste Produto. Dentro do proposto neste trabalho, entenda-se o termo “longuíssimo” como sendo o que se denominou “muito longo”.



**Figura 10 - Relação entre horizonte de tempo e planejamento energético.**

**Fonte: EPE (2016).**

A Figura 11 resume os principais estudos eletro-energéticos desenvolvidos pela EPE. A EPE, com base na matriz energética atual, projeções de demanda e mudanças sociais e tecnológicas, realiza estudos para atendimento da demanda. O aporte técnico da expansão matriz energética também reflete nos estudos de viabilidade de projetos hidrelétricos. Estes estudos, por necessitarem de uma grande quantidade de dados e por serem de maior complexidade são desenvolvidos pela EPE, desta forma, há a certeza da viabilidade econômica e socioambiental do projeto antes da licitação em leilão.

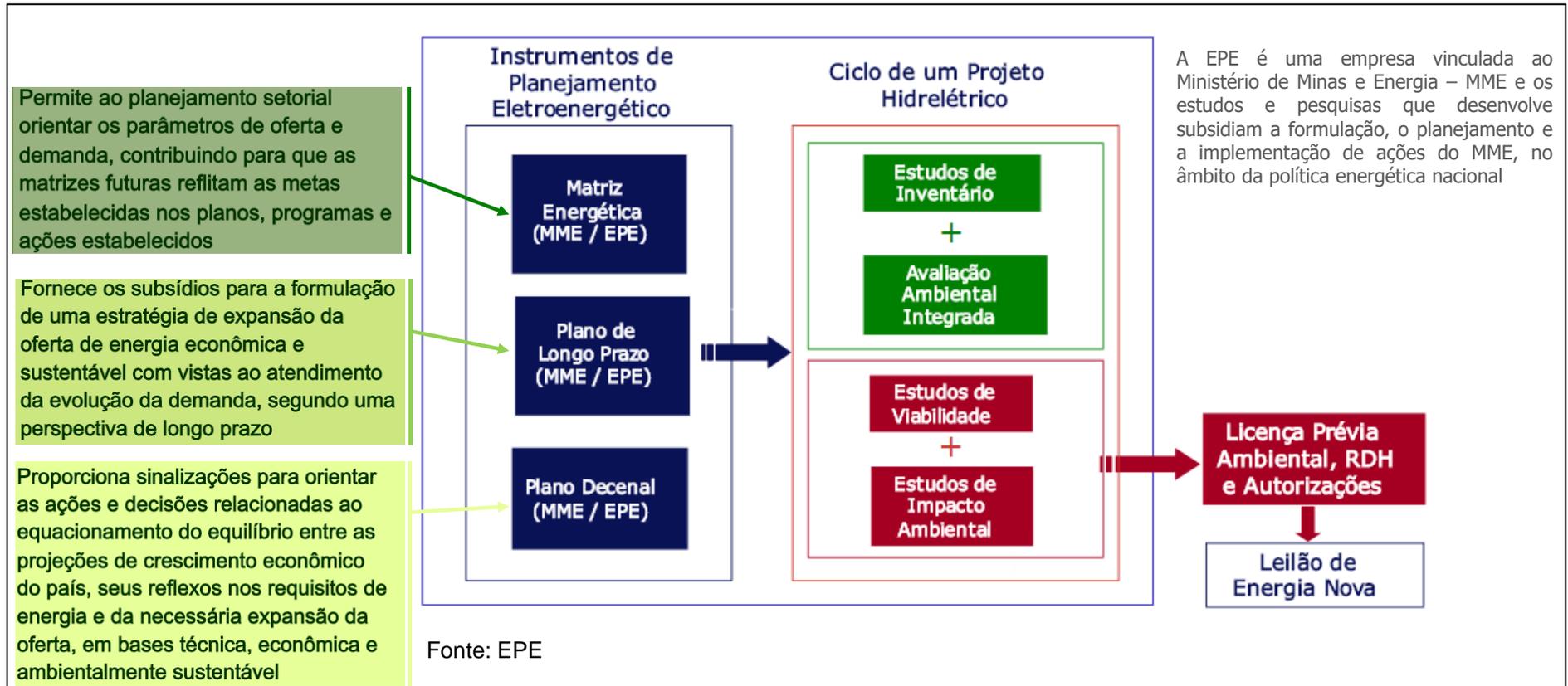


Figura 11 - Estudos eletro-energéticos desenvolvidos pela EPE/MME.

Fonte: EPE (2017).

Os estudos de planejamento de longo prazo trazem as informações referentes dos estudos de muito longo prazo (matrizes energéticas), como as políticas públicas, e as rebatem na estratégia nacional para expansão da oferta de energia com vistas ao atendimento da demanda, observados os objetivos básicos de segurança energética, universalização do acesso da população aos serviços energéticos, geração de emprego, renda e redução das desigualdades regionais, sustentabilidade ambiental e modicidade de preços e tarifas. Nesse contexto, o planejamento de longo prazo do setor energético é instrumento fundamental para o país, na medida em que avalia tendências na produção e no uso da energia e baliza as estratégias alternativas para expansão da oferta de energia nas próximas décadas e é instrumento fundamental para a explicitação de custos e benefícios de medidas e políticas públicas. Cabe ao setor elétrico desenvolver o seu próprio modelos setorial, guardadas as interações com outros setores. Dado o elenco de recursos energéticos e tecnológicos, projeta-se a demanda de energia elétrica e formula-se uma estratégia de expansão que permite atende-la de forma segura e econômica.

O Plano Decenal de Energia (PDE), no que diz respeito ao setor elétrico, tem o horizonte de estudo de longo prazo, mas adota como trajetória referencial apenas a evolução dos primeiros 10 anos e periodicidade anual, buscando um processo de planejamento combinado da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica, considerando condicionantes socioambientais. O objetivo do PDE é selecionar o conjunto mais adequado de novos empreendimentos hidroelétrico, termelétrico, fontes com incentivos governamentais e reforços em interligações, com suas respectivas datas estimadas para implantação, considerando diferentes cenários de mercado, de modo a orientar futuras ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Este plano tem natureza estrutural, e adota como critério para estabelecimento do plano de obras, o menor custo total (investimento e operação) e reduzir o impacto socioambiental dos empreendimentos.

Para esta configuração, são realizadas análises probabilísticas das condições de suprimento de energia e potência e, são calculados os custos de expansão e de operação resultantes. Dentre os condicionantes deste estudo pode-se mencionar: os

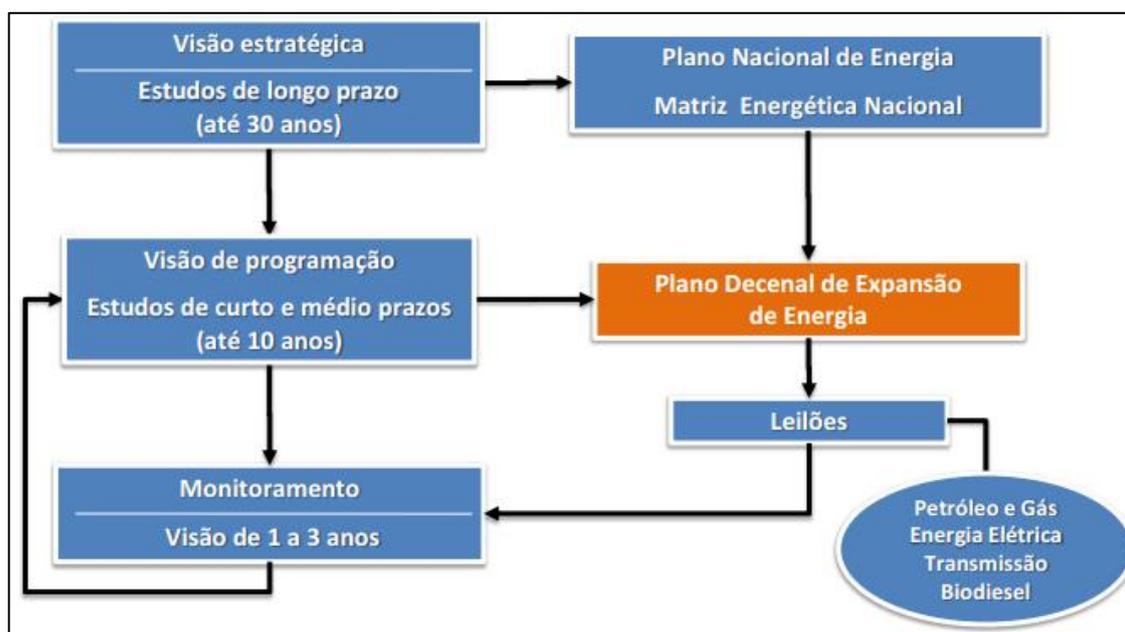
requisitos de mercado de cada subsistema, os prazos, custos e viabilidade socioambiental dos empreendimentos, a continuidade e o aproveitamento sequencial adequado do potencial hidrelétrico e as localizações regionais indicativas das termelétricas.

Desse estudo resultam metas físicas e financeiras estimadas para um programa global de investimentos na expansão da capacidade de geração, transmissão e distribuição do SIN. Este planejamento vê de forma indistinta a propriedade do ativo, seja como produtores independentes, como autoprodutores, ou em consórcio para a construção de usinas hidrelétricas e termelétricas.

O plano também fornece orientações acerca da urgência de elaboração de estudos de viabilidade para projetos mais promissores de geração hidrelétricas, que deverão ser incluídas nas próximas licitações. Desta forma, o Plano Decenal determina a data, a capacidade e o local dos empreendimentos necessários para atender o crescimento da demanda de energia elétrica, destacando-se os seguintes pontos:

- Usinas em caráter indicativo;
- Sistema de transmissão em caráter determinativo;
- Compromisso entre o nível de confiabilidade desejado e os custos decorrentes;
- Deve assegurar a qualidade de serviço, ao menor custo possível.

A Figura 12 destaca os estudos desenvolvidos pela EPE, em especial a importância do PDE no processo de materialização de projetos, seguindo a trajetória evolutiva de referência. O PDE executa um papel importantíssimo para o desenvolvimento da infraestrutura energética do país, já que este representa as obras de necessárias para o atendimento das demandas energéticas e permite aos investidores maior previsibilidade dos próximos leilões e seus efeitos no mercado.



**Figura 12 - Relação entre estudos e leilões no ambiente energético, para atendimento ao mercado.**

Fonte: EPE (2017).

Para a atividade de planejamento, deve ser associada tanto ao indicativo da geração, quanto ao determinativo da transmissão, e ser estruturado de tal forma que se dê condições plenas aos agentes para que ocorram os aportes de recursos privados, estabelecendo, assim, uma situação de efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização.

Sendo assim, o Plano Decenal apresenta uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte de dez anos. Tal expansão é analisada a partir de uma visão integrada para os diversos energéticos.

São resultados do PDE, entre outros: análise da segurança energética do sistema; balanço de oferta e demanda de garantia física; disponibilidade de combustíveis, em particular do gás natural; cronograma dos estudos de inventário de novas bacias hidrográficas; e recursos e necessidades identificados pelo planejador para o

atendimento à demanda. O PDE é instrumento fundamental para a explicitação de custos e benefícios de medidas e políticas públicas.

No caso da expansão da capacidade de produção de energia elétrica, o PDE define as licitações de linhas de transmissão e indica a expansão da geração.

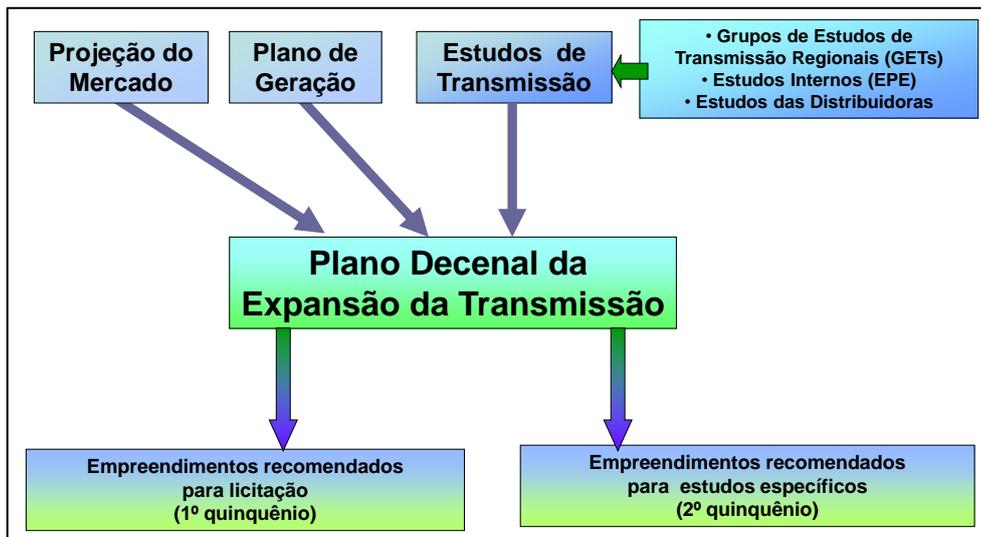
Em relação à expansão da geração, destacam-se dois aspectos: primeiro, há uma interação entre os estudos de geração e transmissão que ocorre por meio da análise de custos e benefícios da ampliação de capacidade das interligações regionais, considerando os requisitos de intercâmbio; além de estudos socioambientais das alternativas de geração e transmissão. Em segundo lugar, devido à predominância da fonte hidráulica no sistema gerador, decisões operativas afetam o comportamento futuro do sistema e, de forma recíproca, são afetadas pela evolução do sistema.

#### 4.2.1.2 Transmissão

O planejamento da expansão apresenta a necessidade de estudos regionais e as obras já definidas para um horizonte decenal. Além disso, aponta as interligações indicadas pelo planejamento da geração e disponibiliza a base de dados para realização dos estudos de viabilidade técnica-econômica e socioambiental.

Na Figura 13 pode ser observado que o estudo de expansão da transmissão está totalmente relacionado às projeções de mercado consumidor e de geração. Esse viés é claro já que a transmissão é o meio de transporte do produto e desta forma, primeiramente é necessário o planejamento da demanda (consumo) e de produção (geração).

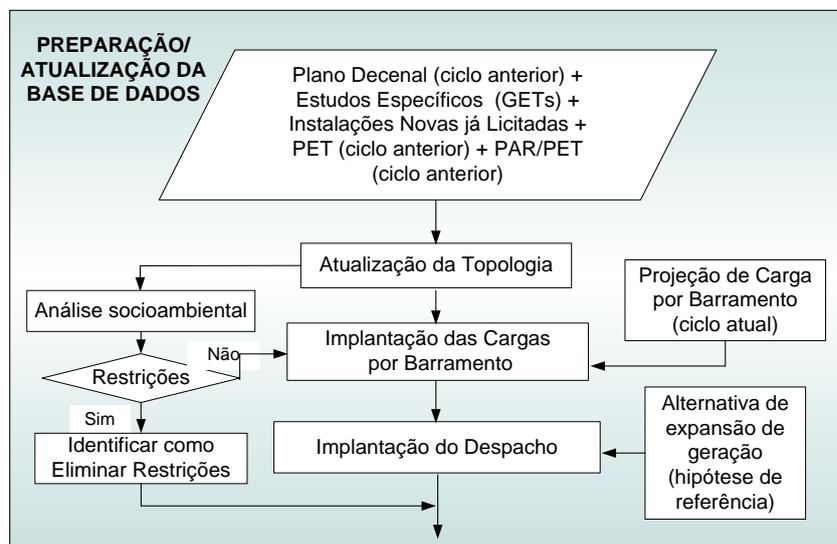
Os estudos resultam em dois segmentos de linhas. Um dos segmentos, mais prioritário, é conduzido ao MME para licitação e posteriormente construção para o atendimento de uma necessidade mais tangível. Já o segundo grupo, sem necessidade emergencial, é posta a novos estudos mais específicos.



**Figura 13 - Visão Geral dos Estudos de Expansão da Transmissão no Plano Decenal.**

Fonte: EPE (2005).

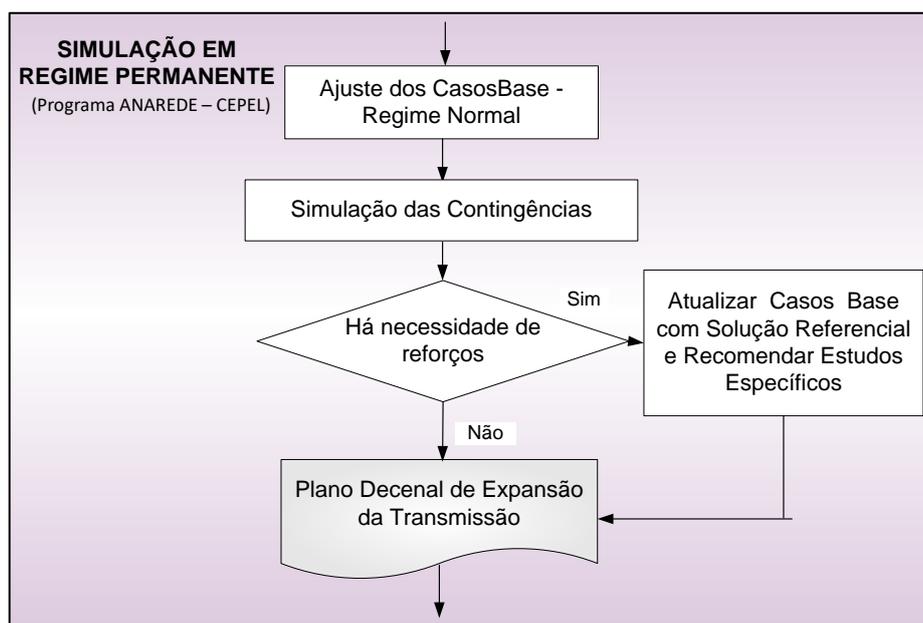
A Figura 14 ilustra a preparação da base de dados coordenadas pelos Grupos de Estudos Regionais da Transmissão (GET).



**Figura 14 - Passos iniciais dos estudos da expansão da transmissão.**

Fonte: EPE (2005).

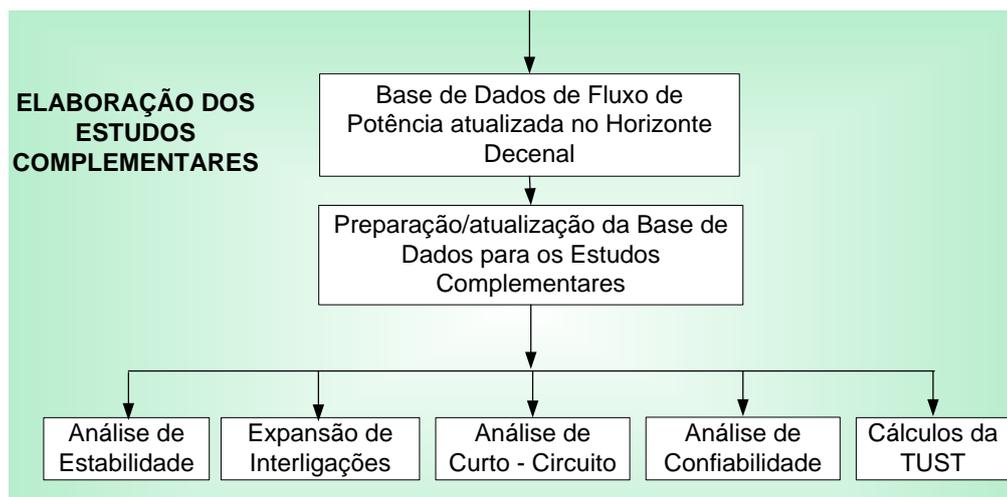
Observa-se, na Figura 15, o fluxograma de análise das linhas de transmissão em regime permanente. Conforme necessidade apresentada no estudo, mudanças nas características da linha são alteradas.



**Figura 15 - Esquemático das simulações em regime permanente para expansão da transmissão.**

Fonte: EPE (2005).

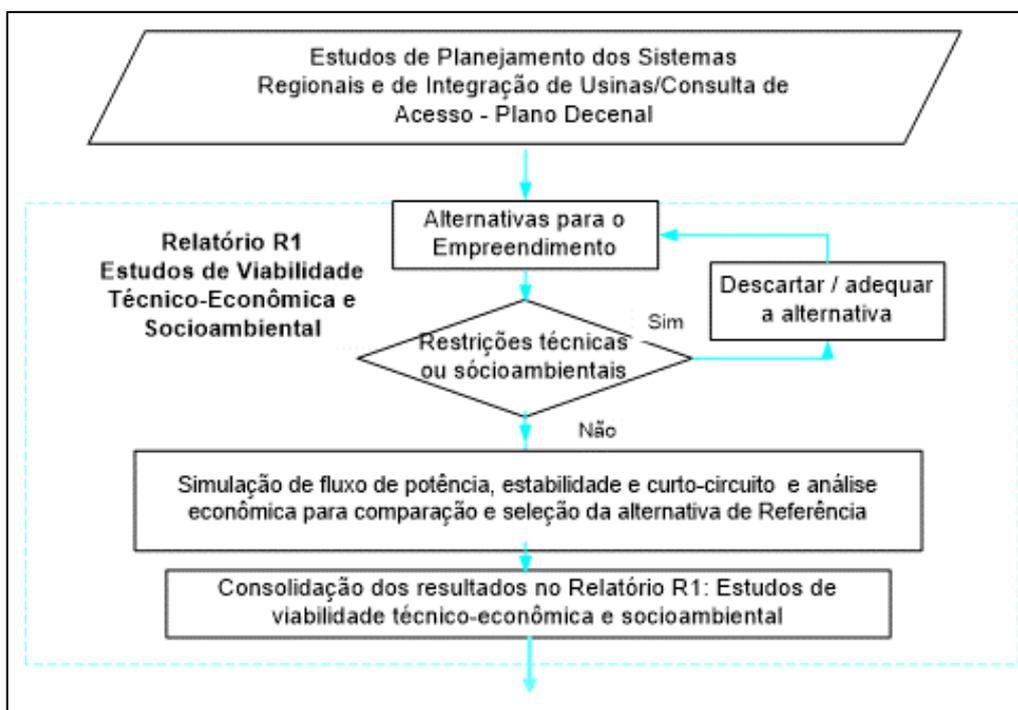
A Figura 16 apresenta o término dos estudos de transmissão, verificando outras características de segurança, como estabilidade e confiabilidade, além de estudos dos impactos financeiros pela aplicação da Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST) da nova linha.



**Figura 16 - Elaboração dos estudos complementares da expansão da transmissão.**

Fonte: EPE (2005).

Estudos adicionais de viabilidade e detalhamento permitem dimensionar e especificar as instalações de transmissão (linhas e subestações) a serem incluídas no programa de licitação da transmissão. Esses estudos resultam nos relatórios “R1” – estudos de viabilidade técnico-econômicos. Tais estudos focalizam um horizonte de longo prazo detalhando particularmente as obras a serem instaladas nos cinco primeiros anos do período decenal. Na Figura 17 é representado o fluxo para a elaboração do relatório R1.



**Figura 17 - Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos referentes às novas instalações de transmissão.**

Fonte: EPE (2005).

Os estudos de expansão da transmissão culminam na elaboração do documento Programa de Expansão da Transmissão/Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP), publicado semestralmente nos meses de fevereiro e agosto de cada ano. O PET tem caráter determinativo abrangendo um horizonte de seis anos e dele constam as instalações de transmissão ainda não licitadas ou autorizadas, recomendadas para entrar em operação nos próximos seis anos. Sua principal

finalidade é subsidiar o MME na priorização das instalações de transmissão que integrarão os lotes a serem oferecidos nos futuros leilões de transmissão. Além disso, constitui um importante sinalizador para os agentes setoriais, fornecedores e investidores sobre os trabalhos a serem realizados nos próximos anos. Por sua vez, o PELP tem caráter indicativo e contempla as instalações recomendadas para entrar em operação a partir do sétimo ano.

As instalações de transmissão para expansão da Rede Básica visam garantir as condições de atendimento aos mercados regionais e aos intercâmbios entre as regiões. O PET é elaborado pela EPE paralelamente ao desenvolvimento dos estudos do planejamento decenal da transmissão, em conjunto com as concessionárias de transmissão e distribuição. Este programa, constituído pelo agrupamento de linhas e subestações de transmissão cuja instalação é prioritária, orienta o estabelecimento das concessões a serem licitadas no curto prazo.

O Plano de Ampliações e Reforços (PAR) é elaborado anualmente pelo ONS, com a participação dos agentes associados, apresentando as ampliações e os reforços nas instalações de transmissão do SIN, necessários para preservar ou atingir o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso aos agentes, no seu horizonte de análise.

O PAR leva em conta os estudos da EPE as propostas de novos reforços, as solicitações de acesso, as previsões de carga, os atrasos na implantação de instalações de geração e transmissão, assim como as informações oriundas da programação da operação elétrica, energética e da operação em tempo real do ONS. Ou seja, são consideradas ainda eventuais restrições identificadas no horizonte de curto prazo e do tempo real. As análises são realizadas em um ambiente contratual e avaliam o desempenho do Sistema de acordo com os critérios e premissas definidos nos Procedimentos de Rede, do ONS.

Neste contexto, o PAR indica, dentre os projetos planejados pela EPE, quais os empreendimentos prioritários a serem leiloados ou outorgados nos próximos três anos, de forma a conciliar a expansão com as necessidades da operação do sistema.

Também são apontados reforços para atendimento à carga contratada e para eliminar restrições identificadas no âmbito da operação do SIN.

O PET, elaborado pela EPE, e o PAR, elaborado pelo ONS, indicam as linhas de transmissão e subestações necessárias para a adequada prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica do SIN. Cabe ao ONS, no PAR, propor ajustes nas especificações das instalações de transmissão, a partir de aspectos conjunturais e de requisitos específicos da operação do sistema, de modo a reforçar e dar maior segurança operativa. As recomendações do PET e as propostas do PAR são compatibilizadas pelo MME, resultando no Plano de Outorgas e Licitações, que passa a ser seguido pela ANEEL, resultando em um conjunto de empreendimentos de transmissão necessário para o atendimento da geração e da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), denominado Consolidação de Obras de Transmissão, Plano de Outorgas.

Para a realização dos leilões das instalações de transmissão necessárias para a expansão do sistema são elaborados ainda estudos de detalhamento de engenharia da alternativa de referência – consolidados no relatório “R2”; de caracterização e análise socioambiental do corredor ou área selecionado para o empreendimento – relatório “R3”; de análise de engenharia da integração entre a nova obra e as instalações de transmissão existentes – relatório “R4” e; de análise dos custos latifundiários da transmissão – relatório “R5”.

Na Figura 18 é possível visualizar as etapas necessárias para a realização de um leilão, deste a identificação da necessidade até o envio dos relatórios R1 a R5.

Por sua vez, a Figura 19 demonstra de forma simplificada todos os estudos desenvolvidos pela EPE para a elaboração do PDE.

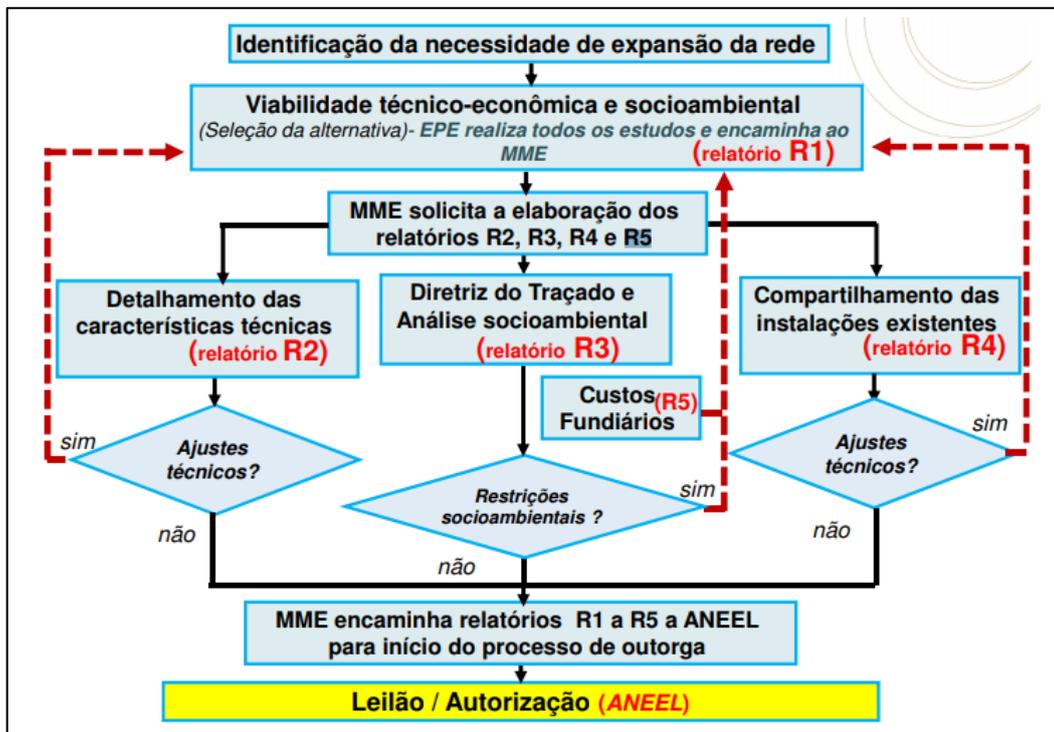


Figura 18 - Fluxograma da transição dos estudos iniciais em editais de leilão.

Fonte: EPE (2018).

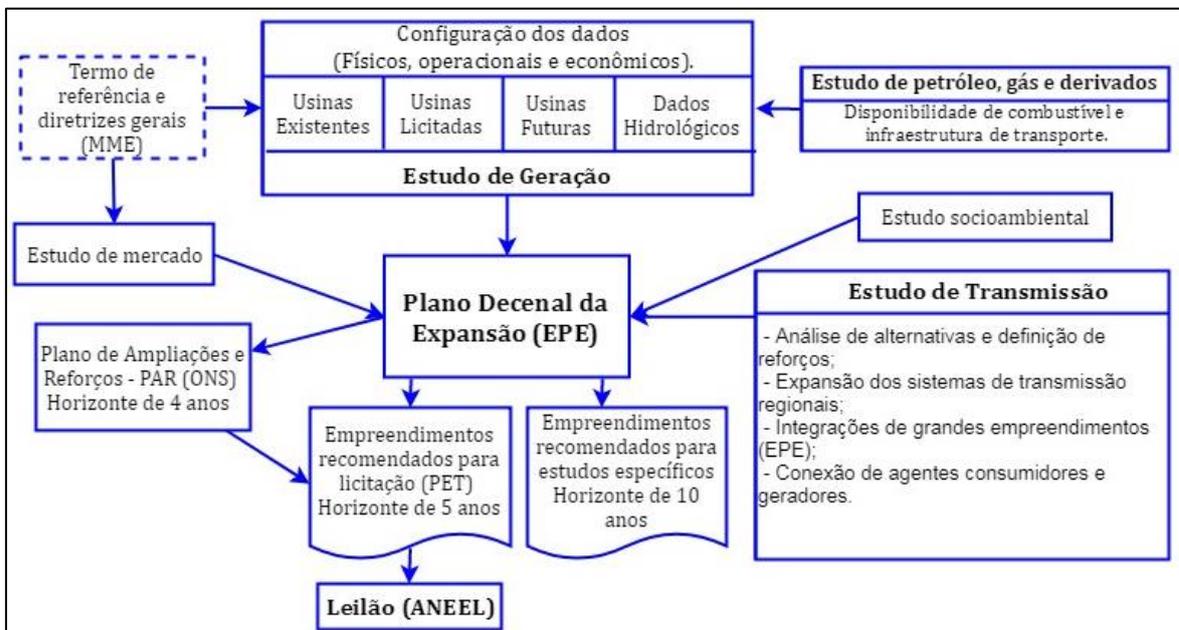


Figura 19 - Fluxograma Geral dos Estudos do PDE.

Fonte: ANEEL (2006).

## 4.2.2 Principais critérios

### 4.2.2.1 Critério de planejamento da expansão da geração

Para expansão da oferta é utilizada a abordagem marginalista para o cálculo dos Custos Marginais de Operação (CMO) e de Expansão (CME).

Em economia, custo marginal é a razão entre a variação do custo total de produção, advinda da variação de uma unidade, e a quantidade produzida.

Matematicamente, a função de custo marginal é expressa como a derivada da função de custo total ( $CT$ ) sobre a quantidade total produzida ( $Q$ ), como segue (Equação 1):

$$Cmg = \frac{dCT}{dQ} \quad \text{Equação 1}$$

O custo marginal pode ser dividido em custo marginal de curto prazo e custo marginal de longo prazo. O custo marginal de curto prazo, ou CMO, é o incremento no custo de operação do sistema em decorrência de um incremento marginal da demanda, na configuração prevista, isto é, sem nenhuma obra adicional. Nesse sentido, a incorporação do aumento marginal de carga ao sistema é feita com base na reserva existente, ou então, degradando a qualidade do serviço. Já o custo marginal de longo prazo, ou CME, é a razão entre o incremento no custo de atendimento e o correspondente incremento marginal da carga, considerando obras adicionais no sistema.

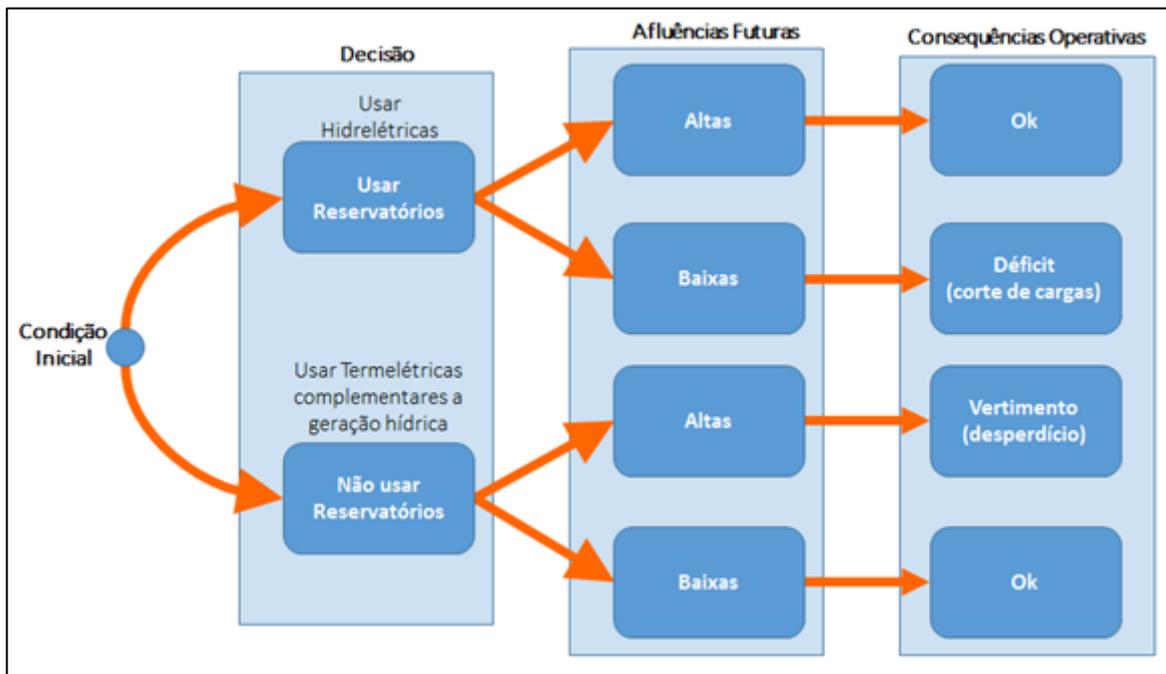
O problema do planejamento e da programação da operação de geração de energia elétrica a partir de sistemas hidrotérmicos interligados é um problema de grande porte cuja solução é a obtenção de estratégias, que minimizem o custo total de operação sem que seja comprometido o nível de garantia de atendimento.

O custo total que se pretende minimizar compreende a soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, sejam estes provenientes de geração térmica, ou caso a demanda não seja suprida, do custo associado à falta de energia elétrica – Custo de Déficit. O custo de déficit avalia o impacto da redução de cada atividade econômica pela perda de energia, considerando que cada atividade é prejudicada somente no

que se refere ao consumo de energia. O valor atual (2018) do custo explícito de déficit aprovado pela ANEEL é 4.596 R\$/MWh.

Em outras palavras, o custo que se pretende minimizar é composto por duas parcelas: o custo imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas, e o custo futuro que, pela predominância da hidroeletricidade no sistema brasileiro, é influenciado pelas decisões tomadas no presente. O despacho da geração hidrelétrica atual pode implicar em despacho termelétrico futuro, por tanto, o despacho atual implica num custo da operação futura.

A Figura 20 apresenta cenários avaliados para a tomada de decisão do uso do estoque de água hoje ou no futuro.



**Figura 20 - Custo de oportunidade do uso do estoque de água.**

**Fonte: Cigré (2012).**

Resumindo, o custo da operação atual é igual ao do despacho térmico atual somado ao valor presente esperado para o custo da operação futura decorrente do despacho hidrelétrico atual, do estoque atual de água e das aflúncias futuras.

O custo imediato é de determinação trivial, porque corresponde às despesas decorrentes das decisões presentes. Já para se determinar qual é o valor do custo futuro, seria necessário conhecer o que ocorrerá nos próximos anos.

O Planejamento da Expansão da Oferta de Energia é regido pelas Resoluções nº 1, de 18 de novembro de 2004 e nº 9, de 28 de julho de 2008 do Conselho Nacional de Política Energética. Essas resoluções estabelecem que o critério de garantia de suprimento a ser adotado será o da igualdade entre o CMO e o CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite de 5% para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica.

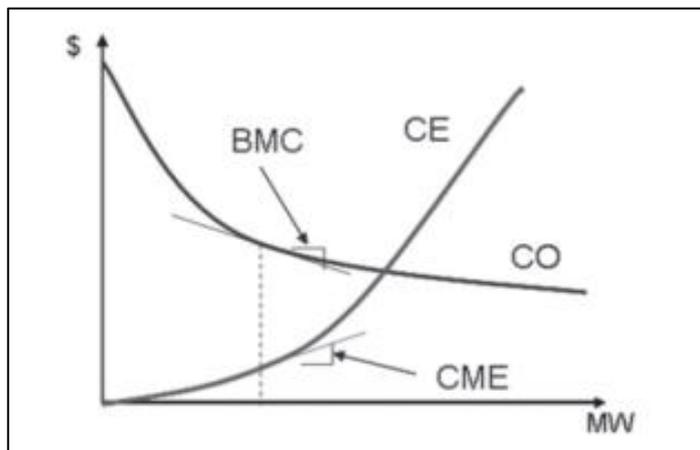
É importante observar que, nesse contexto, entende-se por “risco de déficit” a probabilidade de que a oferta de energia elétrica seja menor do que o mercado de energia correspondente, não importando a magnitude do déficit. Para o ajuste do cronograma de obras, procura-se determinar, para o horizonte de estudo considerado, a sequência mais econômica, em termos de seus custos de expansão da geração e da ampliação das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas. Devem ser selecionadas como candidatas as obras julgadas como socioambientalmente viáveis e com previsão de início de operação compatível com os prazos necessários ao desenvolvimento do projeto.

Assim, ao simular a operação futura do referido parque gerador, para uma determinada evolução de mercado, a probabilidade de haver déficit de energia em cada ano de planejamento e em cada subsistema eletro-energético do SIN não pode ser superior a 5%. Adicionalmente, adota-se como critério de elaboração das alternativas de expansão da geração, a igualdade entre os custos marginais de operação e expansão para cada ano no período de estudo.

O custo marginal de expansão (CME) é o preço do empreendimento obtido da curva de custo de expansão, para o qual é indiferente construir o projeto ou operar o sistema, a fim de atender à demanda adicional.

A expansão do parque gerador proporciona um valor de custo benefício, representado pelo índice BMC (benefício marginal de capacidade). O melhor valor da

expansão é encontrado quando a variação do BMC for o inverso da variação do CME, sempre respeitando os 5% mencionados anteriormente e demais requisitos de expansão, a Figura 21 representa as curvas típicas de BMC e CME.



**Figura 21 - Custo de oportunidade do uso do estoque de água.**

**Fonte: Cigré (2012).**

O custo marginal de expansão é o preço do empreendimento obtido da curva de custo de expansão, para o qual é indiferente construir o projeto ou operar o sistema, a fim de atender à demanda adicional.

#### 4.2.2.2 Critérios de planejamento da transmissão

Os critérios de dimensionamento do sistema de transmissão remontam à década de 1980, tendo como base o chamado critério de contingência simples ou N-1. As decisões de planejamento são tomadas de forma a atender critérios pré-estabelecidos quanto ao desempenho do sistema, seja ele existente ou futuro.

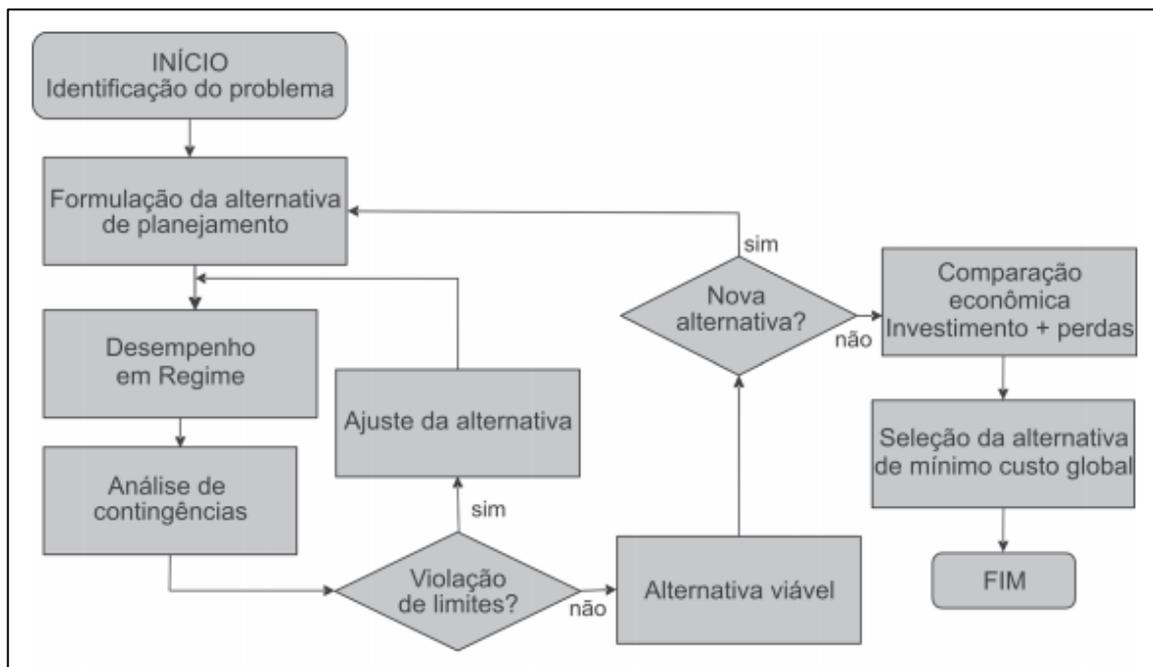
Para tanto, torna-se necessário o dimensionamento da rede, considerando a existência de elementos de redundância capazes de evitar violações quando da indisponibilidade de algum componente. Observe-se que não é levada em conta a probabilidade de ocorrência dos eventos.

O atendimento ao Critério N-1 implica que:

- a) As tensões pós-desligamentos devem estar dentro dos limites especificados;

- b) Não deve ocorrer corte de carga;
- c) Todos os equipamentos devem operar dentro de seus limites de sobrecarga;
- d) Os níveis de curto-circuito devem estar dentro das capacidades dos equipamentos existentes no sistema;
- e) A frequência do sistema deve estar dentro da faixa especificada;
- f) Durante o período transitório não se deve admitir a atuação de proteção;
- g) Equipamentos importantes (transformadores, geradores, compensadores ou qualquer outro dispositivo de compensação reativa) da Rede Básica que não tenham sido diretamente envolvidos no distúrbio.

O fluxograma da Figura 22 apresenta, de forma esquemática, a síntese do processo de planejamento da expansão da transmissão, quando desenvolvido a partir de critérios determinísticos.



**Figura 22 - Processo de Planejamento – Critérios Determinísticos.**

Fonte: Cigré (2012).

O uso destes critérios não está ligado a alguns efeitos ambientais que podem ocorrer durante a operação, como ventos fortes, tornados e tufões. Como margem de comparação, o planejamento da expansão da transmissão nos EUA, principalmente em locais com alto índice de tornados e tempestades, leva em consideração requisitos de segurança mais elevados, ou seja, os modelos de suporte e/ou tipo de fio utilizado são diferenciados conforme o risco operativo.

Essa diferença de equipamentos proporciona custos mais elevados ao sistema. No Brasil, por não ser exigido e não ser remunerado, os investidores que, por conhecimento ambiental local, utilizam equipamentos mais reforçados tendem a não ganhar os leilões de transmissão. Essa situação pode ocasionar dificuldades ao sistema onde há maiores índices de ventos fortes e, principalmente no Sul, onde há inclusive casos de tornados.

#### *4.2.2.3 Capacidade de suprimento e garantia física dos empreendimentos de geração*

A garantia física, calculada pela EPE e atribuída às usinas no ato de outorga pelo MME, procura quantificar a contribuição da potência instalada, considerando à quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir, a um dado critério de garantia de suprimento. O conceito advém da energia assegurada das hidrelétricas, cuja incerteza hidrológica requer o cálculo da máxima energia gerada em uma determinada fração de aflúências hidrológicas simuladas, isto é, a energia garantida para um dado critério de risco assumido.

A extensão do cálculo da garantia física para todas as fontes, inclusive para as que não estão sujeitas à intermitência da fonte primária (termelétricas), decorre da idiosincrasia do sistema brasileiro de condicionar as contribuições das potências instaladas ao custo de oportunidade da água dos reservatórios. A garantia física traduz-se, assim, em certificado de energia comercializável, isto é, a quantidade máxima de energia que pode ser comercializada contratualmente.

A prática adotada no início da década de 90 para validação do custo-benefício dos novos projetos era o conceito de energia firme. A energia garantida refletia a

importância da usina para o sistema, assumindo um determinado risco probabilístico. A metodologia do Grupo de Coordenação da Operação Interligada (GCOI) era tradicionalmente utilizada para a contratação referente ao primeiro ano do Plano de Operação. Para os quatro anos posteriores eram utilizados como referência os valores calculados pelo GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas. Até o ano de 1998, o GCOI calculava a energia garantida por usina para um horizonte de 5 anos.

Em 30 de julho de 1998 a ANEEL publica a Resolução Nº 244, que estabelecia os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência, que seriam considerados nos contratos iniciais. Os contratos iniciais estavam no âmbito da reforma setorial que foi realizada em meados da década de 90 e estabelecia as relações contratuais entre os geradores e os compradores, naquele momento apenas as distribuidoras. A resolução da ANEEL definiu que a energia assegurada das usinas hidrelétricas com motorização de base completa, para os anos de 1999 a 2002, deve ser considerada como igual a 95% (noventa e cinco por cento) da energia garantida calculada pelo GCOI e pelo Comitê Coordenador de Operações Norte Nordeste - CCON, exceto da Usina de ITAIPU.

Após a aprovação da nova regulamentação setorial em meados de 2004, o MME emitiu a Portaria nº 303, de 18 de novembro de 2004, antes do 1º Leilão de Energia Existente de 2004, que atendendo o critério de excepcionalidade da transição da Lei 10.848/04, aglomerou vários leilões A-1 de energia existente em uma única data no final de 2014. Essa Portaria foi um marco importante para a demarcação da energia existente dado que definiu, conforme critérios gerais de garantia de suprimento, os montantes da garantia física (GF) dos empreendimentos de geração, bem como a metodologia de cálculo destas no SIN.

O objetivo naquele momento era determinar de forma inequívoca o lastro comercial dos potenciais fornecedores do 1º Leilão de 2004, após a introdução da novidade na definição dos ativos de geração – existentes e novos. Aquele foi o primeiro marco em que se definia o total de garantia física (GF) associado aos ativos de geração existentes. A aplicação da metodologia contida na Portaria nº 303/2004 com certeza

afetariam a energia assegurada das usinas hidrelétricas e o volume disponível para contratação das termelétricas, sendo assim foi previsto um processo de transição que minimizasse os impactos nos agentes setoriais. Essa Portaria definiu que os novos montantes de garantia física de energia das usinas termelétricas passariam a ter validade a partir de 2008 e que as garantias físicas de energia das usinas hidrelétricas permaneceriam válidas até 2014, exceto para Itaipu. A motivação principal dessa Portaria era corrigir a majoração da garantia física do sistema, que foi um ponto levantado pelo chamado “Relatório Kelman” após o racionamento de 2001, e apontado como uma das origens comerciais do problema da crise energética. A contratação da energia proveniente das hidráulicas existentes é sem dúvida a mais barata do SIN, portanto as mesmas com um adicional fictício de GF ocupavam completamente o espaço da nova contratação do SIN. Isto postergava a atração por novas contratações de energia, pois somente com o crescimento do mercado mais adiante surgiria o espaço desejado para a nova energia. A revisão dos valores da garantia física, baseada na energia assegurada e sua metodologia, sempre foi uma reivindicação dos órgãos institucionais do setor.

Portanto, a Portaria nº 303/2004 foi então uma estratégia adotada pelo governo para corrigir o valor da energia assegurada de todas as usinas, conforme já estava previsto no cronograma da ANEEL de revisão das asseguradas desde 1998.

O risco anual de déficit de energia menor que 5%, conforme proposta do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Este critério foi alterado pela Resolução CNPE nº 9 e Portaria MME nº 258, de julho de 2008 com o novo critério de cálculo de garantia física para empreendimentos a partir desta data. O novo critério utiliza como premissa para o ajuste da carga crítica a obtenção da igualdade entre o custo marginal de operação – CMO e o custo marginal de expansão – CME, respeitado o limite de risco de déficit de 5%. Como o novo critério era para cálculo da Garantia Física de novas usinas, os valores obtidos com a Portaria MME nº 303/2004 ficaram mantidos.

### 4.2.3 Modelos utilizados no planejamento do setor elétrico

#### 4.2.3.1 *Geração*

A partir da década de 80, foi um período de aprimoramento dos modelos de simulação aplicados à avaliação energética, que se caracterizou, basicamente, por três fases:

- Na primeira, foram desenvolvidos os modelos de Simulação a Usinas Individualizadas e o Modelo de Simulação a Sistemas Equivalentes;
- Em uma segunda fase, iniciou-se a utilização do Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termelétricas, o qual, a partir dos custos de investimento, operação, manutenção e combustível, e da disponibilidade de energia das UHEs, ordenava-as em função do custo unitário de geração. Isso permitia a realização de um cronograma básico de obras para todo o período de planejamento;
- Finalmente, a terceira fase foi o início do desenvolvimento da Programação Dinâmica Estocástica, de suma importância no estabelecimento de um novo critério de suprimento.

O planejamento de expansão do sistema elétrico brasileiro estruturou-se a partir do início da década de 1980, com o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), formalizado a partir da promulgação de portaria do MME em 1982. Nessa fase, foram desenvolvidas três metodologias:

- A primeira está relacionada ao dimensionamento energético-econômico de um empreendimento hidrelétrico, e tem como objetivo identificar a melhor alternativa de localização do eixo da barragem, o dimensionamento da potência a ser instalada e o melhor arranjo físico, evitando assim a tendência à supermotorização;
- O segundo grande avanço foi o desenvolvimento de critérios probabilísticos que, em lugar da série histórica de vazões, trabalhava com séries sintéticas que mantinham uma estrutura de correlação espacial e temporal adequada;

- O terceiro aspecto foi a introdução da abordagem marginalista para o cálculo dos Custos Marginais de Operação (CMO) e de Expansão (CME).

No sistema brasileiro, o custo futuro depende das afluições que vão ocorrer nos rios em que estão instaladas as usinas hidrelétricas, que têm um alto grau de incerteza.

A programação dinâmica estocástica (PDE) é o método classicamente adotado para a solução do problema de planejamento da operação, em que está presente o caráter estocástico das afluições. Na PDE, um problema se divide em estágios de tempo e determina-se a decisão de menor custo a cada etapa, de acordo com o estado em que se encontra o sistema. A otimização de cada decisão é baseada no conhecimento de todas as possibilidades futuras e suas consequências. A PDE foi substituída ao final da década de 1990 pela programação dinâmica dual estocástica (PDDE), que visa calcular de forma aproximada, através de um processo iterativo, a função de custo futuro.

A base de dados para os estudos de Expansão da Geração do Plano Decenal de Expansão de Energia é produzida e disponibilizada anualmente pela EPE para o programa NEWAVE (MACEIRA et al., 2018), desenvolvido e mantido pelo CEPEL, que resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos, empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Essa técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintéticas e calcula os custos marginais do sistema. O modelo é utilizado para um amplo espectro de estudos de planejamento, como: informações sobre o consumo de combustível, estudos de políticas comerciais, estudos de política tarifária, estudos de política de racionamento, estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão.

O planejamento da expansão é um problema de programação inteira mista, em que se deve determinar um cronograma de investimentos para o horizonte de tempo considerado no estudo, dada uma demanda de energia projetada de forma exógena e um conjunto de projetos candidatos de geração e de transmissão.

No horizonte de médio e longo prazo, a média dos custos entre as regiões dos dois mil cenários sintéticos simuladas pelo modelo NEWAVE devem aproximar ilustrando o efeito das ampliações das interligações. Quanto mais robusto o sistema de transmissão, mais intensa é a troca de energia entre as regiões e melhor o uso dos recursos energéticos. Isso traz maior flexibilidade tanto para a operação quanto para expansão, já que, nessa situação, a localização dos recursos de geração passa a ter menor relevância.

A metodologia atualmente empregada no planejamento da expansão para determinar a oferta ótima utiliza o conhecido critério econômico de igualar o custo marginal de expansão (CME) – longo prazo ao custo marginal de operação (CMO) – curto prazo, o que (i) supõe um crescimento contínuo da capacidade de produção segundo a teoria econômica, fato que não é verificado no mercado de energia elétrica, dada a indivisibilidade de projetos de expansão de oferta; e (ii) requer a predefinição do CME, o que pode enviesar a expansão, pois um CME baixo leva a uma expansão agressiva com a antecipação de projetos de geração, enquanto que um CME alto leva a uma expansão comedida, onde o acréscimo de carga é atendido predominantemente pelo sistema existente.

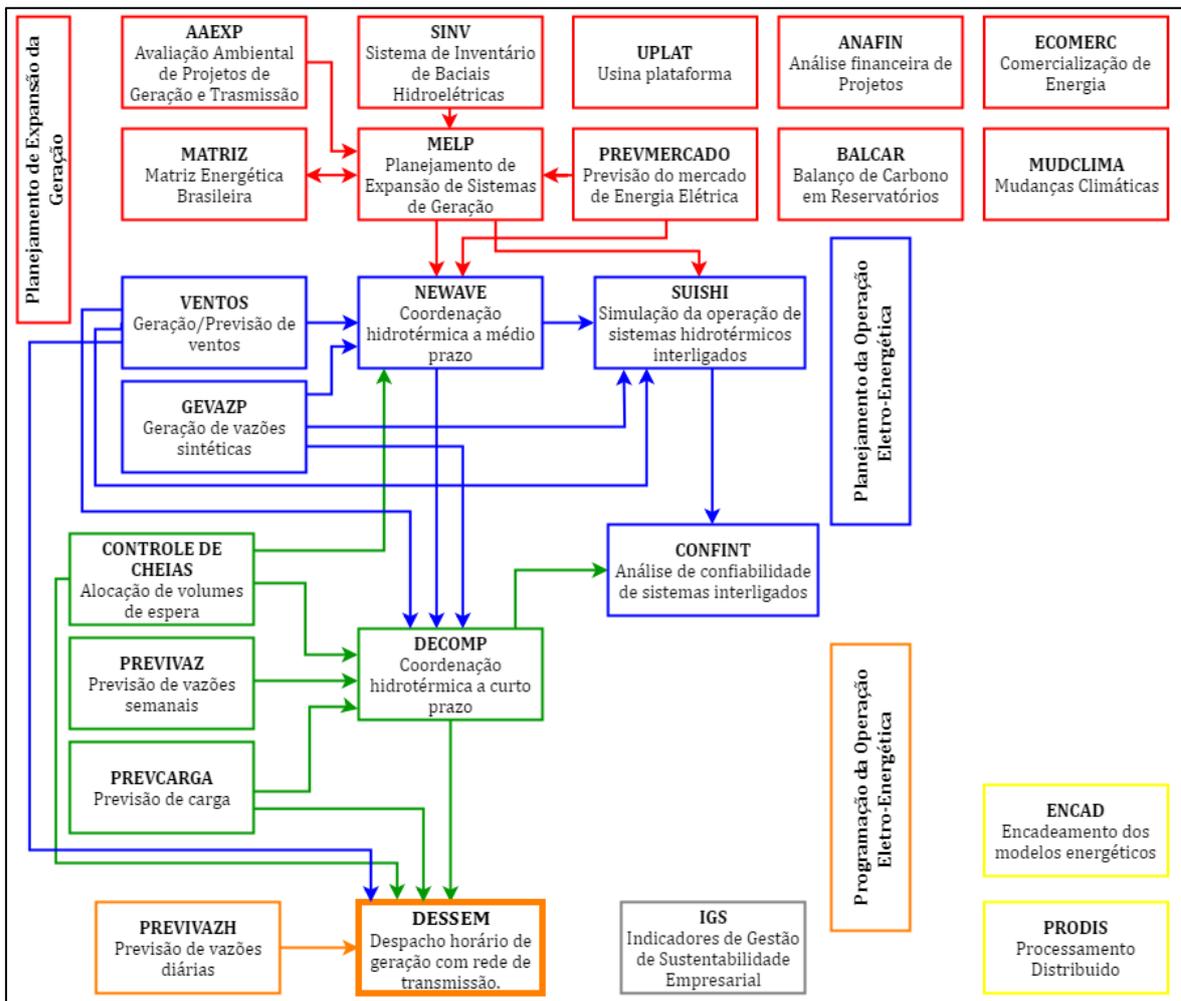
Os impactos climáticos não são incorporados aos modelos de planejamento e operação, o que acarretaria um processo mais aprimorado do cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que será discutido a seguir, possibilitando maior aderência do preço de mercado de curto prazo com a realidade física do sistema. Encontra-se em desenvolvimento pelo CEPEL a introdução de um modelo específico para a captação dos efeitos do fenômeno El Niño no modelo NEWAVE para geração de cenários de afluência, porém ainda não há prazo para a introdução definitiva desse módulo no modelo.

Apesar da inclusão das mudanças climáticas nos modelos de planejamento ser importante, é necessário estudos de entendimento e representação do fenômeno (a partir da correlação com dados históricos e posterior calibração/aferição do modelo) e projeção de cenários validados pelo setor, sem os quais a estratégia adotada deve

focar nas medidas de mitigação das mudanças climáticas, particularmente, na gestão do uso hidrológico e em particular na geração térmica complementar.

Por outro lado, mudanças climáticas podem gerar grandes desvios. Esse tipo de problema é uma preocupação para estudos de médio e longo prazo, principalmente ao se considerar que as mudanças climáticas estão gerando cada vez menos chuvas nos reservatórios brasileiros, em especial no Nordeste.

Os módulos e modelos utilizados no planejamento de médio prazo para a expansão do sistema são os mesmos utilizados no de curto prazo para a simulação da operação do sistema e avaliação da sua confiabilidade, definindo-se assim o uso dos recursos energéticos (despacho da geração) que minimize o custo de operação e garanta o suprimento, como pode ser visualizado na Figura 23. Nesta, os blocos em vermelho representam os programas projetados pelo CEPEL para avaliação presente e futura da matriz energética nacional, levando em consideração todo o tipo de aspecto necessário para o caso brasileiro. Esses dados são utilizados principalmente para os estudos de expansão e para o programa NEWAVE (horizonte de 5 anos). Já os blocos em azul e verde são utilizados para o planejamento da operação, sendo os destacados em azul para, principalmente, o funcionamento do programa NEWAVE, e os destacados em verde para o DECOMP (horizonte de 2 meses). Os blocos GEVAZP, SHUISHI, PREVIVAZ e PREVICARG são de extrema importância para o funcionamento do sistema, pois é com base neles que os programas NEWAVE e DECOMP tomam a decisão de usar a água para geração elétrica ou de manter o armazenamento para evitar uma possível falta de água futura. Por fim, os blocos mostrados em laranja ainda estão em desenvolvimento pelo CEPEL, em que o DESSEM é o principal deles, servindo para a programação diária da operação.



**Figura 23 - Cadeia de modelos computacionais para o planejamento da operação e da expansão da geração.**

Fonte: CEPEL (2018).

De forma geral, o planejamento da operação foca suas análises nos primeiros dois ou três anos do horizonte de estudo. Compreende vários estudos, que incluem a avaliação do desempenho futuro do sistema e a avaliação de curto prazo da operação. No primeiro grupo, destacam-se os estudos do planejamento energético e do planejamento elétrico da operação e, mais recentemente, a definição da curva de aversão a risco. Na avaliação de curto prazo, destacam-se o Programa Mensal de Operação (PMO), os estudos de segurança operacional e as diretrizes para a operação eletro-energética.

O PMO é um resultado dos programas NEWAVE e DECOMP. O DECOMP é um espelho do NEWAVE, mas com discretização semanal e período análise de até 6 meses, além de não considerar a aleatoriedade das afluições. Determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas, considerando o custo esperado de operação até o final do horizonte, obtidas na etapa de médio prazo. Na etapa da programação diária, define-se a geração horária que atenda às metas estabelecidas na etapa anterior, sujeita às condições operacionais da rede elétrica.

O modelo DECOMP foi desenvolvido pelo CEPEL para aplicação no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo, e está adaptado ao ambiente de elaboração dos programas mensais de operação do sistema brasileiro (PMO). Seu objetivo é, portanto, determinar as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico sujeito às afluições estocásticas, de forma a atender à demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

Além do planejamento da operação, os programas também resultam a base dos preços de mercado, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é determinado em base semanal, considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). É com base nesse valor que o mercado realiza suas operações de oferta de compra e venda de energia.

Os estudos do planejamento da operação energética são elaborados com periodicidade anual e sujeitos a revisões quadrimestrais. Fornecem avaliações das condições de suprimento sob enfoque energético. Os relatórios do plano e suas revisões apresentam resultado abrangendo um horizonte de até cinco anos no futuro, analisando cenários de oferta e demanda, embora o foco sejam os primeiros anos do horizonte.

Além dos estudos anuais, quadrimestralmente o ONS realiza outros estudos a fim de atualizar os principais parâmetros de entrada nos sistemas. A revisão mais

impactante, e comum, é a revisão trimestral da projeção da demanda. As revisões podem proporcionar mudanças nos arquivos de entrada dos modelos e, devido a isso, proporcionam em mudanças nos valores de saída. Essas mudanças, normalmente incentivadas por efeitos econômicos, são de extrema importância para o ONS, pois permite uma operação do modelo mais próxima da realidade.

Por outro lado, as alterações nos códigos fonte utilizados pelo ONS para determinar a dinâmica de operação deve ser submetida à consulta pública e passar por operação teste antes de ser oficializada. Esse movimento está determinado na Resolução CNPE 07/2016, em que se determina que as alterações devam ser aprovadas em consulta pública até julho e entrar em vigor somente em janeiro do ano seguinte. O objetivo dessa medida é trazer previsibilidade nos preços de curto e médio prazo para os agentes, mitigando assim riscos aos investidores.

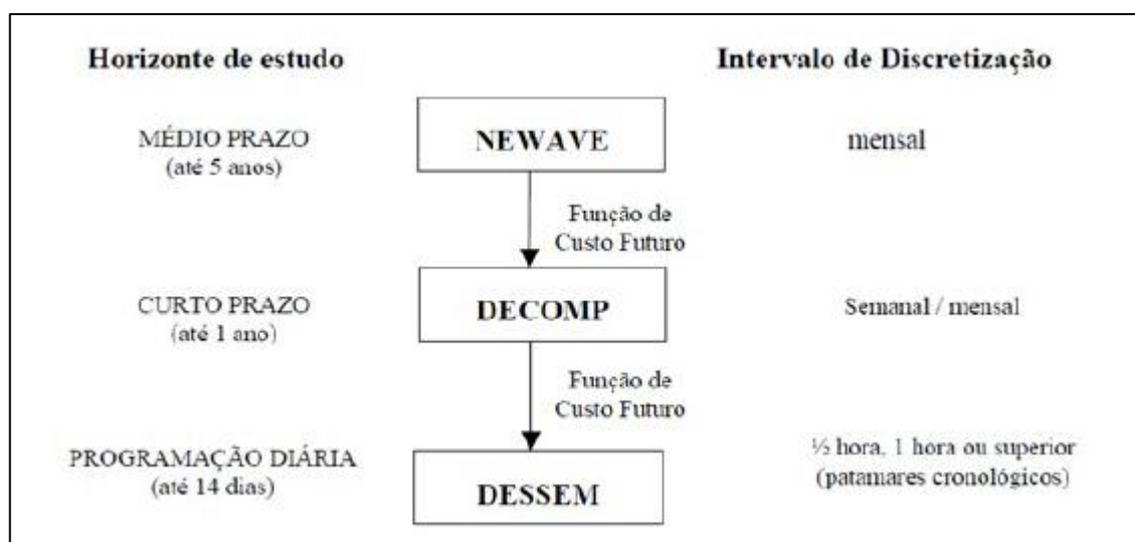
Um exemplo dessa medida foi a aplicação da funcionalidade Valor Condicionado ao Risco (CVaR). O descompasso entre os procedimentos operacionais modelados e os efetivamente empregados impacta na taxa de utilização das termelétricas. Isso, por sua vez, faz com que a Garantia Física atribuída a cada um dos empreendimentos habilitados a participar dos Leilões de Energia Nova seja equivocada. Para corrigir – ou ao menos minimizar – esse descompasso, em setembro de 2013 foi modificado o programa computacional de longo prazo (NEWAVE) para incorporar uma maior aversão ao risco. Isso foi implementado por meio da aplicação do mecanismo CVaR. A incorporação dessa mudança visa aproximar a modelagem empregada nos programas computacionais às práticas operativas mais restritivas estipuladas pelo CMSE.

A aplicação do CVaR ocasionou mudanças significativas na metodologia dos programas NEWAVE e DECOMP, e, portanto, proporcionou variações consideráveis nos preços de curto prazo. As críticas dos agentes pela volatilidade do preço na aplicação do CVaR foi um dos motivadores da CNPE 07/2016.

Outro modelo em desenvolvimento para a operação é o DESSEM. O DESSEM é um programa em desenvolvimento pelo CEPEL com acompanhamento da CPAMP que representa o SIN com período horário, permitindo ao operador o controle mais

apurado das variáveis de interesse. A sua aplicação é um desejo tanto do ONS, por permitir uma maior aproximação do planejamento à operação, quanto para os agentes, por obter um sinal econômico mais aderente à necessidade operativa do sistema. O modelo ainda está em desenvolvimento com previsão operativa e comercial para 2020 (se aprovado por consulta pública).

Na Figura 24 pode ser observada a cadeia de modelos prevista para utilização no planejamento da operação, destacando os respectivos horizontes de estudo e intervalos de discretização.



**Figura 24 - Cadeia de Modelos prevista para utilização no planejamento da operação.**

**Fonte: MME (2017).**

A mudança de paradigma tem como requisito, além da implementação dos modelos computacionais, adaptar sistemas e procedimentos comerciais e operativos, tanto dos órgãos do setor elétrico, como o ONS e a CCEE, quanto dos agentes setoriais, de forma a permitir sua participação neste novo contexto de mercado.

O Modelo de Expansão a Longo Prazo (MELP) (LISBOA et al., 2008) é um sistema computacional em contínuo desenvolvimento pelo CEPEL para estudos de planejamento de expansão de geração de longo prazo do sistema elétrico brasileiro, normalmente realizados com horizonte de 20 a 30 anos à frente. Matematicamente, trata-se de um problema de otimização inteira mista multi-estágio de grande porte,

cujo objetivo é minimizar o investimento total e os custos operacionais necessários para suprir a demanda de acordo com um determinado critério de confiabilidade. Os investimentos incluem novas usinas de geração e reforços e/ou novas interligações entre subsistemas. A questão da confiabilidade diz respeito a um fornecimento adequado de energia sob condições adversas, que são incertas. No modelo MELP, são considerados cenários hidrológicos críticos e médios para a análise da operação. A técnica de solução adotada no modelo MELP encontra-se no estado da arte para solução de problemas inteiros de grande porte. O modelo MELP foi utilizado nos estudos de planejamento associados ao Plano Nacional de Energia 2030 (LISBOA et al., 2007).

O uso crescente do gás natural para geração de eletricidade requer um planejamento integrado de expansão dos sistemas de energia elétrica e gás natural. Para isso, o modelo MELP foi aprimorado com a adição da representação do sistema de gás natural, que inclui fornecedores, gasodutos e usuários finais (LISBOA et al., 2009). Usinas termelétricas a gás natural acoplam os sistemas de gás natural ao sistema de energia elétrica. Para explorar o padrão sazonal de produção de fontes renováveis (por exemplo, hidrelétrica, eólica e de cogeração a partir do bagaço de cana) e estimar adequadamente os reforços nas interligações entre subsistemas, a análise da operação no modelo MELP é realizada com discretização trimestral. Além disso, para cada um desses períodos, a operação do sistema é avaliada para três patamares de demanda.

Com relação às questões ambientais, a versão atual do MELP permite considerar qualquer restrição definida pelo usuário, como um nível máximo de emissões de gases de efeito estufa acumulado ao longo do horizonte de planejamento, participação de renováveis na matriz elétrica etc (GINAID et al., 2017; SABOIA et al., 2012). Com a representação de tais restrições, pode-se realizar uma análise multicritério do planejamento da expansão, levando em consideração os aspectos econômicos e ambientais.

Para uma melhor avaliação da operação do sistema com relação às incertezas hidrológicas, o modelo MELP pode ser acoplado ao modelo NEWAVE, melhorando a análise da adequação do plano de expansão. Para este propósito, um processo interativo entre os modelos MELP e NEWAVE pode ser realizado para aplicações em estudos de planejamento da expansão com horizonte decenal (MARZANO et al., 2011).

O modelo MELP adota algumas premissas:

- i. O problema do planejamento da expansão é resolvido de forma determinística, considerando apenas dois cenários de hidrológicos: “crítico” e “normal (médio)”, sendo que o cenário crítico corresponde ao período hidrológico crítico do histórico brasileiro (1949 a 1953) e o cenário “normal” corresponde aos demais anos. A produção de cada gerador (alternativa de expansão) em cada cenário é considerada constante, e estimada através da simulação estática (capacidade de produção e carga constantes) da operação do sistema. Esta é uma premissa forte, pois a produção de um gerador, sobretudo os termelétricos, é fortemente dependente da configuração do sistema e do balanço entre a oferta (capacidade de produção) e a demanda energética (carga). O custo de operação é calculado apenas para o cenário de hidrologia média. No entanto, para o balanço de atendimento da carga, são utilizados os dois cenários, médio e crítico;
- ii. O horizonte de planejamento é segmentado em períodos trimestrais, o que permite modelar a sazonalidade da oferta. Apenas os investimentos são discretizados de forma anual;
- iii. A última premissa se refere à consideração do valor de energia firme como sendo a disponibilidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica em condição hidrológica crítica, em cada estágio do horizonte de planejamento. Esta consideração equivale a assumir que os reservatórios de regularização das usinas hidrelétricas encontram-se com um volume de água armazenado equivalente a tal energia no início de cada estágio. Por definição, energia firme é a energia média que uma usina pode gerar ao longo de um período crítico

que pode durar mais de um ano. Assim, para estágios com duração anual, esta premissa pode ser considerada otimista e conduzir a uma expansão menor que a necessária para garantir o atendimento à demanda sem corte de carga, em todo o horizonte de planejamento.

O modelo MELP atende satisfatoriamente às necessidades do planejamento de longo prazo. No entanto, este modelo não é adequado para os estudos de planejamento da expansão de médio prazo de forma isolada. Para representar as incertezas das afluências aos reservatórios, este modelo necessita do acoplamento com o modelo de planejamento da operação NEWAVE (MARZANO et al., 2011).

O CEPEL está desenvolvendo melhorias no processo do problema de planejamento de expansão de geração a longo prazo com base em métodos auxiliares de decisão a multicritério. A aplicação dessa nova abordagem vem apresentando resultados que irão auxiliar na escolha mais robusta de "melhores" planos de expansão. O modelo proposto se configura como um instrumento relevante para a análise de políticas públicas em termos de energia elétrica expansão, verificando os custos e benefícios associados, antes de sua efetiva adoção. (JUSTINO et al., 2018a; 2018b).

Para os estudos dos cenários para o PNE 2050, a EPE informou que não está utilizando o MELP e considera o Modelo de Decisão de Investimento (MDI), que será discutido adiante, a um patamar para análise de longo prazo.

No final de 2018, um novo modelo para planejamento de expansão foi licitado pela EPE, o OPTGEN. O sistema desenvolvido pela empresa de consultoria brasileira PSR, que tem previsão de início de testes e usos internos em 2019, possui características mais atualizadas no equacionamento da oferta de usinas variáveis, como eólicas e fotovoltaicas, e de demanda, com a penetração cada vez mais relevante de geração distribuída.

O modelo MELP de planejamento estratégico que vinha sendo utilizado pela EPE foi desenvolvido pelo CEPEL e só recentemente está sendo modificado para introduzir os efeitos das mudanças climáticas. Maceira et al. (2018) apresenta as linhas gerais das pesquisas e iniciativas que o CEPEL vem desenvolvendo, como o projeto MudClima

que busca incorporar estas mudanças. De acordo com os autores, existem quatro vertentes sendo trabalhadas:

1. Elaboração e análise, a partir dos *Representative Concentration Pathways* (RCP) do IPCC, de cenários de vazões afluentes às usinas hidrelétricas até 2100, incluindo eventos extremos;
2. Desenvolvimento de metodologias para a consideração de seus impactos no planejamento da expansão e operação energética, em termos de economicidade, segurança e emissões de GEE, com reflexos nas políticas de mitigação e adaptação;
3. Desenvolvimento de estratégias e ações de adaptação aos efeitos das mudanças climáticas nas áreas social, de ecossistemas e empresarial; e
4. Desenvolvimento de metodologia para o estabelecimento de indicadores associados à adaptação e resiliência para elegibilidade de projetos hidroelétricos a títulos climáticos.

Para a primeira vertente, da mesma forma que foi apresentado no Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica), o CEPEL avaliou os modelos Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5 com as forçantes RCP 4.5 e 8.5, ou seja, quatro cenários de previsão de precipitação. Estes cenários foram trabalhados com o modelo chuva-vazão SMAP que é utilizado pelo ONS. Segundo Maceira et al. (2018):

*“... os quatro cenários obtidos de projeções futuras e a modelagem hidrológica adotada apontam para redução dos volumes de chuva e das aflúências na porção centro-norte do Brasil e discreta elevação na região sul do país. ... Chama-se a atenção que as projeções futuras devem ser cautelosamente levadas em consideração, uma vez que as incertezas associadas às interações entre a dinâmica atmosférica e o ciclo hidrológico estão presentes”.*

Estes resultados são similares aos obtidos com o P&D Estratégico 10 da ANEEL já mencionado no Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica). Foram

feitas análises de impactos das mudanças climáticas na capacidade de regularização hidrológica dos reservatórios do SIN, mas não fizeram nenhuma análise do impacto na energia assegurada do SIN.

Para a segunda vertente, são estudados os efeitos do El Niño – Oscilação Sul (ENOS) que alteram o regime de chuva em função da temperatura dos oceanos. Também utilizando os modelos Eta-MIROC5 e Eta-HadGEM2-ES foram avaliadas a frequência e intensidade das anomalias entre o período 1961-1990 comparadas com o clima futuro de 2011 a 2100 para as UHEs de Tucuruí e Itá considerando a forçante RCP 4.5. Estas alterações foram incorporadas no modelo GEVAZP que gera as séries sintéticas através de um processo estocástico autorregressivo periódico de ordem variável, PAR(p). Maiores detalhes ainda não foram divulgados sobre os impactos no modelo.

Para a terceira vertente, o CEPEL estima incluir nos modelos de planejamento as restrições impostas pelos compromissos assumidos pelo governo brasileiro quanto à mitigação das emissões de CO<sub>2</sub> através de um problema multiobjectivo (ou com múltiplos critérios). Na inclusão da restrição de emissões, a ponderação no problema multiobjectivo é definida através de modelos do tipo *Analytic Hierarchy Process* (AHP) e *VIP analysis*. A ideia é incorporar esta restrição nos modelos MELP e NEWAVE.

Na quarta vertente, avalia a adaptação à mudança climática através de ações via ecossistemas (AbE) para prevenção quanto às perdas da biodiversidade, tolerância das comunidades a possíveis perdas causadas pela mudança do clima quanto à restauração de ecossistemas à sua condição original.

*“A elaboração de estratégias de adaptação é complexa, devido ao grau de incerteza que cerca a quantificação dos prováveis impactos futuros sobre qualquer sistema particular em determinado lugar, e.g., em relação às projeções climáticas regionais e ao conhecimento atual sobre os processos naturais e socioeconômicos ainda é limitado. Não obstante, é possível estabelecer, desde o projeto até a operação de usinas hidroelétricas, um conjunto de ações de AbE que visem contribuir para a conservação da biodiversidade, para a geração de benefícios socioeconômicos às populações*

*locais e para construção e manutenção dos saberes e práticas de comunidades locais tradicionais” (MACEIRA, 2018).*

Conforme verificado, as iniciativas do CEPEL ainda não consolidaram em relação à inclusão efetiva nos modelos de planejamento utilizados pela EPE.

Tais estudos ainda não analisam como as mudanças climáticas podem afetar a operação dos equipamentos eletroeletrônicos do sistema. Com o aquecimento e consequentemente maior carga, a quantidade de usinas térmicas despachadas na ordem de mérito tende a subir (sem considerar o aumento do despacho devido aos baixos índices de chuva), desta forma, os índices de paradas por manutenção, seja preventiva ou corretiva, podem se tornar um complicador para o operador nacional. Além da maior demanda, em ambientes mais quentes, os equipamentos possuem eficiência reduzida, provocando maiores chances de falhas na geração, transmissão ou distribuição.

Em 2016, foi introduzido o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) como apoio para a indicação da evolução da expansão da oferta, que sinaliza para a expansão ótima do sistema, devido a minimização dos custos totais de investimento e operação, em adição aos critérios de risco e economicidade definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Como subproduto desse modelo, também é obtido o custo marginal de expansão.

Para a otimização do problema da expansão, tendo como objetivo a minimização dos custos totais de investimento e operação, são comparados os custos totais de diversas alternativas e o resultado, portanto, indica uma expansão ótima, dadas as premissas e dados considerados e fornecidos ao MDI, utilizado nos estudos de planejamento. Nesse contexto, a visão de futuro apontada nos estudos indica atendimento aos requisitos de energia, predominantemente por recursos renováveis, conforme fechamento do balanço energético mensal. E, como complemento ao atendimento aos requisitos de capacidade, observa-se indicação de uma expansão com termelétricas flexíveis e tecnologias de armazenamento, contribuindo com a ampliação da segurança operativa do SIN.

O PDE 2027 traz novos avanços metodológicos no processo de construção da expansão do parque gerador do SIN no horizonte decenal. Para tanto, o MDI passou a representar a curva de carga em quatro patamares de energia e uma equação de capacidade de potência com essa formulação, além de aperfeiçoar o atendimento à carga, o modelo passa a explicitar o atendimento aos picos de demanda e sinalizar os benefícios que tecnologias de armazenamento podem trazer ao prover maior flexibilidade operativa. Além disso, nessa nova versão, o atendimento à restrição de capacidade é feito considerando os mesmos cenários hidrológicos utilizados no atendimento ao balanço de energia, trazendo maior compatibilidade entre os atendimentos de energia e de potência.

A partir da análise da expansão indicada pelo MDI são feitos ajustes através de simulações com o modelo de despacho hidrotérmico NEWAVE. Resultados para avaliações de atendimento à demanda máxima instantânea foram também incluídas.

A Figura 25 é um exemplo do funcionamento dos programas de previsão de chuvas. Com base em sistemas nacionais e internacionais de projeções de temperatura e precipitação, o SMAP realiza suas projeções para cada bacia e os modelos de operação realizam suas projeções de uso de águas.



**Figura 25 - Impacto das mudanças climáticas nas vazões.**

**Fonte: PSR (2017).**

É importante seguir avançando e discutir medidas adaptativas para o Brasil com expansão hidroelétrica, em que os principais tópicos a serem abordados são:

- Importância de uma vigilância permanente (ANEEL, ONS e ANA) para eliminar desvios entre a realidade e dados utilizados no planejamento;
- Verificações (ex. consumo de energia irrigantes x vazões);
- Ensaios de eficiência das turbinas;
- Revisão da batimetria, processamento de imagens de satélite;
- Mesmas recomendações para hidrologia valem (não esperar o conhecimento perfeito para atuar de forma preventiva no planejamento energético).

#### 4.2.3.2 Transmissão

Os Modelos Determinísticos têm como objetivo definir a alternativa de expansão que atenda a critérios determinísticos (“N-1” ou “N-2”) e apresentar os menores custos globais. Nesses modelos, aspectos relacionados às incertezas são ignorados. A partir do conjunto de alternativas tecnicamente equivalentes, o planejador escolhe aquela que apresenta o menor valor presente dos custos.

O Planejamento da Expansão da Transmissão é um problema essencialmente dinâmico e de natureza não determinística, com incertezas internas e externas. Processos de planejamento considerando todos esses aspectos dificilmente podem ser enfrentados utilizando apenas ferramentas automáticas.

Cabe aos agentes do setor realizar os estudos de planejamento para a definição da melhor alternativa de expansão da rede de transmissão do SIN, cotejando sob o ponto de vista técnico, econômico e socioambiental as diferentes alternativas de expansão, em cada área de atendimento do sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro e verificando a compatibilidade desta alternativa com o conjunto de ampliações previstas nos estudos de avaliação do plano decenal de transmissão.

Atualmente não são utilizadas metodologias automáticas para planejar as adições na rede de transmissão, o processo é realizado basicamente através das ferramentas de análise de redes, fluxo de potência não linear (fluxo AC) e em alguns casos análises de confiabilidade da rede de transmissão, considerando as incertezas internas, como as taxas de falha e de reparo dos elementos da rede. Outros algoritmos de auxílio ao

planejamento, como programas de avaliação de curto-circuito e de estabilidade transitória, também são utilizados, fornecendo avaliações mais criteriosas das alternativas de reforços formuladas.

Os estudos de planejamento da operação elétrica têm periodicidade anual. Seu objetivo é realizar o diagnóstico do desempenho do sistema sob o ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos.

Os estudos utilizam recursos de geração e rede de transmissão, que estejam em operação comercial e levam em conta a previsão da carga e, o cronograma para entrada em operação dos novos equipamentos de transmissão e geração com outorga definida, programados para o horizonte da análise, a fim de, principalmente, indicar medidas operativas para que a operação atenda aos padrões e critérios pré-estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Cabe também aos estudos identificar as restrições elétricas que prejudiquem o objetivo de minimizar o custo da operação e subsidiar na tomada de decisões.

## **5 ANÁLISE CRÍTICA DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL E PROPOSTAS FACE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS**

O setor elétrico brasileiro começa a sentir fortemente o impacto da introdução de fontes renováveis (que não as hidrelétricas) em seu sistema, ressaltando-se a penetração da energia eólica. Esse quadro tende a se intensificar, com o crescimento de outras tecnologias na oferta e na demanda. Nessa linha, o setor precisa reorganizar-se para criar um ambiente favorável a essa expansão. As conclusões resultantes de um grupo de trabalho do IEEE sobre o tema (Beard et al., 2010) identificou os principais desafios técnicos enfrentados pelo setor elétrico em um contexto de mudanças climáticas. Tal análise também pode ser aplicada à realidade nacional, com algumas modificações, destacando os seguintes aspectos:

1. Efeitos de políticas governamentais sobre o clima, incluindo expansão de fontes alternativas renováveis de energia:
  - O modelo institucional do setor elétrico tem que se adequar às políticas governamentais sobre o clima, seja nas políticas setoriais, na regulação ou no planejamento;
  - As políticas regionais (notadamente estaduais) devem ser consideradas, mesmo se tratando de um pacto federativo mais centralizado, distinto do que se tem nos Estados Unidos. Apesar do senso comum, no caso brasileiro, ser pela centralização, é importante destacar o papel regional das fontes renováveis por meio da geração distribuída, em que essas políticas terão um papel relevante.
2. Resposta da infraestrutura do sistema a eventos climáticos extremos:
  - O setor deve se adequar para avaliar as vulnerabilidades dos seus ativos em operação, face às ameaças associadas mudanças climáticas;
  - Deve-se e tomar as devidas medidas preventivas (plano de melhoria de resiliência), que podem passar pela redução das fragilidades dos elementos ou dos sistemas, ou, ainda, implementar técnicas de melhoria de restauração (redução do tempo de interrupção).
3. Impactos na operação:
  - Os critérios de operação correntes devem ser revistos, face às novas ameaças, seja com relação a eventos extremos, seja relativo aos aspectos tendenciais;
  - O planejamento da operação deve considerar os efeitos das mudanças climáticas nas afluências energéticas e na segurança das estruturas;
  - A operação deve integrar sistemas de monitoramento e modelos de previsão climática mais avançados;
  - Esquemas de recuperação rápida dos sistemas devem ser implementadas (*self healing*) nos mais diferentes níveis de tensão.
4. Impactos no planejamento da expansão:

- Os modelos de planejamento elétrico devem se integrar aos modelos energéticos e de outros setores relacionados, visando refletir de maneira mais ampla os impactos das mudanças climáticas, notadamente as ofertas energéticas;
- As novas tecnologias, como energias renováveis e armazenamento, devem ser vistas como oportunidades crescentes, tendo em vista a tendência de redução intensa de seus custos;
- O papel da geração distribuída deve ser magnificado;
- Os modelos de demanda devem evoluir, de forma a captar a nova capacidade de resposta dos usuários, em grande parte resultante dos avanços tecnológicos;
- Incorporar o novo papel das redes de transmissão, que passam de elementos integradores de grandes centrais ou regiões para elementos que dão capilaridade à integração de um grande número de fontes dispersas.

#### 5. Impactos no mercado de energia:

- Desenvolver novas ferramentas de gerenciamento de risco;
- Criar incentivos adequados às fontes renováveis;
- Criar mecanismos capazes de incentivar mercados associados às fontes alternativas e aos mercados descentralizados (geração distribuída, planta virtual, etc.);
- Criação de mercados associados a outros serviços que não sejam energia e capacidade.

Conforme mencionado, os procedimentos, os critérios e os modelos atualmente utilizados pelo setor elétrico brasileiro não vislumbram de forma efetiva os efeitos das mudanças climáticas no planejamento de longo, médio e curto prazo. O PNE 2030 (2007) não menciona qualquer indicação de consideração dos efeitos das mudanças climáticas mesmo com a liberação do AR4 do IPCC no mesmo ano. Só agora com a nova versão do PNE 2050 é que a EPE começa a incluir cenários de mudanças climáticas de forma externa, ou seja, ainda não diretamente associado aos modelos.

Tendo em vista o papel da EPE no contexto do setor energético brasileiro, observa-se a ausência de documentos de referência, que possuam os procedimentos e critérios voltados ao planejamento energético, semelhantes aos encontrados, por exemplo, no ONS, ANEEL e CCEE, por meio dos procedimentos de rede, procedimentos de distribuição e procedimentos comercialização, respectivamente. É importante ponderar que a EPE vem disponibilizando dados e informações em relação a metodologias e critérios de planejamento, especialmente, nos aspectos relativos ao PDE, em iniciativas como: publicações de notas técnicas detalhando o MDI e o CME, bem como a realização de *Workshops* para divulgação dessas metodologias.

Com referência à inclusão do efeito das mudanças climáticas, a partir do que foi exposto anteriormente e das práticas da EPE, podem-se identificar quatro grandes grupos de estudos de planejamento, em que a atual forma de proceder deve ser mudada para incluir tais efeitos:

- (i) Planejamento da oferta de energia;
- (ii) Previsão da demanda;
- (iii) Planejamento da transmissão.
- (iv) Planejamento do sistema elétrico;

Bastante distinta das práticas de planejamento no país são os estudos de vulnerabilidade e planejamento de melhoria da resiliência (adaptações), conceitos já apresentados no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico). Isso leva a um quinto grupo, que segue:

- (v) Estudos de vulnerabilidade de ativos físicos/sistemas e planos de resiliência.

Serão abordados, na sequência, os cinco temas citados.

## 5.1 Planejamento da oferta de energia

Como apresentado no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico), as centrais elétricas estão sujeitas às ameaças climáticas de formas

distintas. É necessário que se desenvolvam modelos de avaliação destes impactos, seja para fins da operação, seja para o planejamento da expansão.

A participação da geração hidrelétrica no parque gerador nacional é ainda largamente majoritária, embora venha perdendo importância nas duas últimas décadas. Por isso, a mudança na intensidade e realocação das precipitações face à mudança climática é um fator essencial quando se considera a oferta de energia elétrica no Brasil. A importância da geração hidrelétrica continuará grande no horizonte de planejamento de longo prazo, o que evidencia a necessidade de se aprofundar nas ameaças que atuam sobre elas e suas vulnerabilidades individuais e sistêmicas.

A geração térmica, embora não tenha a importância relativa que tem em grande parte dos países, ganhou relevância no parque gerador nacional, também nestas duas últimas décadas, notadamente como geração complementar, reduzindo riscos energéticos e elétricos sistêmicos. Essas centrais também são vulneráveis às mudanças climáticas, mas de maneira menos intensa que a geração hidrelétrica, conforme mostrado no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico), Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica) e Produto 4 (Metodologia para Uso Consuntivo da Água).

As gerações renováveis alternativas, que hoje ganham espaço no parque gerador, destacando-se que o parque eólico que já supera a capacidade térmica, também estão sujeitas às mudanças climáticas, e, em alguns casos de forma benéfica. A avaliação destes impactos é essencial para o planejamento da expansão, dada a realidade de redução de custos dessas alternativas, que as faz viáveis economicamente.

Não restam dúvidas, porém, que a geração hidrelétrica merece a priorização dos estudos de planejamento, dadas as consequências imediatas na operação e no planejamento de médio prazo. A variação nas afluências aos reservatórios das usinas hidrelétricas deve ser avaliada buscando o impacto conjunto no bloco hidráulico, que é um dos resultados do modelo NEWAVE. As previsões de afluências são tratadas por meio de um modelo periódico autorregressivo (PAR), que é alimentado por um conjunto de séries hidrológicas históricas transformadas em séries sintéticas, para

dar uma consistência estatística. As séries utilizam a premissa de que o modelo é estacionário, ou seja, o comportamento do passado irá se reproduzir no futuro tanto no nível como na sazonalidade. Esta premissa é posta em xeque com os efeitos verificados das mudanças climáticas.

Conforme apresentado no Produto 3 (Modelagem Climática para a Geração Elétrica) e Produto 4 (Metodologia para Uso Consuntivo da Água), já é possível ter uma simulação do comportamento das precipitações nas diversas regiões do Brasil a partir dos modelos climáticos globais. No item que trata dos modelos utilizados no planejamento da geração deste Produto foram apresentadas as iniciativas do CEPEL em incluir os modelos regionais aninhados aos modelos globais produzidos pelo INPE, ou seja, o Eta-MIROC e Eta-HadGEM, nos modelos MELP e NEWAVE. A EPE utilizou o modelo MDI (com um único patamar) para o PNE 2050. Este substituiu o MELP, apesar dos dois serem bastante semelhantes na formulação. Para o PDE 2027, a EPE utilizou o modelo NEWAVE e MDI (três patamares). Recentemente, a EPE contratou um conjunto de ferramentas, via licitação pública nacional com participação de empresas estrangeiras, fornecido pela PSR para aprimorar seu processo de planejamento da expansão e, eventualmente, substituir o modelo MDI. No entanto, este conjunto de ferramentas não aborda implicitamente os efeitos das mudanças climáticas. Conforme desenvolvido e aplicado no Projeto P&D 10 ANEEL, a Energia Assegurada pode ser calculada utilizando as séries simuladas do modelo HadGEM, estabelecendo uma forma de incorporar cenários de mudanças climáticas, o que seria recomendável nos modelos e procedimentos adotados atualmente no planejamento.

O programa MELP modela as aflúncias futuras através de um modelo determinístico, considerando uma série média e uma série crítica. Já o modelo MDI, desde a primeira vez que foi adotado pela EPE, no PDE 2026, utiliza um conjunto total de 10 séries de aflúncias futuras, entre críticas e não-críticas, para tomar uma decisão ótima de investimento. Atualmente, no PDE 2027, esse conceito de separação das hidrologias foi substituído por uma nova abordagem de seleção de séries. Essas séries poderiam ser obtidas a partir dos valores das aflúncias obtidas utilizando, por exemplo, o

MGB-IPH, utilizado no projeto de P&D 10 ANEEL e detalhado no Produto 4 (Metodologia para Uso Consuntivo da Água). Nesse projeto, foram simuladas as séries hidrológicas para os períodos 1961-90, 2011-40, 2041-70 e 2071-99. É possível, portanto, obter a série média e crítica para cada um destes períodos e observar as variações em termos relativos para serem utilizadas nos modelos MELP e MDI. É importante observar que os modelos regionais e os modelos climáticos não têm a intensão de reproduzir fielmente os períodos e os anos passados e futuros. O que se propõe é reproduzir comportamentos, frequências de ocorrências, etc. Desta forma, o ajuste de viés que se faz com o histórico observado no período de 1961-90 presta-se a apenas confrontar comportamentos. Sugere-se incorporar cenários advindos de cada modelo climático considerado (Eta-HadGEM, Eta-MIROC5 e outros) e de cada trajetória de aumento de concentração de CO<sub>2</sub> (forçante RCP 4.5, 8.5, por exemplo) na análise da oferta no longo prazo dos PNEs. Essa incorporação deve ser traduzida nos pares de séries de afluências média e crítica utilizadas como entrada no programa MELP. Para a análise de médio prazo dos PDEs em que o modelo NEWAVE se faz presente, seria recomendável a incorporação nas séries históricas que alimentam o processo de construção das séries sintéticas pelo GEVAZP da nova dinâmica das mudanças climáticas. Isso é possível analisando as séries simuladas dos cenários advindos dos MCGs substituindo, por exemplo, parte do histórico por resultados desses modelos.

Uma limitação relevante do NEWAVE para incluir as incertezas nas variáveis climáticas prende-se às centrais de energia renováveis (eólica, biomassa e solar), pois suas modelagens específicas não foram ainda introduzidas. A soma da capacidade instalada das fontes representa hoje quase 19% do total da matriz de energia elétrica nacional, excluindo-se as importações (ANEEL, 2018). Esse montante de geração é tratado como carga negativa no modelo, ou seja, mesmo as incertezas históricas não são representadas. É necessário modelar essas incertezas e suas relações com as variáveis climáticas para o cálculo da garantia energética a ser usada no planejamento. A partir disso, a incorporação dos efeitos das mudanças climáticas poderia ser feita de forma similar ao sugerido com as precipitações.

Merece alertar que está sendo desenvolvido pelo CEPEL um modelo de curto-prazo com períodos horários (DESSEM), a ser implantado em janeiro de 2020. Esse modelo definirá o despacho horário de cada central ao longo de uma semana. Em função do horizonte ser bastante curto, não é necessário adaptar este novo modelo aos efeitos das mudanças climáticas, visto que ele terá uma previsão semanal mais precisa no que se refere à disponibilidade das fontes primárias.

A mudança de padrão histórico, que já é sentida nos dias atuais na bacia do rio São Francisco e com grande possibilidade de já ser uma consequência das mudanças climáticas, tem levado o setor a desenvolver estudos de sensibilidade que avaliam o impacto da restrição hídrica nessa bacia. Os estudos apresentados no Produto 4 (Metodologia para Uso Consuntivo da Água), em que os efeitos das mudanças foram diretamente avaliados, mostram a necessidade de ir além de avaliação das sensibilidades e estabelecer cenários efetivos para utilização no planejamento de longo prazo que naturalmente reflete em ações e medidas de médio prazo. Isso evidencia a necessidade de se dissociar aspectos comerciais do planejamento de longo prazo, criando, entretanto, mecanismos que sinalizem e/ou compensem aos agentes os possíveis impactos resultantes das decisões do planejador.

Finalmente, nos estudos de mais longo prazo deveriam ser avaliados os efeitos climáticos, considerando cenários já comentados a exemplo dos resultados oriundos do P&D 10 ANEEL.

## 5.2 Previsão da demanda

Os modelos de previsão de demanda de curto-prazo utilizam a temperatura como um parâmetro importante de correlação com a variação da carga, principalmente nos segmentos comercial e residencial. Os efeitos das mudanças climáticas, notadamente as ondas de calor que têm sido verificadas, levam à necessidade de se melhorar os modelos usuais, normalmente com base em regressões sobre históricos.

O que se tem verificado nos países desenvolvidos é um grande descolamento das projeções econométricas com o mercado real, notadamente por causa de uma grande

penetração de novas tecnologias, como geração distribuída, armazenamento e equipamentos eficientes. Observa-se que, grande parte deste desenvolvimento tecnológico, foi consequência de políticas ambientais objetivando a redução de GEE.

Nas projeções de médio prazo (horizonte de cinco anos) há uma interface EPE-ONS no processo de previsão de carga, para os estudos e política de operação energética, além de intercâmbio de dados, informações e modelos computacionais. Os referidos efeitos das mudanças tecnológicas serão sentidos de forma mais intensa nesta etapa do planejamento, bem como os efeitos da variabilidade climática, que, como se disse, compromete os modelos econométricos na previsão da demanda. As práticas de cenários como BAU e de introduções tecnológicas não estão sendo capazes de captar essas evoluções, necessitando-se, pois, de construção de novos modelos e procedimentos para as projeções de demanda de longo e longuíssimo prazos.

A especialização dos estudos de demanda torna-se ainda mais necessária, dado que as mudanças climáticas têm efeitos geográficos distintos, com diferentes consequências sobre a sociedade, seja no consumidor final ou na produção. Hoje a prática do planejamento, para diferentes estudos, é a projeção da demanda em um processo *bottom up*, somando as projeções de diferentes agentes/regiões. Necessita-se evoluir para uma combinação de modelos *top down* com outros *bottom up*, permitindo, assim, incorporar os efeitos de maior escala nos estudos regionais, como é o caso das ameaças climáticas.

### 5.3 Planejamento da transmissão

Há dois aspectos relevantes nesse tema e que merecem atenção dos planejadores e operadores do sistema elétrico nacional: os critérios e os procedimentos associados à concepção das linhas, propriamente ditas, e os sistemas de transmissão, que envolvem um conjunto de linhas interligadas, incluindo as subestações. As mudanças climáticas têm levado ao aumento das intensidades das rajadas de vento e de chuvas e, em outros casos, criado condições mais favoráveis a queimadas, dados o aumento de temperatura e a redução da umidade. Essas ameaças expõem os ativos de geração a condições vulneráveis e, como consequência, os próprios sistemas de transmissão.

No Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico) foi apresentado um procedimento de estudo de vulnerabilidade no sistema de transmissão britânico, considerando a propagação de uma frente de mau tempo evoluindo sobre seu território ao longo de dias. Assim, foi possível levantar as ameaças sobre a rede elétrica geograficamente distribuídas, bem como avaliar qual seria a carta não atendida, considerando as características de fragilidade das linhas de transmissão. O corte de carga foi adotado como uma medida da vulnerabilidade sistêmica e a redução desta vulnerabilidade, face a melhorias na rede, é a medida de aumento de resiliência (PANTELI et al., 2016). A condição vigente hoje no planejamento da transmissão está distante do procedimento descrito, mas são evidentes os sinais dos órgãos envolvidos no planejamento e na operação que se fazem necessários estudos de criticidade da rede, notadamente em condições ambientais extremas, bem como o estabelecimento de critérios adicionais nos leilões de linha de transmissão, visando menor fragilidade dos ativos.

Há de se dizer uma vez mais que os estudos de vulnerabilidade são distintos dos estudos de confiabilidade, dado, principalmente, que o estabelecimento das ameaças é baseado em eventos extremos de baixa probabilidade de ocorrência.

Os estudos de vulnerabilidade fundamentarão os planos de melhoria de resiliência, conforme apresentado na sequência, que não só indicará reforços no sistema com novas linhas (expansão), mas, também, poderão indicar redução das fragilidades de linhas em operação, como reforços nas torres, mudanças de cadeias de isolamento, dentre outros.

Outro ponto importante, associado ao planejamento e aos leilões, refere-se às rotas a serem escolhidas para o assentamento das torres. Hoje, o roteamento é definido preliminarmente pela EPE, cabendo ao investidor a definição final do encaminhamento. Também, as condições ambientais extremas não têm sido consideradas nessas definições, mesmo sem considerar os impactos das mudanças climáticas. Parece necessário que os procedimentos de planejamento das linhas exijam estudos de vulnerabilidade, bem como se proceda estudos de vulnerabilidade

em intervalos regulares (por exemplo, a cada dez anos), que poderiam ser suportados pelos próprios proprietários dos ativos.

Além do exposto, é natural, por questões de custo de manutenção e sinergias construtivas, que vários circuitos sejam construídos próximos e, por isso, muitas vezes têm ameaças originárias de eventos de causa comum e estes acabam apresentando saídas forçadas conjuntas, quando de eventos intensos, como rajadas de vento, tempestades elétricas, etc., o que gera perdas múltiplas, podendo ocasionar *blackouts* não previstos pelo critério (N-1). As ameaças associadas às mudanças climáticas impactam, nestes casos, de forma muito intensa o sistema, podendo estes impactos terem caráter ainda mais abrangente que o descrito, correlacionando o aumento das ameaças com abrangência geográfica bastante ampla.

Conforme observado pela equipe da EPE, alguns locais susceptíveis a esses eventos já foram detectados e já se busca mudar a rota dos empreendimentos para que não fiquem adjacentes às linhas de transmissão existentes. Dado que estes fatos implicam numa avaliação melhor do critério (N-1), a EPE tem considerado isso de forma explícita nos trabalhos, como é exemplo análises em algumas regiões em que recentemente houve a presença de ciclones, como no estado de Santa Catarina.

Nos estudos de concepção das alternativas para suprimento a uma região, na fase de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental (Estudos R1), avaliam-se rotas diferentes de forma a reduzir riscos de quedas de torres ocasionada por eventos climáticos. Contudo, a melhor alternativa segundo esse critério pode não ser a que apresenta o mínimo custo global, levando a sobrecustos. A consideração de avaliar contingência múltiplas na fase de concepção é considerada pela EPE apenas como um critério adicional na fase de desempate das alternativas mais atrativas do ponto de vista econômico. Esse critério deve ser repensado, notadamente pela crescente magnitude das ameaças e pelo aprofundamento das vulnerabilidades, em decorrência do aquecimento global. Faz-se necessário incorporar atributos econômicos que valorizem a redução da vulnerabilidade (ou melhoria da resiliência) dos sistemas, como redução do risco de *blackouts*. Hoje, o custo incorrido quando de um grande

desligamento tem impactos tanto econômicos como sociais, destacando-se a segurança pública. Essas variáveis devem ser introduzidas na escolha das alternativas de expansão da transmissão.

A observação das tendências nas variáveis associadas aos cenários de mudanças climáticas, principalmente temperatura e vento, pode auxiliar ainda na avaliação do desempenho da rede quanto aos aspectos de eficiência e capacidade de transmissão dos ativos. Atualmente, a determinação das capacidades operativas sazonais de LTs a serem licitadas ou autorizadas e para análise de conformidade do projeto básico de uma LT é feita com base na Metodologia para Cálculo da Capacidade Sazonal de Projeto de Linhas de Transmissão a Serem Licitadas (ONS, 2016). Segundo essa metodologia, a capacidade de uma LT é calculada segundo critérios críticos de temperatura de operação considerando condições meteorológicas extremas (temperatura, vento e radiação solar). Essas condições são calculadas a partir de métodos determinísticos, com base em séries históricas, segundo metodologia proposta pela NBR5422. Nesse sentido, destaca-se a importância de utilização de resultados provenientes de modelos climáticos regionais acoplados a modelos globais para avaliar a influência de diferentes cenários de mudança climáticas na capacidade operativa. Essa análise pode ser feita não apenas para o planejamento, mas também para empreendimentos em operação de forma a verificar vulnerabilidades e fragilidades da infraestrutura existente. Dessa forma, uma melhor caracterização dos atributos de confiabilidade poderá subsidiar os estudos de planejamento da transmissão, tendo em vista que as características de falha de determinado ativo existente podem variar em função de parâmetros como tempo de operação e localização geográfica, por exemplo.

Finalmente, a EPE também tem procurado recomendar que os estudos de caracterização e análise socioambiental (Relatório R3) apontem a existência de efeitos climáticos severos, principalmente em regiões com evidências de rajadas de vento, de modo que os projetos das linhas prevejam reforços adicionais nas estruturas das torres. Contudo, não é um critério bem definido nas diretrizes dos estudos nem tampouco é vislumbrado esta preocupação na fase de concepção da

alternativa (Estudos R1) de modo que ficará a cargo do empreendedor considerar tais reforços. Ou seja, não é uma exigência na fase de leilão. Além do mais, embora a nova linha vá existir por décadas, não se considera a evolução dessas ameaças, como seria recomendável com as mudanças do clima.

#### 5.4 Planejamento do sistema elétrico

Entende-se, aqui, sistema elétrico como sendo o conjunto dos ativos de geração e transmissão interligados e a carga a ser atendida. Como já descrito, todos esses ativos estão sujeitos aos efeitos das mudanças climáticas, em maior ou menor grau. O planejamento desses sistemas divide-se, basicamente, na operação (quando o parque é estático) e na expansão (quando o parque produtor é dinâmico). Enquanto os modelos de expansão estão preocupados em incorporar os efeitos das mudanças climáticas, em todos os modelos de operação pesquisados não existe menção quanto à inclusão desses câmbios.

Na operação de curto-prazo, os dados de previsão são disponibilizados para períodos muito curtos, em que a dinâmica da mudança do clima não se faz presente. Por exemplo, os modelos ANAREDE e ANATEM são os utilizados pela EPE para os estudos em regime permanente e regime transitório da rede elétrica. Não há necessidade de modificar esses modelos para adequá-los às mudanças climáticas, mas é necessário avaliar os critérios de planejamento como os critérios de confiabilidade e de resiliência da rede frente a eventos extremos. O critério (N-1) continua a ser o critério adotado, ou seja, a rede elétrica deve operar satisfazendo os demais critérios sem a presença de um elemento da rede. Em alguns pontos onde se faz necessário um atendimento especial, considerando a importância estratégica para o Brasil, o MME pode definir um critério diferenciado de confiabilidade “N-2”, ou seja, o sistema elétrico deve ser capaz de suportar a perda de até dois de seus elementos, e sua adoção resultará em ganhos na qualidade, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica à capital do país. Foi o caso do suprimento de energia a Brasília-DF, onde se fez necessária a publicação da Portaria MME no 276/2013.

O planejamento tanto da operação como da expansão, em alguns casos, observa o impacto sistêmico de falhas (se é aceitável o nível de corte de carga), avaliando a profundidade dos danos associados e recomendando, caso necessário, medidas atenuadoras. Em princípio, esse é um estudo de vulnerabilidade, faltando, entretanto, descrever a ameaça que dá origem à falha. Caracteriza-se mais como um estudo de criticidade. Seguem dois casos relevantes para ilustrar o descrito.

O primeiro é o caso do risco da eventual perda de dois bipolos do rio Madeira. Na época da concepção da alternativa de expansão das usinas do Madeira já havia tecnologia para a construção de um único bipolo. Contudo, para escoar a energia das usinas de Santo Antônio e Jirau para a região Sudeste foi recomendado que o escoamento ocorresse por dois bipolos - 2 sistemas de transmissão, com duas linhas de transmissão em cada sistema. Os dois bipolos juntos têm capacidade para escoar 6.300 MW. Recentemente, foi verificado um problema no eletrodo de terra do Bipolo 2, o que fez com que o ONS impusesse restrições no escoamento da energia das usinas através dos bipolos de forma a evitar riscos catastróficos. Sem esse equipamento atuando de forma correta, um desligamento em uma das linhas pode ocasionar a perda integral do bipolo 2 e de toda a energia por ele transportada. Com a restrição, por medida de segurança, o escoamento de energia total pelas linhas de transmissão ficou limitado a 4.700 MW até que seja estabelecido o eletrodo de terra do Bipolo 2.

O segundo refere-se ao que ocorreu na interligação Tucuruí-Macapá-Manaus, onde o operador utiliza geração térmica levando em conta o risco de contingências duplas no 500 kV e no 230 kV (LT Lechuga - Manaus), em razão de ambas interligações serem em circuito duplo de mesma torre. Entretanto, para as situações de perdas duplas de mesma torre é dimensionada a geração térmica mínima para garantir a efetividade do sistema de rejeição de carga.

Além do aspecto capacidade disponível, a rede deve operar com níveis de tensão satisfatórios pós-falta, assim como ter um desempenho dinâmico satisfatório. Esses critérios definem o plano de expansão da rede e indicam os limites de intercâmbio entre regiões.

Assim como na transmissão, os ativos de geração podem estar fortemente correlacionados, seja considerando as tendências de afluências energéticas, como centrais eólicas em mesma região, seja nos estudos de segurança dos ativos físicos, como se dá nas cheias de hidrelétricas em cascata. Para as térmicas, por exemplo, um aumento regional de temperatura poderá restringir a capacidade geradora de todas as centrais localizadas na região afetada, comprometendo a operação do sistema.

Um instrumento importante na operação dos sistemas elétricos, seja para fins energéticos, tanto quanto para fins elétricos, são os sistemas de armazenamento. Na expansão indicativa do plano decenal mais recente (PDE 2027) já está sendo considerado as tecnologias de armazenamento, como por exemplo baterias. O principal atributo comentado no decenal é que elas tenham baixo custo fixo, já que seu papel no sistema seria similar ao de um seguro, ou seja, operarem por curtos períodos de tempo. Para tanto, o modelo computacional de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE, passou a representar a curva de carga em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, o que favorece a decisão de implementá-las.

Como dito anteriormente, estudos climáticos regionais devem ser incorporados nos estudos dos sistemas elétricos, pois podem existir fortes correlações entre as falhas motivadas por eventos climáticos. Há ainda a necessidade de se avaliar de forma continuada o comportamento das variáveis climáticas e, se possível, tentar prevêê-las, tendo em vista a intensidade das mudanças climáticas.

Os estudos convencionais de análise de contingência levam a crer que, quanto mais malhado for o sistema, mais confiável ele é. Entretanto, em estudos de vulnerabilidade sistêmica, em que as ameaças ocorrem geograficamente espalhadas e muitas vezes simultâneas sobre os ativos da rede elétrica, uma forte interconexão faz propagar com maior profundidade e abrangência os efeitos das interrupções das linhas. É importante que o planejamento observe se os esquemas praticados pela operação nas emergências múltiplas terão efetividade. Ou seja, ter um critério em que

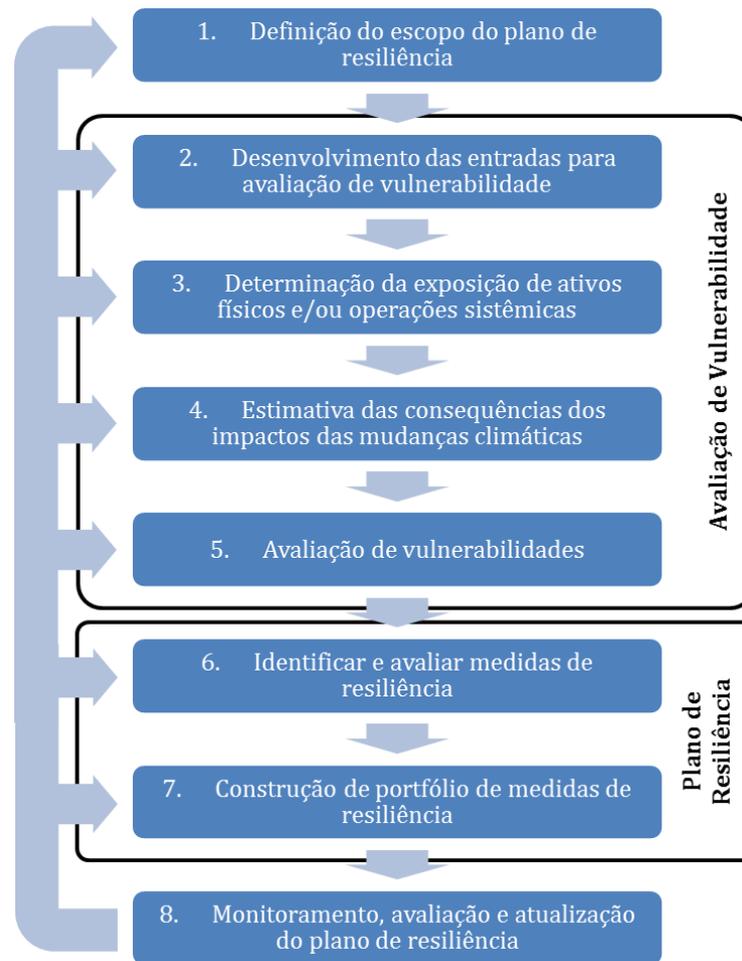
se defina qual o corte de carga aceitável para se manter a resiliência do sistema dentro de um nível aceitável.

## 5.5 Estudos de vulnerabilidade de ativos físicos/sistemas e planos de resiliência

Em várias oportunidades deste texto destacou-se a necessidade de se realizar estudos de vulnerabilidade e a implementação de ações para melhoria de resiliência, tanto para ativos elementares, quanto para os sistemas.

Apresenta-se, pois, uma proposição de se criar uma etapa de planejamento denominada Plano de Resiliência, ainda inexistente nos procedimentos atuais no Brasil, mas que já têm sido implementadas em vários países, atendendo as novas necessidades da sociedade e do setor elétrico, em consequência dos câmbios climáticos vividos.

Com base no que se apresentou no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico) e levantou-se neste Produto, adaptando-se o que foi apresentado por (DOE 2016), propõe-se um fluxograma para a elaboração de planos de resiliências, entendendo-se o Plano de Resiliência como sendo um planejamento de ações e investimentos a serem feitos de forma hierárquica para reduzir a vulnerabilidade de um ativo físico específico ou de um sistema elétrico mais complexo, face às ameaças associadas às mudanças climáticas, conforme apresentado na Figura 26.



**Figura 26 - Fluxograma para elaboração do plano de resiliência.**

As etapas descritas nesta figura podem ser, de forma sumária, assim descritas:

1. Definição do escopo do plano de resiliência
  - a. Motivações (mudanças climáticas);
  - b. Definição do foco (produção ou consumo);
  - c. Descrição técnica (geração, transmissão, distribuição e consumo, ativos elementares ou sistemas);
  - d. Delimitação geográfica e social (regiões e características gerais);
  - e. Consideração dos tipos de eventos climáticos a serem considerados (tendências e/ou eventos críticos).
2. Desenvolvimento das entradas para avaliação de vulnerabilidade
  - a. Levantar os principais impactos a serem analisados;

- b. Identificar e levantar as informações e dados necessários para caracterizar os riscos climáticos futuros e os possíveis impactos;
  - c. Selecionar quais cenários de mudança climática serão considerados;
  - d. Escolher quais projeções climáticas, recursos de dados e ferramentas usar.
3. Determinação da exposição de ativos físicos e/ou operações sistêmicas
- a. Identificar os tipos de ameaças relacionadas às mudanças climáticas e às vulnerabilidades associadas ao ativo/sistema do setor elétrico focado;
  - b. Definir os métodos para avaliação da vulnerabilidade;
  - c. Entender as limitações das estimativas das variáveis focadas oriundas dos modelos climáticos de grande escala e dos métodos de regionalização (*downscaling*);
  - d. Estabelecer métodos de medição dos danos como procedimento de avaliação da vulnerabilidade;
  - e. Modelagem técnica dos ativos/sistemas para fins de avaliação dos danos.
4. Estimativa das consequências dos impactos das mudanças climáticas
- a. Definir metodologia de avaliação de custos dos impactos climáticos (monetizáveis, como investimentos e custos operacionais, e não monetizáveis, como custos ambientais e sociais, ou outras formas de se associar a intensidade do impacto);
  - b. Considerar, se necessário, os efeitos extraordinários sobre os custos, como em caso de catástrofes;
  - c. Calcular os custos associados às ameaças para os elementos/sistemas definidos.
5. Avaliação de vulnerabilidades
- a. Agrupamento dos ativos/sistemas para o desenvolvimento do estudo;
  - b. Definir de forma técnica a ameaça (intensidade associada a um risco ou cenário, por exemplo);

- c. Estabelecer critérios para ordenamento das vulnerabilidades dos ativos/sistemas (matriz de risco-dano, por exemplo).
6. Identificar e avaliar medidas de resiliência
  - a. Identificar opções para melhorar a resiliência de ativos/sistemas;
  - b. Estimar custos de medidas de resiliência;
  - c. Estabelecer critérios para ordenar as ações de melhoria de resiliência (análise incremental da vulnerabilidade face a investimentos, por exemplo).
7. Construção de portfólio de medidas de resiliência
  - a. Avaliar as medidas de resiliência;
  - b. Priorizar e selecionar medidas de resiliência;
  - c. Integrar as ações de melhoria de resiliência com planos de expansão;
  - d. Estabelecer o plano de melhoria de resiliência;
8. Monitoramento, avaliação e atualização do plano de resiliência
  - a. Monitorar a implementação do plano de resiliência;
  - b. Atualização das informações e modelos de mudanças climáticas;
  - c. Atualização das informações técnicas do ativo/sistema;
  - d. Avaliação do impacto desta atualização no plano de resiliência;
  - e. Atualização do plano de resiliência usando novas informações e experiência recente.

Embora tem-se claro que a implementação desse processo em todos os níveis de planejamento e para todos os tipos de ativos físicos exija muito tempo, entende-se que deve se ter uma primeira seleção, considerando aspectos regionais e técnicos, para priorizar os ativos e os sistemas que serão submetidos a esse planejamento. Os dados recentes de rompimento de linhas ou de extravasamento excessivo em vertedores podem ser elementos importantes para esta definição, além de se aproveitar os critérios já implementados pela EPE, como o “N-2” para algumas regiões, que poderiam ser substituídos por bons planos de resiliência, que acusariam ou não tais exigências.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Produto deixou evidenciado o significativo esforço que está sendo realizado em nível internacional para desenvolver instrumentos que possam suportar a formulação de políticas públicas e o planejamento no setor energético incluindo os efeitos das mudanças climáticas. Entretanto, não há ainda procedimentos e modelos consolidados para servir de referencial, quando se trata do setor elétrico. As maiores preocupações e esforços estão centrados na avaliação das ameaças associadas às mudanças climáticas e as vulnerabilidades das infraestruturas (ativos físicos), conforme já mostrado no Produto 2 (Estado da Arte da Vulnerabilidade do Setor Elétrico). Em termos sistêmicos, pouco ainda se tem para este setor.

O levantamento realizado das práticas e modelos adotados no Brasil evidenciaram que já existe uma preocupação com o tema em pauta, notadamente no nível do Plano Nacional de Energia, que se suporta nos estudos de matriz energética. Entretanto, ao se avançar nos estudos do setor elétrico, os efeitos climáticos ainda são tratados de forma acessória, muitas vezes em análises posteriores de sensibilidade. Não existem processos e modelos consolidados para estudos eletro-energéticos, embora haja uma consciência institucional de suas necessidades.

Do ponto de vista da incorporação dos novos conceitos de vulnerabilidade e resiliência no planejamento e análise dos ativos e sistemas do setor elétrico, nada foi detectado no sentido de estabelecer novos procedimentos e critérios. Assim, propôs-se, à luz de experiências internacionais, um fluxograma para se implementar um plano de melhoria de resiliência, que pode ser adaptado a diferentes ativos e sistemas do setor elétrico. Este instrumento (procedimento) tem sido implementado em vários países com economia avançada.

Finalmente, conclui-se que há a necessidade de uma orquestração em nível nacional para se construir os instrumentos institucionais necessários para avançar no sentido de se ter um sistema elétrico robusto para enfrentar os efeitos das mudanças climáticas, que ora já mostram seus efeitos.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADGER, W. N., S; AGRAWALA, M. M. Q; MIRZA, C. Assessment of adaptation practices, options, constraints and capacity. In *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, eds. M. L. Parry, O. F. Canziani, J. P. Palutikof, P. J. van der Linden, and C. E. Hanson. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 717-743. 2007.
- Agência Internacional de Energia-AIE. *Oil 2017-Analysis and Forecasts to 2022*. 144 pages. 2017.
- AMATO, A. D.; RUTH, M.; KIRSHEN, P.; HORWITZ, J. Regional energy demand responses to climate change: methodology and application to the commonwealth of Massachusetts. *Climatic Change*. V. 71, p. 175–201, 2005.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso: 23 nov. 2018.
- Annual Energy Outlook 2017 with Projections to 2050; U.S. Energy Information.
- ARENT, D.J.; TOL, R.S.J.; FAUST, E.; HELLA, J.P.; KUMAR, S.; STRZEPEK, K.M.; TÓTH, F.L.; YAN, D. Key economic sectors and services. In: *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Field, C. B., et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p. 659-708, 2014.
- BAKER, J.A., III, PAULSON JR, H.M.; FELDSTEIN, M.; SHULTZ, G.P.; HALSTEAD, T.; STEPHENSON, T.; MANKIW, N.G.; WALTON, R. The Conservative Case for Carbon Dividends. Climate Leadership Council, 2017.

- BARNETT, T.; MALONE, R.; PENNELL, W.; STAMMER, D.; SEMTNER, B.; WASINGTON, W. The effects of climate change on water resources in the West: introduction and overview. *Climatic Change*, v. 62, p. 1-11, 2004.
- BARRON, A.R.; FAWCETT, A.A.; HAFSTEAD, M.A.; MCFARLAND, J.R.; MORRIS, A.C. Policy insights from the EMF 32 study on US carbon tax scenarios. *Climate Change Economics*, v. 9, n. 01, 1840003, 2018.
- BEARD, L. M. et al. Key Technical Challenges for the Electric Power Industry and Climate Change. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 25, n. 2, pp. 465-473, 2010.
- BOUSSALIS, C.; COAN, T.G.; HOLMAN, M.R. Climate change communication from cities in the USA. *Climatic Change*, p. 1-15, 2018.
- BROWN, C.; GHILE, Y.; LAVERTY, M.; LI, K. Decision scaling: Linking bottom-up vulnerability analysis with climate projections in the water sector. *Water Resources Research*, v. 48, n. 9, 2012.
- BRUCKNER T.; et al. Energy Systems. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [EDENHOFER, O., et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, p. 511-597, 2014.
- BURNETT, D.; BARBOUR, E.; HARRISON, G. P. The UK solar energy resource and the impact of climate change. *Renewable Energy*, v. 71, p. 333-343, 2014.
- CARTER, T.P., PARRY, M.L.; HARASAWA, H. IPCC technical guidelines for assessing climate change impacts and adaptations. University College London, London.1994.
- Centro Clima/COPPE/UFRJ. Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050: Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental. PROJETO IES-Brasil – 2050. Relatório Técnico. 2016.
- CEPEL, MATRIZ - Modelo de Projeção de Matriz Energética, disponível em <http://www.cepel.br/produtos/matriz-modelo-de-projecao-de-matriz-energetica.htm>. Acesso: 10 de nov. 2018.

- CEPEL. Treinamento CEPEL - DESSEM, 2018. 37 Slides.
- CHANDRAMOWLI, S. N.; FELDER, F. A.. Impact of climate change on electricity systems and markets – A review of models and forecasts. Sustainable Energy Technologies and Assessments 5, 62-74. 2014.
- CIGRE. Mercados e Regulamentação de Energia Elétrica, 2012.
- CISCAR, C.J.; DOWLING, P. Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector. Energy Economics, v. 46, p. 531-538, 2014.
- COMMEND. User Guide - Web Version: Updated for LEAP2018 – Disponível em:  
<<https://www.energycommunity.org/Help/leap.htm#t=Concepts%2FIntroduction.htm>>. Acesso em: 10 nov. 2018.
- Database of State Incentives for Renewables & Efficiency® (DSIRE) Website; <http://www.dsireusa.org/> (Accessed October 01, 2018).
- DAVENPORT, C (2016). Carbon pricing becomes a cause for the World Bank and I.M.F. The New York Times.
- DEETJEN, T.A.; CONGER, J.P.; LEIBOWICZ, B.D.; WEBBER, M.E. Review of climate action plans in 29 major US cities: Comparing current policies to research recommendations. Sustainable cities and society, 2018.
- DOE. US energy sector vulnerabilities to climate change and extremeweather. Washington DC: U.S. Department of Energy. 2013.
- DOE - U.S. Department of Energy. Effects of Climate Change on Federal Hydropower. Report to Congress 20585, Washington DC, 2013b.
- DOWLING, P. The impact of climate change on the European energy system. Energy Policy, v. 60, p. 406-417, 2013.
- EIA. Fossil fuels still dominate U.S. energy consumption despite recent market share decline. 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26912>>. Acesso em: 15 out. 2018.
- EIA. Energy Information Administration, U.S. Natural Gas Prices, 2018. Disponível em: <[https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_pri\\_sum\\_dcu\\_nus\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_a.htm)>. Acesso em: 15 out.2018.

- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, 2018: Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>.
- EPE. Balanço Energético Nacional: Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>.
- EPE. Plano Nacional de Energia - 2050, 2018: Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050>>.
- EPE. Plano Nacional de Energia - 2030, 2006: Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>.
- EPE. Planejamento da expansão da Transmissão, 2005. 14 Slides.
- EPE. O Novo Planejamento Energético do Brasil, 2016. 14 Slides.
- EPRI. Preliminary insights from EPRI's regional model. Retrieved March 6, 2012, from Electric Power Research Industry: Disponível em: <[http://www.scstatehouse.gov/committeeinfo/EnergyAdvisoryCouncil/AdditonalComments/NiemeyerPrism2 forPURCEAC022511.pdf](http://www.scstatehouse.gov/committeeinfo/EnergyAdvisoryCouncil/AdditonalComments/NiemeyerPrism2%20forPURCEAC022511.pdf)>. Acesso em: 15 out.2018.
- ESHRAGHI, H.; QUEIROZ, A.R.de.; DECAROLIS, J.F. US Energy-Related Greenhouse Gas Emissions in the Absence of Federal Climate Policy. *Environmental science & technology*, v. 52, n. 17, p. 9595-9604, 2018.
- Faustino, G. C.: O Impacto no Custo Marginal de Operação do Sistema Elétrico Devido a Frustração da Disponibilidade das Usinas Termoelétricas, Universidade Federal de São Carlos, SP, Brasil, 2014.
- FISCHEDICK, M.; R. SCHAEFFER, A.; ADEDOYIN, M. In: Mitigation Potential and Costs. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [EDENHOFER, O.; PICHS-MADRUGA, R.; SOKONA, Y. (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.

- FISCHER, C.; NEWELL, R.G. Environmental and technology policies for climate mitigation. *Journal of Environmental Economics and Management*, v. 55, n. 2, p. 142–162, 2008.
- FISHBONE, L. G.; ABILOCK, H. Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. *International journal of Energy research*, v. 5, n. 4, p. 353-375, 1981.
- GARCIA, R. R. A. Projeção das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) da matriz energética do Estado de Minas Gerais: 2005-2030. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - Universidade Federal de Itajubá. Orientador: Afonso Henriques Moreira Santos. 2009.
- GAUDARD, L.; ROMERIO, F. ; VALLE, F.D; et al. Climate change impacts on hydropower in the Swiss and Italian Alps”, *Sci. Total Environment*, vol. 493, pp. 1211–1221, 2014.
- GAUDARD, L.; ROMERIO, F. The future of hydropower in Europe: interconnecting climate, markets and policies. *Environ. Sci. Pol*, v. 37, p. 172–181, 2014.
- GEA-Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future. International Institute for Applied Systems Analysis, Vienna, Austria and Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. 2012.
- GERLAK, A.K.; WESTON, J.; MCMAHAN, B.; MURRAY R.L.; MILLS-NOVOA, M. Climate risk management and the electricity sector. *Climate risk management*, v.9, p. 12-22, 2018.
- GHILE, Y.B.; TANER, M.U.; C. BROWN, GRIJSEN, J.G.; TALBI, A. Bottom-up climate risk assessment of infrastructure investment in the Niger River Basin. *Climatic Change*, v. 122, p. 97–110, 2014.
- GINAID, A. ; MARZANO, L.G.B. ; SABOIA, C.H.M. . INCORPORAÇÃO DE CRITÉRIOS SOCIOAMBIENTAIS NA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. In: XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2017, Blumenau.

- Global Change Assessment Model (GCAM). Retrieved 15, February, 2013 from Global Change Assessment Model (GCAM)-Main Page, PNNL-UMD Disponível em: <[http://wiki.umd.edu/gcam/index.php/Main\\_Page](http://wiki.umd.edu/gcam/index.php/Main_Page)>. Acesso em: 15 out.2018.
- GOLOMBEK, R.; KITTELSEN, S.A.; HADDELAND, I. Climate change: impacts on electricity markets in Western Europe. *Climatic Change*; v. 113, p. 357-370, 2012.
- GRUBLER, A.; BAI, X., BUETTNER, T.; DHAKAL, S.; FISK, D.J.; ICHINOSE, T.; KEIRSTEAD, J.E.; SAMMMER, G.; SATTERTHWAITE, D.; SCHULZ, N.B.; SHAH, N. Urban energy systems. 2012.
- GUIDATI, G.; SOOTHILL, C. Fighting Climate Change in the Energy Sector – A Holistic View. *Energy Procedia*. v. 114, p. 7550-7563, 2017.
- HARRISON, G.P.; WHITTINGTON, H.B.W.; WALLACE, A.R. Climate change impacts on financial risk in hydropower projects”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, p. 1324-1330, 2003.
- HDIDOUAN, D.; STAFFELL, I. The impact of climate change on the levelised cost of wind energy. *Renewable Energy*, v. 101, p.575-592, 2017.
- HEAPS, C.. 8th Annual Workshop on Energy Planning and LEAP, Bariloche, Argentina, June 2009.
- HOWDEN, S. M.; CRIMP, S.J. Effect of climate and climate change on electricity demand in Australia. *CSIRO Sustainable Ecosystems*. 2001.
- IPCC. Intergovernmental panel on climate change – First assessment report. Cambridge, Great Britain; New York, NY, USA and Melbourne, Australia: Cambridge University Press. 1990.
- IPCC. Inter-governmental panel on climate change – Fourth assessment report (AR4). Cambridge, UK; New York, US: Cambridge University Press. 2007.
- IPCC. Inter-governmental panel on climate change – Second assessment report. Cambridge, UK; New York, US: Cambridge University Press. 1995.
- IPCC. Inter-governmental panel on climate change – Third assessment report. Cambridge, UK; New York, US: Cambridge University Press. 2001.

- IPCC. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, EDENHOFER, O.; PICHES-MADRUGA, R.; SOKONA, Y.; FARAHANI, E.; et al. (eds.). Cambridge University Press, New York. 2014.
- IPCC. Climate change 2007: Impacts, adaptation and vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Ed. PARRY, M. L.; CANZIANI, O. F.; PALUTIKOF, J. P.; VAN DER LINDEN, P. J.; HANSON, C. E..Cambridge University Press, Cambridge, UK, 976 p. 2007.
- ISSAC, M.; VAN VUUREN, D. P. Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change. Energy Policy, v. 37, n. 2, p. 507-521, fev., 2009.
- JUSTINO, T.C.; MELO, A. C. G.; MACULAN, N.; MACEIRA, M. E. P.. "Consideração de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração por meio de Métodos de Apoio à Decisão Multicritério", XIX Latin-Iberian-American Conference on Operations Research - CLAIO, Lima, Perú, Setembro de 2018a.
- JUSTINO, T.C.; MELO, A. C. G.; MACULAN, N.; MACEIRA, M. E. P.. "Uma Abordagem baseada em Métodos de Apoio à Decisão Multicritério para o Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração considerando Emissões de Gases de Efeito Estufa", XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica - SEPOPE, Recife, Setembro de 2018b.
- KELLY, D.; KOLSTAD, C. Integrated assessment models for climate change control. In International yearbook of environmental and resource economics. Eds: H. Folmer, & T. Tietenberg. 1998.
- LISBOA, M. L. V.; Damázio, J. M.; SABÓIA, C. H. M.; MARZANO, L. G. B.; MACEIRA, M. E. P.. Incorporação de Representação de Risco Hidrológico Adotada no MELP na Modelagem Integrada de Sistemas Energéticos. In: XXII SNPTEE, 2013, Brasília.

- LISBOA, M. L. V.; DAMAZIO, J. M.; SABÓIA, C. H. M.; MACEIRA, M. E. P.; MELO, A. C. G.; HOLLAUER, G.; MASILI, G.; PATUSCO, J. M.. MATRIZ - Modelo para Estudos Interligados de Planejamento de Longo Prazo Para o Sistema Energético Brasileiro. In: XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2012, Rio de Janeiro.
- LISBOA, M.L.V. ; MARZANO, L. G. B. ; SABOIA, C.H.M. ; DAMÁZIO, J.M. . Representação do Sistema de Gás Natural no Modelo Computacional MELP. In: XI SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2009, Belém.
- LISBOA, M.L.V. ; MARZANO, L. G. B. ; SABOIA, C.H.M. ; MACEIRA, M.E.P. ; MELO, A.C.G. . A mixed-integer programming model for the long term generation expansion planning of brazilian system. In: 16th Power Systems Computation Conference, 2008, Glasgow.
- LISBOA, M.L.V. ; MARZANO, L. G. B. ; SABOIA, C.H.M. ; MACEIRA, M.E.P. ; MELO, A.C.G. ; MOULIN, L. S. . Validação do Modelo MELP para Utilização no Plano Nacional de Energia. In: XIX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro.
- LOULOU, R., GOLDSTEIN, G., NOBLE, K., 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. ETSAP.
- LOULOU, R., REMNE, U., KANUDIA, A., LEHTILA, A., Goldstein, G., 2005. Documentation for the TIMES Model - PART I 1-78.
- LUCENA, A.F.P.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.S. Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system. Global Environmental Change, v. 20, n. 2, p. 342-350, 2010.
- MACEIRA, M.E.P et al. Análise dos Efeitos das Mudanças Climáticas no Setor Elétrico Brasileiro em Termos de Mitigação e Adaptação, XIV SEPOPE, Recife, Set 2018.
- MACEIRA, M. E. P.; PENNA, Débora Dias Jardim ; LIMA, André Luiz Diniz S. ; PINTO, R. J. ; MELO, Albert Cordeiro Geber de ; VILASBOA, C. ; CRUZ, C. B. . Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in

- Official and Agent Studies in Brazil : Main Features and Improvements on the NEWAVE Model. In: Power Systems Computation Conference. PSCC, 2018, Dublin.
- MAINVILLE, M.; BRISSETTE, F.; KRAU, S.; LECONTE, R. Adaptation to Climate Change in the Management of a Canadian Water-Resources System Exploited for Hydropower. *Water Res. Man.*, v. 23, p. 2965-2986, 2009.
  - MANSUR, E. T.; MENDELSON, R.; MORRISON, W. Climate change adaptation: a study of fuel choice and consumption in the US energy sector. *J Environ Econ Manag*; v. 55, n. 2, p. 175–193, 2008.
  - MARZANO, L. G. B.; MACEIRA, M.E.P. ; LISBOA, M.L.V. ; JUSTINO, T.C. ; PENNA, D.D.J. ; DUARTE, V.S. ; SABOIA, C.H.M. ; MELO, A.C.G. . OBTAINING MID-TERM GENERATION EXPANSION PLAN OF HYDRO DOMINATED SYSTEM BY COMBINING SHORT AND LONG-TERM ENERGY EXPANSION PLANNING TOOLS. In: 17th Power Systems Computation Conference, 2011, Estocolmo.
  - MCPHERSON, M.; KARNEY, B.; Long-term scenario alternatives and their implications: LEAP model application of panama's electricity sector. *Energy Policy* 68 (2014)146–157. 2014.
  - MIDEKSA, TK KALBEKKEN, S. the impact of climate change on electricity market: a review. *Energy policy* v.38, p. 3579-3585, 2010.
  - MILLER, N. L. et al. Climate, extreme heat, and electricity demand in California. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v. 47, n. 6, p. 1834-1844, 2008.
  - MITCHELL, C.; SAWIN, J. L.; POKHAREL, G. R.; KAMMEN, D.; WANG, Z.; FIFITA, S.; JACCARD, M.; LANGNISS, O.; LUCAS, H.; NADAI, A.; TRUJILLO BLANCO, R.; USHER, E.; VERBRUGGEN, A.; WÜSTENHAGEN, R.; YAMAGUCHI, K. Policy, Financing and Implementation. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [EDENHOFER, O. ; PICHS-MADRUGA, R.; SOKONA, Y.; SEYBOTH, K.; MATSCHOSS, P.; KADNER, S.; ZWICKEL, T.; EICKEMEIER, P. ; HANSEN, G.; SCHLÖMER, S.; VON STECHOW, C. (eds)],

- Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- MME; EPE. Matriz Energética Nacional 2030. Brasília, 2007.
  - MOOMAW, W.; YAMBA, F.; KAMIMOTO, M.; MAURICE, L.; NYBOER, J.; URAMA, K.; WEIR, T. Introduction. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [EDENHOFER, O.; PICHES-MADRUGA, R.; SOKONA, Y. ; SEYBOTH, K.; MATSCHOSS, P.; KADNER, S.; ZWICKEL, T.; EICKEMEIER, P.; HANSEN, G.; SCHLÖMER, S.; VON STECHOW, C. (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
  - NHTSA. Corporate Average Fuel Economy. 2012. Available at: <<https://www.nhtsa.gov/laws-regulations/corporate-average-fuel-economy>>. Accessed 01 Oct, 2018.
  - NREL. Regional energy deployment system (ReEDS). Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory – Department of Energy. 2011.
  - NYKVIST, B.; NILSSON, M. Rapidly Falling Costs of Battery Packs for Electric Vehicles, Nature Climate Change, v. 5, n. 4, p. 329–332; 2015. DOI: 10.1038/nclimate2564.
  - OECD, Air and GHG emissions (indicator). 2018. doi: 10.1787/93d10cf7-en.
  - OECD. Economic aspects of adaptation to climate change: Costs, benefits and policy instruments. Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris. 2008.
  - ONS. Metodologia para Cálculo da Capacidade Sazonal de Projeto de Linhas de Transmissão a Serem Licitadas. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <[http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2016-08-01-NT\\_Sazonal\\_LTs.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2016-08-01-NT_Sazonal_LTs.pdf)>. Acesso em: 20 nov.2018.
  - PANTELI, M.; PICKERING, C.; WILKINSON, S.; DAWSON, R.; MANCARELLA, P.; Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modelling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures, IEEE Trans. Power Syst., Early Access, Dec. 2016.

- PARKINSON, S.C.; DJILALI, N. Robust response to hydro-climatic change in electricity generation planning. *Climatic Change*, v. 130, n. 4, p. 475-489, 2015.
- PARKPOOM, S.; HARRISON, G. P.; BIALEK, J. W. Climate change impacts on electricity demand. *Proc. of the 39th UPEC*, v. 1342, p. 1346, 2004.
- PEREIRA, A. O.; Matriz Energética do Estado do Rio de Janeiro: 2017-2031 / Amaro Olimpio Pereira Junior (Coord.), Secretaria da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro: Synergia, 2018.
- PETERSON S. The contribution of economics to the analysis of climate change and uncertainty. Kiel (Germany): Kiel Institute of World Economics; 2004.
- PSR. Alterações de Padrões Climáticos e Hidrológicos e Avaliação da Melhor Representação Energética de Séries de Vazões Naturais., 2017. 43 Slides.
- RAMSEUR, J.R.; MCCARTHY, J.E. EPA’s Clean Power Plan: Highlights of the Final Rule, Congressional Research Service 7-5700. 2016.
- RGGI - Regional Greenhouse Gas Initiative, CO2 Budget Trading Program, Inc., founded in 2009. Available at: <<https://www.rggi.org/rggi>>. Accessed: 01 out. 2018.
- RICE, J.; MOSS, R. P. R.; ANDERSON, K. iRSEM initiative: understanding decision support needs for climate change mitigation and adaptation. Richland, Washington: Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). 2010
- ROADMAP, Energy. 2050. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brussels, v. 15, p. 12, 2011.
- ROSENTHAL, D. H.; GRUENSPECHT, H. K. Effects of global warming on energy use for space heating and cooling in the United States. *Energy*. V. 16. N. 2, 1995.
- RUTH, M.; LIN, A. C. Regional energy and adaptations to climate change: methodology and application to the state of Maryland. *Energy Policy*; v. 34, p. 2820–2833, 2006.
- SABOIA, C.H.M. ; LISBOA, M.L.V. ; MARZANO, L. G. B. ; MACEIRA, M.E.P. . Modelo de Planejamento da Expansão da Geração de Longo Prazo do Sistema Elétrico

- Brasileiro Considerando Restrições Ambientais. In: XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2012, RIO DE JANEIRO.
- SANTOS, A. H. M.; DUARTE, P. S.; CRUZ, R.A.P.; RIBEIRO, M. N. O modelo TALITA (Tática para Avaliação Lógica de Índices Técnicos e Ambientais) para a prospecção da expansão de longo prazo. In: VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2010, São Paulo. VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2010.
  - SANTOS, A. H. M.; CRUZ, R.A.P.; MAGALHÃES, R.N. As potencialidades e restrições do LEAP para o desenvolvimento da matriz energética. In: VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2010, São Paulo. VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2010.
  - SCHAEFFER, R., SZKLO, A.; NOGUEIRA, L. A. H., E SANTOS, A. H. M. Matriz Energética de Minas Gerais 2007 a 2030, Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ (PPE) e Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). 2007.
  - SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; MACHADO, G. Matriz energética brasileira - 2003-2023. Relatório técnico, PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2004.
  - SELJOM, P.; ROSENBERG, E.; FIDJE, A.; HAUGEN, J.E.; MEIR, M.; REKSTAD, J.; JARLSET, T. Modelling the effects of climate change on the energy system—A case study of Norway. *Energy policy*, v.39, n. 11, p. 7310-7321, 2011.
  - Senate Bill No. 100 CHAPTER 312, September 10th, 2018. Available at: <<http://consideringthegrid.com/wp-content/uploads/2018/09/2018.09.13-CA-SB-100.pdf>>. Accessed: October 01, 2018.
  - SMIT, B., I; BURTON, R. J. T; KLEIN. The science of adaptation: A framework for assessment. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, v. 4, p. 199-213, 1999.
  - SMIT, B., I. BURTON, R. J. T. KLEIN. An anatomy of adaptation to climate change and variability. *Climatic Change* v. 45, p. 223-0251, 2000.

- SMIT, B., O; PILIFOSOVA, I; BURTON, B. Adaptation to climate change in the context of sustainable development and equity. In Climate change 2001: Impacts, adaptation, and vulnerability. Cambridge University Press. 2001.
- Secretária de Saneamento e Energia (SSE) do Estado de São Paulo. Matriz Energética do Estado de São Paulo 2035. 2011.
- STAKHIV, E. Evaluation of IPCC evaluation strategies. Institute for Water Resources, U.S. Army Corps of Engineers, Fort Belvoir, VA, draft report. 1993.
- SUGANTHI, L.; SAMUEL, A. Energy models for demand forecasting – A review. Renewable Sustainable Energy Rev. V. 16, p. 1223–1240, 2012.
- SZKLO, A.; TOLMASQUIM, M.T. Plano de Longo Prazo. Projeção da Matriz 2022. 2002.
- SZKLO, A.; TOLMASQUIM, M.T. Elaboração da Matriz Energética Brasileira para 2020 - CT-3 (CNPE). 2001.
- SZKLO, A.; TOLMASQUIM, M.T. A Energia na Virada do Milênio: A Matriz Energética do Brasil - 1998-2010. 1. ed. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, v. 1, 2000, 542 p.
- The TEMOA Project | Tools for Energy Model Optimization and Analysis. Available at: <<http://temoaproject.org/>>, Accessed: 15 oct. 2018.
- TOPDAD. Securing the EU'S energy future Adapting our energy system to climate change. Result of the ToPDAd research project, 2012-2015. p.1-8, set., 2015. Disponível em: <<http://www.topdad.eu/news/brief-of-topdads-results>>. Acesso em: 13 nov. 2018.
- UKCIP. Identifying adaptation options. UKCIP Technical Report, United Kingdom Climate Impacts Programme, Oxford. 2007.
- US Solar Market Insight – Q4 2017, GTM Research, and SEIA. 2017, <https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2017-q4>.
- US Climate Change Science Program (CCSP). (2008). Effects of climate change on energy production and use in the United States, synthesis and assessment product 4.5. Washington, DC.

- US DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). Climate Change and the Electricity Sector: DOE Guide for Climate Change Resilience Planning. 2016.
- US EIA. The national energy modeling system: an overview. Retrieved March 4, 2012, from US energy information administration: <http://205.254.135.24/oiaf/aeo/overview/>.
- US EPA. Clean air markets. Retrieved from US Environment Protection Agency: <http://www.epa.gov/airmarkt/progsregs/epa-ipm/pastmodeling.html>. (2012).
- US GCRP. National Climate Assessment and Development Advisory Committee (NACDAC) Report. US Global Change Research Program. 2013. <[Http://ncadac.globalchange.gov/](http://ncadac.globalchange.gov/)>.
- VANRHEENEN, N.T.; PALMER, R.N.; HAHN, M.A. Evaluating potential climate change impacts on water resources systems operations: case studies of Portland, Oregon and Central Valley, California. Water Resources Update, v. 124, p. 35–50, 2003.
- VICTOR, N.; NICHOLS, C.; ZELEK, C. The US power sector decarbonization: Investigating technology options with MARKAL nine-region model. Energy Economics, 2018.
- VINE, E. Adaptation of California’s electricity sector to climate change. Climatic Change, v. 111, n. 1, p. 75–99, mar., 2012.
- VOISIN, N.; HAMLET, A.F.; GRAHAM, L.P.; PIERCE, D.W.; BARNETT, T.P.; LETTENMAIER, D.P. The role of climate forecasts in western US power planning. Journal of applied meteorology and climatology, v.45, n. 5, p. 653-673, 2006.
- WERON R. Modeling and forecasting electricity load and prices – A statistical approach. Sussex, England: John Wiley and Sons Ltd; 2006.
- WILBANKS, T. J.; V. BHAJ, D. E; BILELLO, S. R.; et al. Introduction. In Effects of climate change on energy production and use in the United States, a report by the U.S. Climate Change Science Program and the Subcommittee on Global Change Research, Washington, D.C. 2007.

- WHITTINGTON, H.W.; GUNDRY, S.M. Global climate change and hydroelectric resources. Eng. Sci. and Educ. Journal, v. 7, p. 29-34, 1998.
- WORLD BANK. Climate Impacts on Energy Systems Key Issues for Energy Sector Adaptation. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank. NW Washington, DC. 2011 p 224.
- YIN, H., POWERS, N. Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation? Energy Policy, v. 38, n. 2, p. 1140-1149, 2010.
- YOPHYA, H.; JEFFREY, B.Y.; CHIEH-YUC, P. The long-term forecast of Taiwan's energy supply and demand: LEAP model application. Energy Policy, v. 39, n. 2011, p. 6790-6803, 2011.

## 8 ANEXO: AGENTES ENVOLVIDOS E SUAS COMPETÊNCIAS

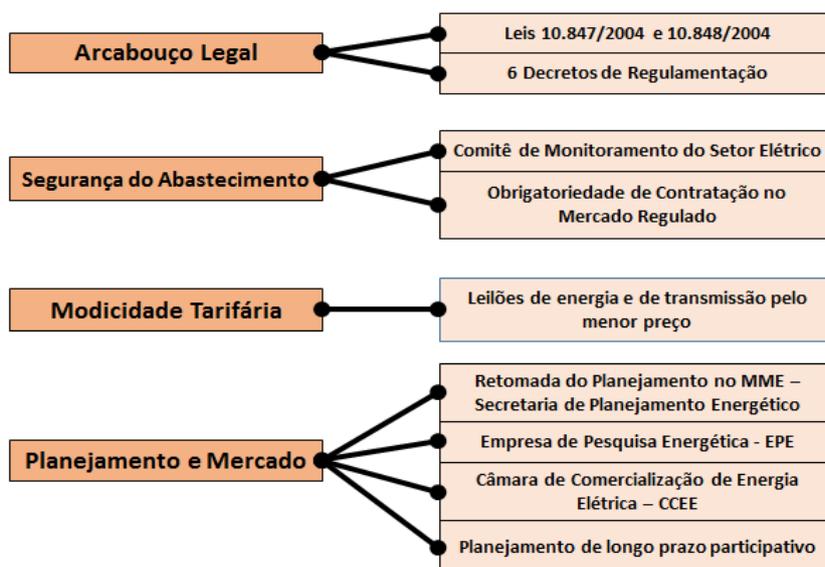
Após o racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002 ficou evidenciada a fragilidade e ineficiência do setor elétrico sendo necessário uma reestruturação do setor, com surgimento de Leis e criação de órgãos e programas voltados para essa necessidade.

A partir de 2002, passou-se a licitar os projetos de expansão do sistema que estavam em análise pela Aneel. Contudo, o processo de planejamento não foi integralmente assumido pelo MME, que sempre foi o responsável pelo assunto.

De forma de resgatar e assumir a responsabilidade do Estado das condições de infraestrutura básica para dar sustentação ao desenvolvimento econômico e social do país, um novo modelo do setor elétrico resultou na publicação das Leis 10.847 e 10.848, em 2004, que tratou da criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e novas regras de comercialização de energia elétrica. Todo esse cenário tem como fundamento básico:

- A segurança do suprimento de energia elétrica, para dar sustentação ao desenvolvimento do país;
- A modicidade tarifária, para fornecer a competitividade da economia e a inserção social de toda a população no atendimento desse serviço público, e;
- Trouxe a estabilidade do marco regulatório para atrair investimentos para a expansão do setor elétrico.

A Figura 27 apresenta um resumo do novo modelo do setor elétrico, com a consolidação do Modelo do Setor Elétrico.



**Figura 27 - Consolidação do Modelo do Setor Elétrico.**

A Figura 28 sintetiza as principais mudanças institucionais implementadas no novo modelo, destacam-se a criação de uma instituição responsável por realizar estudos que subsidiam o planejamento do setor elétrico a longo prazo (EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica que pode autorizar despachos fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica -CCEE).

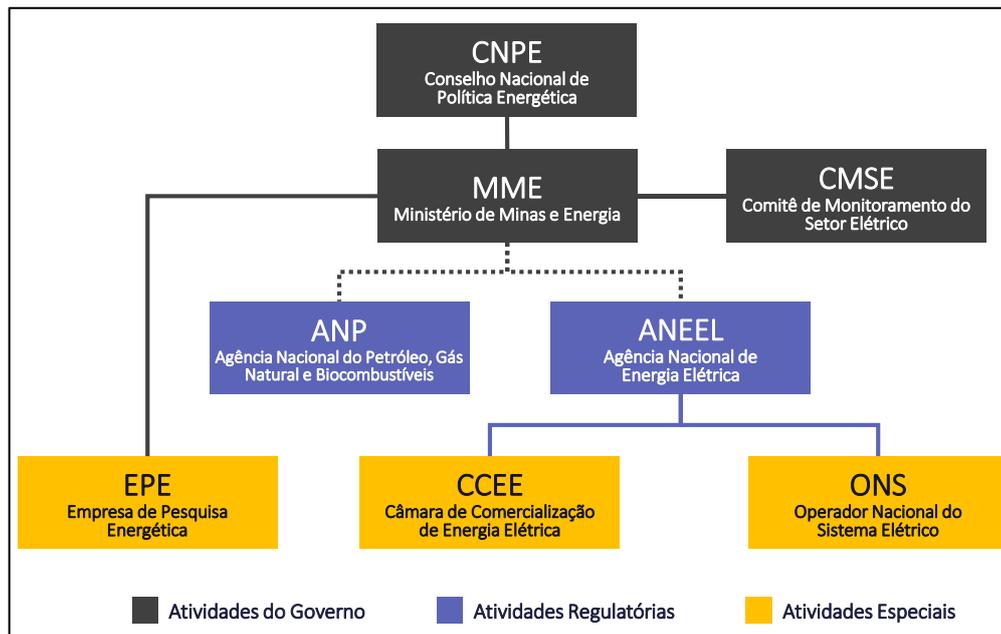
No sistema brasileiro, a geração de energia efetiva, determinada pelo ONS, é dissociada da comercialização de energia entre os agentes. As diferenças entre os fluxos de energia comercializada e efetivamente gerada ou consumida são apuradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e liquidadas mensalmente pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que espelha o CMO definido pelo ONS, limitado a piso e teto definidos anualmente pela ANEEL.



**Figura 28 - Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.**

Fonte: Faustino, A. UFSCAR (2014).

Ao ser implantado, em 2004, o atual modelo do setor elétrico brasileiro criou novas instituições e alterou funções de outras já existentes. A Figura 29, apresenta a atual estrutura do setor. As atividades de governo são exercidas pelo CNPE, MME e CMSE. As atividades regulatórias e de fiscalização são exercidas pela ANEEL. As atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE.



**Figura 29 - Organograma do setor elétrico.**

**Fonte: EPE (2016).**

A criação da EPE foi a retomada do planejamento da expansão. A obrigatoriedade de contratação de 100% e a consolidação dos leilões de compra das distribuidoras, com contratos de longo prazo, foram assegurados os recebíveis e facilitado a obtenção de financiamento, com estabelecimento de regras para o financiamento dos mercados regulado e livre. Uma alteração significativa está relacionada à forma de realização de leilões, que aboliu o critério de maior preço pelo projeto e passou a utilizar o critério de menor tarifa, colaborando para a modicidade tarifária ao consumidor cativo.

Os geradores, que não têm ingerência sobre a sua produção, comercializam contratos de energia obrigatoriamente lastreados por suas garantias físicas. Portanto, além de todo o consumo estar lastreado por contratos, todo contrato está respaldado por garantia física.

Além disso, o novo modelo possibilitou a criação de um ambiente propício à convivência de empresas estatais e privadas.

O planejamento integrado dos recursos energéticos foi tradicionalmente negligenciado devido às barreiras institucionais que naturalmente dificultavam a

promoção desse objetivo. Para os outros segmentos do setor energético eram realizadas apenas alguns exercícios de extrapolação das demandas dos recursos energéticos e dos coeficientes técnicos do Balanço Energético Nacional (BEN).

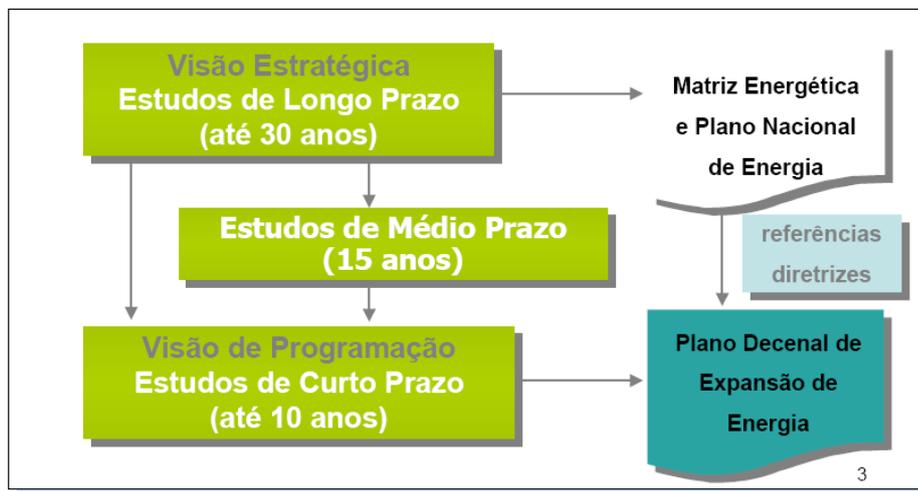
Havia a necessidade de se definir estudos de planejamento que quantificassem metas para as políticas energéticas, ou seja, estudos de caráter mais conjuntural. Também foram reativados os Estudos de Inventário das Bacias Hidrográficas.

De modo a conciliar estrategicamente pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos e recursos energéticos, foi necessária uma reestruturação do planejamento energético nacional. Neste contexto, era necessário envolvimento no planejamento do setor de combustíveis, gás natural, etc., de modo a subsidiar uma política energética integrada e aderente à realidade e às necessidades do país.

A EPE tem como objetivo legal elaborar estudos e análises que nortearão as escolhas do Estado com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz de todo o setor de energia. Cabe à EPE a elaboração de estudos, projetos e atividade de planejamento energético, incluindo o tratamento de questões socioambientais, em apoio à execução de atividades na área do planejamento do setor energético sob responsabilidade do MME. Tanto na área de energia elétrica quanto na de petróleo e gás se ressentia de uma visão sistêmica e agregada, essencial para formulação de diretrizes e políticas setoriais e para orientar a ação do governo na área energética. Seu funcionamento, a partir de 2005, permitiu ao MME integrar os estudos energéticos do país, melhorando sua capacidade de exercer o papel constitucional que é atribuído ao Executivo. Destaca-se que a EPE 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 (Art. 2º da Lei nº 10.847/2004).

O planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro vem sendo feito através de uma sequência de estudos que considera horizontes temporais decrescentes e aproximações sucessivas das decisões até a tomada de decisão efetiva.

O planejamento energético do Brasil é responsabilidade do MME. Os estudos e pesquisas da EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME, no âmbito da política energética nacional. Os estudos vêm sendo desenvolvidos atualmente em diversas etapas ilustradas na Figura 30.



**Figura 30 - Relação estudos e planejamentos para a expansão do setor elétrico.**

**Fonte: EPE (2006).**

No Brasil, o setor energético é largamente dependente do uso de fontes renováveis, principalmente da hidroeletricidade, que hoje responde por mais 85% da produção de energia elétrica no país. A disponibilidade e a confiabilidade das fontes renováveis, porém, dependem de condições climáticas, que podem sofrer alterações em consequência das mudanças no clima global relacionada principalmente à emissão de gases de efeito estufa. Entretanto, o planejamento energético de longo prazo no Brasil ainda não considera os potenciais impactos das mudanças climáticas no sistema elétrico brasileiro, e tampouco os custos decorrentes desses efeitos, que podem impactar todos os empreendedores, inviabilizando projetos, quanto sobre a sociedade, aumentando o preço da energia. Os principais estudos de planejamento a cargo da EPE são os seguintes:

- Estudos de cenários macroeconômicos que fundamentam todos os estudos energéticos;
- Estudos associados ao BEN e à expansão da Matriz Energética Nacional;

- Estudos associados aos Planos de Expansão de Energia (PDE e PNE) publicados pelo MME, envolvendo: projeção de demanda dos diversos energéticos, tecnologias de geração e expansão do sistema de geração elétrica, expansão do sistema de transmissão elétrica, produção de petróleo e gás natural, oferta de derivados do petróleo, oferta de gás natural, oferta de biocombustíveis, eficiência energética e análise socioambiental;
- Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária (PEMAT), publicados pelo MME;
- Estudos de inventário das bacias hidrográficas, incluindo a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) das bacias.

Paralelamente aos estudos do planejamento decenal da transmissão, a EPE elabora anualmente o Programa de Expansão da Transmissão – PET, no qual é indicado o conjunto de linhas e subestações de transmissão cuja instalação é prioritária, subsidiando o estabelecimento das concessões a serem licitadas no curto prazo. Esse programa de obras é consolidado pelo MME, incorporando também os reforços da rede elétrica indicados pelo ONS. Além disso, a EPE elabora e divulga documentos que correspondem à consolidação de dados e análises periódicas do mercado de energia, dentre os quais vale destacar:

- Resenhas mensais do Mercado de Energia Elétrica;
- Boletim Trimestral de Conjuntura Energética;
- Anuário Estatístico de Energia Elétrica;

Devem ser ainda citados os estudos de inventário de bacias hidrográficas, os estudos de viabilidade técnico-econômica de empreendimentos de geração hidrelétrica, a elaboração das avaliações ambientais integradas – AAI e os estudos socioambientais de empreendimentos hidrelétricos.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) determinou que o Ministério de Minas e Energia (MME) instituísse a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) que tem como finalidade garantir a coerência e a integração das metodologias e programas

computacionais utilizados pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A Portaria MME nº 47/2008, regulamentou a CPAMP, sob coordenação da Secretaria Executiva do MME, com a seguinte composição:

- MME: Secretaria Executiva, Secretaria de Energia Elétrica, Secretaria de Planejamento Energético;
- Agência Nacional de Energia Elétrica;
- Empresa de Pesquisa Energética;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL participará das reuniões da CPAMP e prestará a assessoria técnica necessária aos trabalhos da mesma. Na condução das suas atividades, a Comissão poderá convidar representante de outros órgãos, entidades e associações vinculadas ao Setor Elétrico Brasileiro. A CPAMP poderá constituir Grupos de Trabalho para realização de estudos específicos e possui as seguintes atribuições:

- Metodologia de aversão ao risco;
- Função do custo do déficit de energia;
- Definição da quantidade de reservatórios equivalentes;
- Número e fronteira dos submercados;
- Horizonte de simulação dos modelos computacionais;
- Modelo de previsão de afluências;
- Representação probabilística das usinas não despacháveis ou não simuladas individualmente; e
- Representação da curva de carga.

O planejamento da operação do sistema é de responsabilidade exclusiva do ONS que coordena, de forma centralizada, a operação do SIN, prepara os Procedimentos de Rede e executa o programa de operação, sob regulação e fiscalização da ANEEL.

Embora as atribuições de cada órgão estejam bem definidas, as atividades de planejamento da expansão e da operação são complementares.

A EPE colabora no processo dos leilões de diferentes formas, na fase que antecede o processo licitatório, o qual se inicia com a publicação do edital pela Aneel. Citam-se, dentre outras, as seguintes atividades:

- Participação no grupo de trabalho que trata da sistemática dos leilões, subsidiando o estabelecimento dessa sistemática pelo MME;
- Sistematização do processo de cadastramento dos empreendimentos;
- Análise dos dados informados, incluindo estudos de otimização orçamentária no caso dos empreendimentos hidrelétricos;
- Habilitação técnica dos empreendimentos, incluindo a análise do licenciamento ambiental, da declaração de reserva de disponibilidade hídrica e do acesso à rede elétrica;
- Cálculo das garantias físicas dos empreendimentos;
- Estabelecimento dos parâmetros e condicionantes técnicos que fazem parte do edital preparado pela ANEEL;
- Cálculo dos montantes de energia associados aos Leilões de Reserva;
- Cálculo do preço teto dos empreendimentos hidrelétricos e do custo marginal de referência dos leilões, como subsídio para a definição desses itens pelo MME.

Os estudos realizados pela EPE são instrumentos para o planejamento eletroenergético que tem papel de subsidiar o MME no processo de planejamento de modo a possibilitá-lo avaliar e definir cursos de ação futuros utilizando os recursos disponíveis, dentro de um adequado período de tempo. Nestes estudos devem ser avaliadas as características técnicas, econômicas e ambientais dos empreendimentos. O planejamento do setor elétrico é fundamental para assegurar a continuidade do abastecimento e/ou suprimento ao menor custo, com o menor risco e com os menores impactos sócios econômicos.