

São Paulo, 15 de outubro de 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Exmo. Sr. Wellington Moreira Franco
Ministro

Ref.: Consulta Pública nº 56 de 2018 sobre o planejamento da transmissão seus estudos, o plano de outorgas e demais desdobramentos para a sua operacionalização.

Senhor Ministro,

A Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, na qualidade de representante do setor, vem, respeitosamente, por meio desta missiva, parabenizar e prestar o apoio institucional ao Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de propor, por meio da Consulta Pública nº 56/2018, a determinação de diretrizes para o planejamento da transmissão de energia elétrica em busca do aprimoramento da gestão dos processos de trabalho, como condição necessária para que se alcancem resultados estratégicos para o setor elétrico.

O ato transparente de trazer para consulta um instrumento normativo com o alinhamento da governança do poder público, suas estratégias e processos, demonstra maturidade e interesse em perseguir um diálogo construtivo com todos os agentes do mercado de energia para que as suas experiências e entendimentos possam contribuir, de fato, para o aprimoramento do setor elétrico.

Assim como exposto na Nota Técnica Nº 77/2018/DPE/SPE, embora estruturada e operacional, a área de planejamento de transmissão do MME não possui normativos descrevendo o seu processo de atuação, competências e interlocução com outras entidades. Então, considerando o processo já existente, foi sugerida por este Ministério uma regulamentação aproveitando o conhecimento existente e aperfeiçoando-se gargalos antes identificados.

Em tempos recentes, a expansão do sistema de geração no Brasil tem sido afetada de forma significativa por restrições de capacidade de transmissão para o escoamento da produção de novas usinas que buscam conexão ao Sistema Interligado Nacional – SIN. As razões para tal passam por uma série de gargalos, mas podemos dizer que o principal está ligado à necessidade de coordenação entre a transmissão e a geração, com atenção tanto ao planejamento como à implantação de novas instalações.

Nesse contexto, corroborando com a estratégia de lapidar as estruturas existentes, gostaríamos de nos aprofundar na expansão da transmissão para compartilhar o resultado do estudo contrato pela ABEEólica para a PSR que avaliou os impactos e aprimoramentos à coordenação da expansão de transmissão e geração para uma operação sem restrições. Especificamente ao tema proposto na CP em referência, o módulo 4 desse trabalho traz eventuais propostas de aprimoramentos ao planejamento proativo da expansão da Rede Básica.

Para que mecanismos possam dar efetivamente suporte à competição na expansão de geração, deve-se adotar procedimentos específicos de tomada de decisão sob incerteza, com especial atenção às incertezas oriundas da situação

em que os prazos de implantação de obras requerem que a transmissão seja dimensionada antes de se conhecer a localidade e os montantes de geração a serem incorporados à rede. E, naturalmente, isto deve ser feito com critérios e metodologias que garantam os mínimos custos globais para o sistema, conforme requisito citado inciso II, § 1º do Art. 7º da portaria proposta.

Sobre o inciso VI, § 1º do Art. 7º, corroboramos integralmente com a necessidade de envolvimento prévio com os órgãos ambientais licenciadores, pois há efeitos diretos das etapas de licenciamento socioambiental sobre os prazos para a implantação de instalações de transmissão. Prazos esses que não devem ser subestimados, assim como não devem ser descartadas, quando viável, as antecipações das atividades de licenciamento.

Considerando o Parágrafo Único do Art. 2º, que diz que os estudos expansão de curto, médio e longo prazo têm como principal objetivo a indicação das ampliações das instalações da Rede Básica necessárias para o atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica, temos uma diretriz clara em busca do planejamento proativo de expansão e, para isso, devemos perseguir alguns objetivos gerais:

1 - Construir um conjunto de macrocenários e parâmetros para a expansão do sistema de transmissão, que devem diferir suficientemente entre si de forma a capturar um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para o planejamento da expansão da transmissão.

2 - Permitir que o planejamento da transmissão se antecipe à expansão do sistema de geração, com capacidade de escoamento de transmissão suficiente para dar suporte à competição em leilões de energia.

3 - As instalações de transmissão identificadas através do planejamento proativo devem ser flexíveis o suficiente para dar suporte a diferentes cenários de expansão competitiva da geração, resultando em uma solução de mínimo custo global para o sistema.

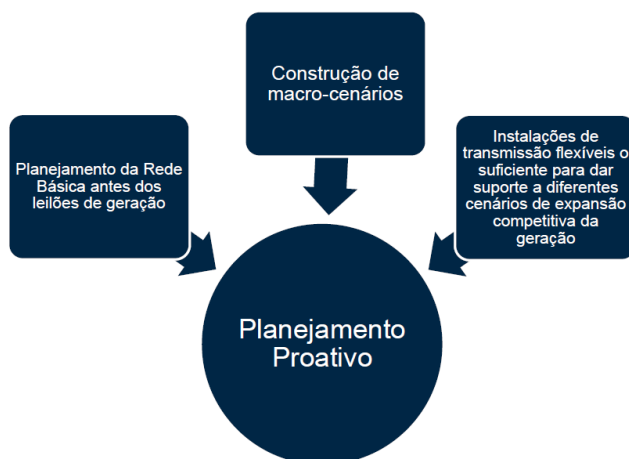


Figura 1: Visão Geral do Planejamento Proativo da Transmissão – Fonte: PSR

Os chamados macrocenários são cenários de variáveis que representam *drivers* para a expansão dos sistemas de geração e transmissão no longo prazo como, por exemplo, despesas de capital (*capex*) requeridas para a implantação de instalações de transmissão, custos de capital relevantes para a determinação de requisitos de remuneração de

investidores, custos de combustível, restrições e custos socioambientais para a expansão do sistema, efeitos de mudanças climáticas sobre estatísticas descritivas de disponibilidade de recursos energéticos renováveis e outros.

As variáveis mencionadas são determinantes para o planejamento proativo e futura expansão do sistema devido à necessidade de melhor representação do cenário real e dificuldades de atribuir uma probabilidade aos cenários de sua evolução futura e, por isso, as propostas que serão detalhadas objetivam a construção de cenários e determinação de informação relevante sobre projetos candidatos. Vencida a etapa dos macrocenários passamos finalmente às propostas de critérios e metodologia de planejamento proativo da expansão da transmissão.

Em resumo, pois o estudo detalhado inclusive com estudo de caso ilustrativo encontra-se anexo, segue abaixo quadro com as principais propostas sugeridas e seus respectivos objetivos.

Grupo	Proposta	Objetivos
Construção de cenários e determinação de informação relevante sobre projetos candidatos	Criar processos formais de obtenção de informação para construção de macrocenários para planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.	Garantir, para a criação de macrocenários, que seja utilizada a melhor informação pública disponível, incluindo aquela informação revelada pelo mercado através de processos competitivos.
	Para a criação de macrocenários para planejamento proativo do sistema de transmissão, considerar como diretiva a obtenção de macrocenários que difiram suficientemente entre si de forma a capturar um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para este processo. Os macrocenários devem referir-se a, além de informações sobre a demanda de energia elétrica, parâmetros que representam <i>drivers</i> para a competitividade de distintos projetos de geração. Os macrocenários construídos (e os planos <i>proativos</i>) são submetidos a consulta pública.	Obter cenários adaptados ao uso em abordagem de planejamento sob critério de minimização do máximo custo sistêmico, que capturem intervalo suficientemente amplo para garantir o suporte à competição nos leilões de energia, sob cenários distintos de variação de <i>drivers</i> de preço para energia.
	Ao determinar as instalações de transmissão candidatas para a expansão do sistema de transmissão, gerar estimativas <i>conservadoras</i> dos prazos requeridos para a implantação de ativos, considerando não apenas sua construção, mas também as etapas de licitação e licenciamento. Em particular, gerar estimativas de prazos requeridos para a etapa de licenciamento ambiental até a obtenção da Licença Prévia da linha de transmissão. Informações sobre custos e restrições socioambientais que afetem a escolha da rota da linha e, portanto, os custos e prazos de implantação também devem ser levantadas.	Permitir a incorporação, no processo de decisão de planejamento proativo da expansão da transmissão, de informação conservadora sobre prazos de implantação de ativos.
Critérios e metodologia de planejamento proativo da expansão da transmissão	Tratamento de incertezas sobre cenários para a expansão da transmissão utilizando critério de minimização do máximo custo sistêmico, ao longo dos macrocenários. A coordenação do planejamento centralizado e determinativo da expansão da transmissão e do planejamento descentralizado da geração através de competição em ambiente de mercado é modelada sob premissa de que sinais de preço são suficientes para mercado entregar solução ótima global.	Tomar decisões <i>robustas</i> , sob o critério de minimização do máximo custo sistêmico, que resultem em suficiente capacidade de transmissão troncal para dar suporte à competição em leilões de energia.
	Utilizar abordagem de otimização com problema em dois estágios: (i) são tomadas decisões únicas sobre início de obras críticas de transmissão cuja implantação deve ocorrer também de forma <i>imediata</i> , considerando a melhor estratégia para tratar as necessidades de diferentes macrocenários futuros; (ii) considera-se que as decisões centralizadas sobre obras de transmissão cuja implantação pode ser iniciada <i>no futuro</i> pode se adaptar a cada macrocenário, à medida que a incerteza se resolver. Admite-se, que as decisões do mercado sobre a expansão da geração também podem se adaptar aos macrocenários, dado os prazos de implantação de geração atualmente inferiores àqueles de grandes obras de transmissão.	Garantir coerência temporal nas decisões: ao determinar o plano de expansão do sistema de transmissão, levar explicitamente em conta a realidade atual, de que os tempos requeridos para a construção de grandes projetos <i>greenfield</i> de transmissão são superiores àqueles necessários para a implantação de diversos projetos de geração.
Critérios e metodologia de planejamento proativo da expansão da transmissão	No caso de instalações de transmissão para as quais há viabilidade de <i>antecipar etapas de preparação do projeto</i> , identificar já na etapa de planejamento a necessidade/otimalidade da antecipação de tais etapas de preparação como <i>opções reais</i> para a expansão do sistema de transmissão.	Quando viável e desejável, utilizar a antecipação de etapas de preparação do projeto como um instrumento de gestão de riscos de atrasos no processo da expansão da transmissão.
	Outras características da abordagem proposta: (i) uso de horizonte de planejamento que permita a identificação da necessidade/otimalidade de planejamento com redundâncias estruturais; (ii) consideração de candidatos que envolvam reforços com soluções tecnológicas para aumento de capacidade de instalações de transmissão <i>brownfield</i> ; (iii) uso de otimização como ferramenta de auxílio à tomada de decisão, ao menos em etapa que precede a execução de estudos elétricos detalhados.	Objetivos variados, discutidos na seção correspondente.

Figura 2: Visão Geral dos Aprimoramentos Propostos – Fonte: PSR

Ilustrativamente, o processo de planejamento proativo da transmissão se inicia com a obtenção das informações para estudo do macrocenário, na sequência são aplicadas as diretrizes quanto à construção do macrocenário e então aplicados os critérios e metodologias para definição da expansão do sistema.

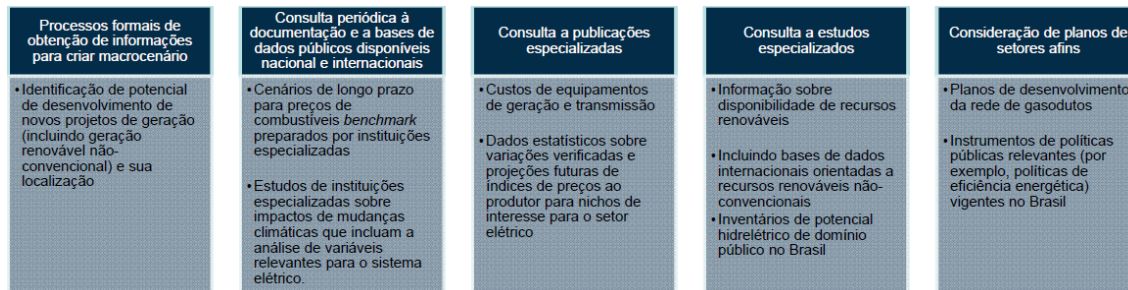


Figura 3: Obtenção da Informação de Macrocenários – Fonte: PSR

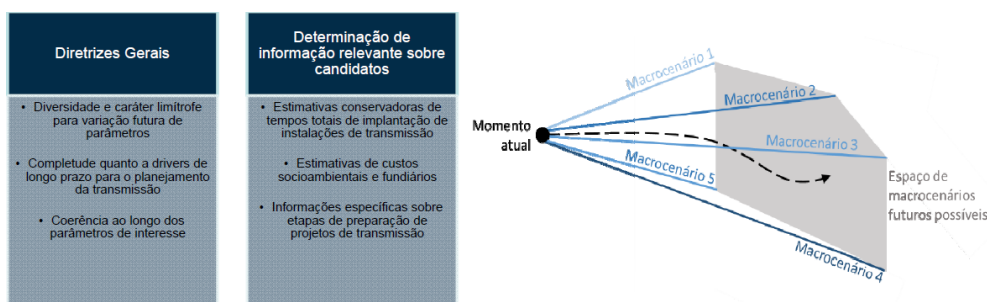


Figura 3: Construção e Conteúdo dos Macrocenários – Fonte: PSR

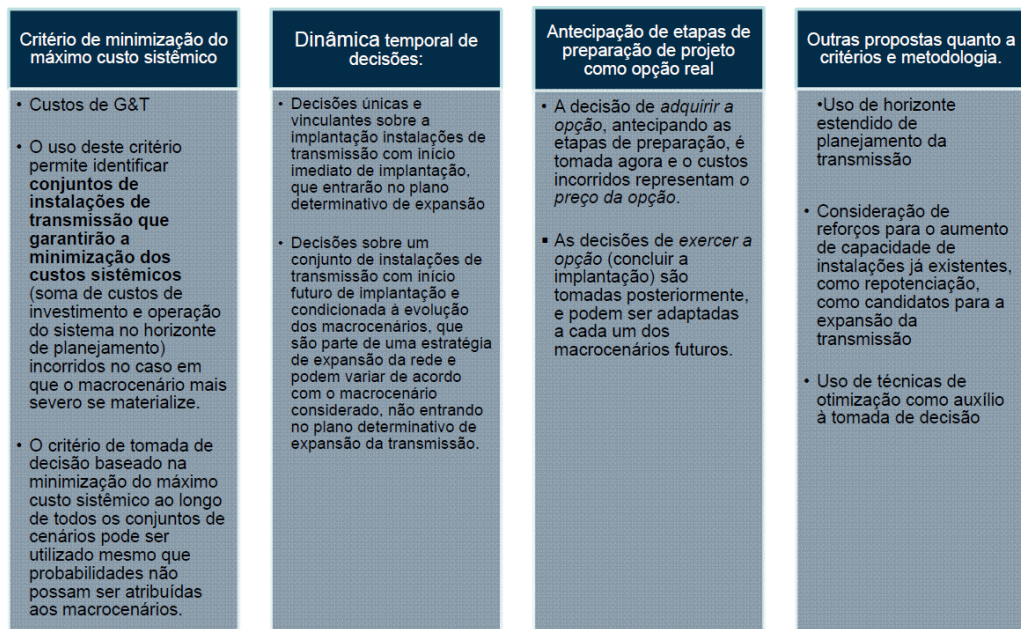


Figura 4: Critérios e Metodologias para Planejamento Proativo e Definição da Expansão – Fonte: PSR

Além da divulgação do estudo acima contextualizado, que servirá como nossa contribuição para o inciso II do Art. 15º da portaria em consulta, gostaríamos de apresentar outras contribuições pontuais que seguem em documento anexo à essa carta.

Certos de contar com a atenção de V.Sa. diante de tema de grande relevância para o desenvolvimento do setor, agradecemos pela oportunidade ao tempo que nos colocamos à disposição.

Atenciosamente,

Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 056/2018

Título: Consulta Pública de Normativo que Estabelece Diretrizes para o Planejamento da Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Minuta de normativo que estabelece diretrizes para o planejamento da transmissão de energia elétrica, desde a concepção dos estudos de planejamento até a realização dos leilões, bem como autorização de reforços e melhorias em instalações existentes.

NOME DA INSTITUIÇÃO: ABEEólica

CONTRIBUIÇÕES		
TEXTO/MME	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
Art. 4º Com a finalidade de contribuir para a elaboração dos estudos de que trata o art. 2º, inciso II, desta Portaria, ficam instituídos os Grupos de Estudos da Transmissão — GETs, sob coordenação da EPE, com as atribuições de: (...) §2º Poderão indicar representantes aos GETs: (...) VI – a convite da EPE, centros de pesquisa e desenvolvimento, instituições de ensino superior, empresas de consultoria, empresas de base tecnológica ou empresas incubadas e fabricantes.	Art. 4º Com a finalidade de contribuir para a elaboração dos estudos de que trata o art. 2º, inciso II, desta Portaria, ficam instituídos os Grupos de Estudos da Transmissão — GETs, sob coordenação da EPE, com as atribuições de: (...) §2º Poderão indicar representantes aos GETs: (...) VI – a convite da EPE, centros de pesquisa e desenvolvimento, associações setoriais, instituições de ensino superior, empresas de consultoria, empresas de base tecnológica ou empresas incubadas e fabricantes.	Entendemos que as associações setoriais desempenham um papel institucional bastante relevante na interlocução entre os órgãos públicos e agentes do setor, além de disporem de um quadro de associados que pode colaborar com informações úteis para o desenvolvimento dos GETs. Dessa forma, sugerimos que a EPE possa convidar também as associações setoriais para participar das discussões dos GETs, quando cabível.
Art. 15. A contar da data de publicação desta Portaria e exclusivamente para os estudos de que trata o art. 2º, inciso II, a EPE deverá apresentar para Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético: (...) II – em até 24 (vinte e quatro) meses, proposta de atualização do documento de critérios e procedimentos para a elaboração dos estudos de planejamento dos sistemas de transmissão.	Não há modificações, mas sim apenas uma contribuição para proposta de atualização do estudo de que trata esse item.	Assim como já exposto na carta introdutória a essa contribuição, a ABEEólica encomendou um estudo para a consultoria PSR a fim de avaliar os impactos e aprimoramentos à coordenação da expansão de transmissão e geração para uma operação sem restrições. Dentre os diversos temas abordados no estudo, um se refere ao planejamento proativo da expansão da Rede Básica. Por isso, gostaríamos de sugerir a esse Ministério e a EPE que utilizem o trabalho já consolidado pela ABEEólica para atualização do documento de critérios e procedimentos para a elaboração dos estudos de planejamento dos sistemas de transmissão.

Módulo 4: **Planejamento proativo da** **expansão da Rede Básica**

Proposição e avaliação de impactos de
aprimoramentos à coordenação da expansão
de transmissão e geração

Preparado para
ABEEÓLICA

Maio de 2017

RELATÓRIO EXECUTIVO

PSR

Sumário

1	Antecedentes e objetivo.....	1
2	Diagnóstico do quadro atual.....	3
3	Propostas de aprimoramentos	6
3.1	Construção de cenários e determinação de informação relevante sobre candidatos para a expansão do sistema de transmissão.....	8
3.1.1	Obtenção de informação para construção de macrocenários para planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.....	8
3.1.2	Diretivas quanto à construção e ao conteúdo de macrocenários	9
3.1.3	Determinação de informação relevante sobre candidatos para a expansão do sistema de transmissão	12
3.2	Critérios e metodologia de planejamento proativo da transmissão	15
3.2.1	Critério de minimização do máximo custo sistêmico para planejamento proativo da expansão da transmissão	16
3.2.2	Dinâmica temporal de decisões: decisões únicas para instalações com início de implantação imediato e decisões por macrocenário para outras instalações	17
3.2.3	Antecipação de etapas de preparação de projeto como opção real para implantação de instalações de transmissão, quando aplicável.....	20
3.2.4	Outras propostas quanto a critérios e metodologia	21
3.2.5	Apresentação das principais características da abordagem através de formulação matemática de problema de otimização	23
4	Estudo de caso ilustrativo.....	28
5	Referências bibliográficas	34

1 ANTECEDENTES E OBJETIVO

Em tempos recentes, a expansão do sistema de geração no Brasil tem sido afetada de forma significativa por restrições de capacidade de transmissão para o escoamento da produção de novas usinas que buscam conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

As interações físicas e econômicas entre sistemas de geração e de transmissão resultam na necessidade de coordenação para sua expansão, com atenção tanto ao planejamento como à implantação de novas instalações. Naturalmente, as soluções para o problema de coordenação da expansão de geração e transmissão dependem do modelo regulatório e comercial vigente em cada jurisdição. No caso brasileiro, este modelo inclui a expansão da geração sob quadro competitivo e com ênfase em modelo de leilões para contratos de longo prazo, e a expansão da transmissão sob quadro que combina planejamento centralizado por entidades públicas e implantação descentralizada por concessionárias selecionadas por leilões.

Neste contexto, a ABEEólica contratou da PSR um estudo que subsidie suas discussões com as instituições do setor e suas eventuais propostas de aprimoramentos, cobrindo cinco áreas temáticas, tratadas em diferentes módulos:

- Módulo 1 Acesso ao sistema de transmissão;
- Módulo 2 Revitalização do mecanismo de instalações de transmissão de Interesse Exclusivo de Geração para Conexão Compartilhada (ICG);
- Módulo 3 Leilões coordenados de geração e instalações da Rede Básica para escoamento de potência de geradores;
- Módulo 4 Planejamento proativo da expansão da Rede Básica;
- Módulo 5 Leilões de concessões de transmissão.

Este documento consiste no Relatório Executivo associado Módulo 4, tratando do tema de *planejamento proativo da expansão da Rede Básica*. São apresentadas propostas de aprimoramentos ao processo que permitem que o planejamento e a implantação da transmissão em prazos e com capacidade suficiente para dar suporte à expansão da geração.

As propostas apresentadas têm como o objetivo geral permitir que o planejamento da Rede Básica se antecipe à expansão do sistema de geração determinada como resultado de competição entre empreendedores, resultando em capacidade de escoamento suficiente para dar suporte à competição em leilões. As propostas aqui apresentadas evitam tratamento não isonômico de geradores, já que esta é uma condição essencial para o livre acesso.

O Relatório Executivo do Módulo 1 é organizado como segue:

- Um diagnóstico do quadro vigente é apresentado no capítulo 2;
- Os aprimoramentos propostos quanto ao tema de planejamento proativo da expansão da Rede Básica são apresentados no capítulo 3;

- O capítulo 4 apresenta os resultados de estudos de caso numéricos que ilustrem os resultados esperados da adoção dos aprimoramentos propostos.

Além disso, as referências bibliográficas do trabalho são apresentadas ao final do documento.

2 DIAGNÓSTICO DO QUADRO ATUAL

Neste capítulo, apresenta-se breve diagnóstico do quadro regulatório atual do setor elétrico brasileiro, com enfoque em temas relevantes para as propostas do capítulo 3 sobre o planejamento proativo da transmissão.

Os principais tópicos relevantes sobre o tema foram já abordados em módulos anteriores deste trabalho, incluindo:

- Acesso ao sistema de transmissão para geradores participantes de leilões de energia nova, incluindo limitação dos montantes contratados de acordo com capacidade da rede e segmentação da oferta por subestação (tratado no capítulo 2 do relatório do Módulo 1 [1]).
- Alocação do risco de impossibilidade de escoamento de potência devido a atrasos na implantação de instalações de transmissão (tratado no capítulo 2 do relatório do Módulo 3 [2]).

Particularmente, ao tratar o segundo dos tópicos acima, foram discutidos os problemas quanto à inadequação da abordagem utilizada originalmente no setor para a coordenação temporal da expansão de geração e transmissão, que envolvia os seguintes elementos conceituais:

- (a) O planejamento da expansão da Rede Básica para a acomodação de projetos vencedores de leilões de energia nova *após* tais leilões, o que permitia eliminar incertezas quanto à localização e montantes de geração conectadas à Rede Básica.
- (b) A implantação das instalações de transmissão assim planejadas no intervalo de tempo até a entrada em operação dos projetos de geração de interesse, permitindo assim o escoamento de sua potência.

Apontou-se também que a inadequação resultou no aumento dos prazos requeridos na prática para a expansão da transmissão. A figura seguinte foi utilizada para substanciar a afirmação de que os prazos típicos atuais de *construção* (execução de obras) de instalações de transmissão são de aproximadamente três anos. Considerando que as ações que sucedem a decisão de implantar uma obra de transmissão incluem outras atividades – por exemplo, a licitação das instalações, ou as tratativas da ANEEL para emitir resolução autorizativa no caso de reforços e melhorias –, ficou claro que a janela de tempo três anos não é compatível com o prazo de implantação de instalações de transmissão.

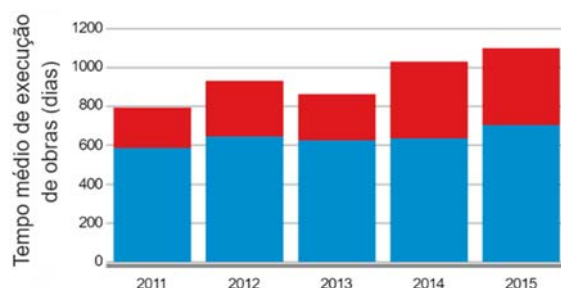


Figura 2.1 – Expansão da transmissão: tempo médio de execução de obras. Fonte: [3]

Este fato tem sido reconhecido pelas instituições do setor, e uma das ações requeridas para resolver o imbróglia é o planejamento proativo do sistema de transmissão. A Empresa de Pesquisa Energética já vem conduzindo esforços para realizar o planejamento da transmissão com antecedência em relação às datas às quais as instalações da rede deverão estar operacionais, utilizando para tal um cenário de localização de potencial de fontes de geração para a expansão.

Este é, naturalmente, um item importante para a efetivação do planejamento proativo. No entanto, na visão da PSR:

- (i) Este item carece de formalização; e
- (ii) Ainda mais importante, este não é o único item relevantes para o planejamento *proativo* da rede de transmissão.

Para que esta rede possa efetivamente dar suporte à competição na expansão de geração, deve-se adotar procedimentos específicos de tomada de decisão sob incerteza, com especial atenção às incertezas oriundas da situação em que os prazos de implantação de obras requerem que a transmissão seja dimensionada *antes* de se conhecer a localidade e os montantes de geração a serem incorporados à rede. E, naturalmente, isto deve ser feito com critérios e metodologias que garantam os mínimos custos *globais* (de transmissão e geração) para o sistema.

As propostas do capítulo seguinte deste documento visam a tratar estes tópicos.

Antes de proceder a tais propostas, cabe retomar brevemente outro aspecto mencionado já em módulos anteriores: os efeitos das etapas de licenciamento socioambiental sobre os prazos para a implantação de instalações de transmissão. Alguns agentes e mesmo instituições setoriais tem direta ou indiretamente¹ apontado os longos prazos requeridos para a conclusão destas etapas como fatores relevantes para a dilatação dos prazos de implantação de projetos de transmissão.

De fato, os prazos requeridos para o licenciamento ambiental não devem ser subestimados, conforme indicado na figura seguinte. Este é um item relevante para as propostas do capítulo

¹ Por exemplo, em setembro de 2015, o então Ministro de Minas e Energia declarou ao Valor Econômico [5] que a agenda do ministério incluía a análise de um procedimento de *fast-tracking* do licenciamento ambiental, em referência ao Projeto de Lei 654/2015 e itens relacionados. A declaração foi feita no contexto de apreciação de resultados de leilão de transmissão. Independentemente do mérito da solução específica à qual alusão foi feita, o fato é que a menção é um reconhecimento do peso da etapa de licenciamento nos prazos totais de implantação.

seguinte – particularmente para aquelas da seção 3.2.3. Nesta seção, se discutirá a possibilidade de, para instalações específicas e quando viável, considerar a antecipação das atividades de licenciamento, dentre outras eventualmente antecipáveis, como opções reais na dinâmica de tomada de decisão para o planejamento proativo da expansão da transmissão sob incerteza.

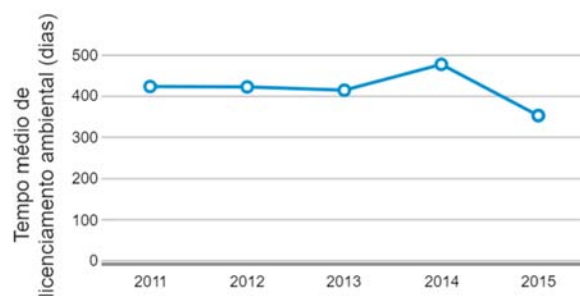


Figura 2.2 – Expansão da transmissão: tempo médio de licenciamento ambiental. Fonte: [4]

3 PROPOSTAS DE APRIMORAMENTOS

Neste capítulo, são apresentados os aprimoramentos propostos pela PSR, sua motivação e embasamento teórico-conceitual, e sua inserção no quadro técnico, regulatório e comercial de coordenação da expansão de geração e transmissão.

As propostas quanto ao planejamento proativo de expansão da Rede Básica têm os seguintes objetivos gerais:

- Construir conjunto de *macrocenários* de longo prazo e *drivers* para a expansão do sistema de transmissão, incluindo cenários de candidatos para a expansão do sistema de geração em ambiente competitivo e outros. Tais macrocenários devem diferir suficientemente entre si de forma a capturar um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para o planejamento da expansão da transmissão.
- Permitir que o planejamento da Rede Básica se antecipe à expansão competitiva do sistema de geração, com capacidade de escoamento de transmissão suficiente para dar suporte à competição em leilões de energia.
- As instalações de transmissão identificadas através do planejamento proativo devem ser flexíveis o suficiente para dar suporte a diferentes cenários de expansão competitiva da geração, resultando em solução de mínimo custo sistêmico sob risco, considerando critério de minimização do máximo custo sistêmico entre aqueles associados aos macrocenários definidos anteriormente.

Nos parágrafos anteriores, faz-se referência a *macrocenários*. Esta expressão é utilizada aqui em referência a cenários de variáveis que representam *drivers* para a expansão dos sistemas de geração e transmissão no longo prazo – como despesas de capital (*capex*) requeridas para a implantação de instalações de transmissão, custos de capital relevantes para a determinação de requisitos de remuneração de investidores e modelagem de preferências intertemporais de agentes, custos de combustível, restrições e custos socioambientais para a expansão do sistema, efeitos de mudanças climáticas sobre estatísticas descritivas de disponibilidade de recursos energéticos primários renováveis, potencial de desenvolvimento de projetos de geração renovável não convencional (montantes, localização e qualidade de recursos), etc. Estas variáveis são determinantes para a expansão dos sistemas de transmissão e geração e, devido às dificuldades de atribuir uma probabilidade contestável² aos cenários de sua evolução futura, a incerteza referente à sua evolução será tratada através da abordagem de *minimização de máximo custo sistêmico*, descrita mais adiante neste capítulo.

Os *macrocenários* diferem, assim, de *microcenários* de disponibilidade de recursos primários renováveis (hidrologia ou recursos eólicos e solares) ou de variação de demanda no curto prazo, cuja determinação objetiva com base em tratamento estatístico de dados históricos e inclusão em problema de otimização estocástica é possível.

² Utiliza-se aqui o termo *contestável* para qualificar um valor numérico determinado com base em metodologia e premissas objetivas, que podem ser discutidas e contestadas por agentes afetados pelo processo de planejamento com base argumentos quantitativos igualmente objetivos.

As propostas dividem-se em dois grupos inter-relacionados, mas abordados separadamente em cada uma das seções deste capítulo:

- Aprimoramentos quanto a formação de cenários de *drivers* de preço e expansão da geração e identificação de informação relevante para caracterização de instalações candidatas para a expansão da transmissão;
- Propostas de critérios e metodologia de planejamento proativo da transmissão.

Para facilitar a compreensão do leitor sobre as inter-relações entre os itens aqui expostos, a tabela seguinte apresenta uma visão geral dos aprimoramentos discutidos nas seções posteriores deste capítulo.

Tabela 3.1 – Visão geral dos aprimoramentos propostos

Grupo	Proposta	Objetivos	Seção do capítulo
Construção de cenários e determinação de informação relevante sobre projetos candidatos	Criar processos formais de obtenção de informação para construção de macrocenários para planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.	Garantir, para a criação de macrocenários, que seja utilizada a melhor informação pública disponível, incluindo aquela informação revelada pelo mercado através de processos competitivos.	3.1.1
	Para a criação de macrocenários para planejamento proativo do sistema de transmissão, considerar como diretriz a obtenção de macrocenários que difiram suficientemente entre si de forma a capturar um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para este processo. Os macrocenários devem referir-se a, além de informações sobre a demanda de energia elétrica, parâmetros que representam <i>drivers</i> para a competitividade de distintos projetos de geração. Os macrocenários construídos (e os planos <i>proativos</i>) são submetidos a consulta pública.	Obter cenários adaptados ao uso em abordagem de planejamento sob critério de minimização do máximo custo sistêmico, que capturem intervalo suficientemente amplo para garantir o suporte à competição nos leilões de energia, sob cenários distintos de variação de <i>drivers</i> de preço para energia.	3.1.2
	Ao determinar as instalações de transmissão candidatas para a expansão do sistema de transmissão, gerar estimativas <i>conservadoras</i> dos prazos requeridos para a implantação de ativos, considerando não apenas sua construção, mas também as etapas de licitação e licenciamento. Em particular, gerar estimativas de prazos requeridos para a etapa de licenciamento ambiental até a obtenção da Licença Prévia da linha de transmissão. Informações sobre custos e restrições socioambientais que afetem a escolha da rota da linha e, portanto, os custos e prazos de implantação também devem ser levantadas.	Permitir a incorporação, no processo de decisão de planejamento proativo da expansão da transmissão, de informação conservadora sobre prazos de implantação de ativos.	3.1.3
Critérios e metodologia de planejamento proativo da expansão da transmissão	Tratamento de incertezas sobre cenários para a expansão da transmissão utilizando critério de minimização do máximo custo sistêmico, ao longo dos macrocenários. A coordenação do planejamento centralizado e determinativo da expansão da transmissão e do planejamento descentralizado da geração através de competição em ambiente de mercado é modelada sob premissa de que sinais de preço são suficientes para mercado entregar solução ótima global.	Tomar decisões <i>robustas</i> , sob o critério de minimização do máximo custo sistêmico, que resultem em suficiente capacidade de transmissão troncal para dar suporte à competição em leilões de energia.	3.2.1
	Utilizar abordagem de otimização com problema em dois estágios: (i) são tomadas decisões únicas sobre início de obras críticas de transmissão cuja implantação deve ocorrer também de forma <i>imediata</i> , considerando a melhor estratégia para tratar as necessidades de diferentes macrocenários futuros; (ii) considera-se que as decisões centralizadas sobre obras de transmissão cuja implantação pode ser iniciada <i>no futuro</i> pode se adaptar a cada macrocenário, à medida que a incerteza se resolver. Admite-se, que as decisões do mercado sobre a expansão da geração também podem se adaptar aos macrocenários, dado os prazos de implantação de geração atualmente inferiores àqueles de grandes obras de transmissão.	Garantir coerência temporal nas decisões: ao determinar o plano de expansão do sistema de transmissão, levar explicitamente em conta a realidade atual, de que os tempos requeridos para a construção de grandes projetos <i>greenfield</i> de transmissão são superiores àqueles necessários para a implantação de diversos projetos de geração.	3.2.2

Grupo	Proposta	Objetivos	Seção do capítulo
Critérios e metodologia de planejamento proativo da expansão da transmissão	No caso de instalações de transmissão para as quais há viabilidade de <i>antecipar etapas de preparação do projeto</i> , identificar já na etapa de planejamento a necessidade/otimalidade da antecipação de tais etapas de preparação como <i>opções reais</i> para a expansão do sistema de transmissão.	Quando viável e desejável, utilizar a antecipação de etapas de preparação do projeto como um instrumento de gestão de riscos de atrasos no processo da expansão da transmissão.	3.2.3
	Outras características da abordagem proposta: (i) uso de horizonte de planejamento que permita a identificação da necessidade/otimalidade de planejamento com redundâncias estruturais; (ii) consideração de candidatos que envolvam reforços com soluções tecnológicas para aumento de capacidade de instalações de transmissão <i>brownfield</i> ; (iii) uso de otimização como ferramenta de auxílio à tomada de decisão, ao menos em etapa que precede a execução de estudos elétricos detalhados.	Objetivos variados, discutidos na seção correspondente.	3.2.4

3.1 Construção de cenários e determinação de informação relevante sobre candidatos para a expansão do sistema de transmissão

Nesta seção, são apresentadas propostas de aprimoramentos relativas a:

- 3.1.1 Processos formais para obtenção de informação para construção de macrocenários para planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.
- 3.1.2 Diretivas quanto à construção e ao conteúdo de macrocenários.
- 3.1.3 Determinação de informação relevante sobre candidatos para a expansão do sistema de transmissão.

3.1.1 Obtenção de informação para construção de macrocenários para planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão

O primeiro aprimoramento proposto refere-se ao estabelecimento de processos formais para a obtenção de informação relevante para a construção de macrocenários para o planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.

Conforme indicado em detalhes na introdução deste capítulo, os macrocenários referem-se a estados futuros de variáveis determinantes para as decisões centralizadas de planejamento da expansão do sistema de transmissão, incluindo variáveis que afetam a expansão do sistema de geração através da competição. A atribuição de valores numéricos de probabilidades de materialização a estes estados futuros não pode ser rigorosamente feita de forma contestável.

Considerando que tais macrocenários serão utilizados em processo que resulta em decisões de expansão da rede de transmissão e, portanto, em custos para agentes do sistema elétrico, é recomendável instituir requisitos mínimos para os processos de obtenção de informação para sua construção.

Recomenda-se que seja atribuída ao Ministério de Minas e Energia e/ou à Empresa de Pesquisa Energética, como parte de seu mandato de planejamento do sistema, a responsabilidade de

executar processos formais e periódicos para a obtenção de informação relevante para a definição dos macrocenários, incluindo:

- (1) Processos formais de tratamento de informação obtida em leilões de energia nova, notadamente com respeito à identificação de potencial de desenvolvimento de novos projetos de geração (incluindo geração renovável não-convencional) e sua localização.
- (2) Consulta periódica à documentação e a bases de dados públicos disponíveis nacional e internacionalmente, incluindo:
 - (i) Cenários de longo prazo para preços de combustíveis *benchmark* preparados por instituições especializadas.
 - (ii) Estudos de instituições especializadas sobre impactos de mudanças climáticas que incluam a análise de variáveis relevantes para o sistema elétrico.
- (3) Consulta a publicações especializadas em: (i) custos de equipamentos de geração e transmissão; e (ii) dados estatísticos sobre variações verificadas e projeções futuras de índices de preços ao produtor para nichos de interesse para o setor elétrico.
- (4) Consulta a estudos especializados e bases de dados nacionais e internacionais com informação sobre disponibilidade de recursos renováveis, incluindo bases de dados internacionais orientadas a recursos renováveis não-convencionais e inventários de potencial hidrelétrico de domínio público no Brasil.
- (5) Consideração de planos de setores afins (por exemplo, planos de desenvolvimento da rede de gasodutos) e instrumentos de políticas públicas relevantes (por exemplo, políticas de eficiência energética) vigentes no Brasil.

O estabelecimento de requisitos mínimos para a aquisição de informação para a montagem de macrocenários por instituições públicas tem como objetivo garantir que a melhor informação pública disponível, em sua versão mais atual, será utilizada no processo. Naturalmente, isto não elimina a necessidade de que os cenários construídos sejam submetidos a processos de consulta pública – e esta será uma das recomendações da seção seguinte.

3.1.2 Diretivas quanto à construção e ao conteúdo de macrocenários

O segundo conjunto de propostas refere-se ao estabelecimento de diretivas formais quanto ao processo de construção e o conteúdo de macrocenários a serem considerados para o planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão.

Analogamente ao que foi visto na seção anterior, a necessidade de estabelecer diretivas formais é justificada pelo fato de os macrocenários serem utilizados em processo de decisão centralizada e determinativa do planejamento da expansão transmissão que resulta em custos para agentes do sistema elétrico brasileiro.

Deve-se levar em conta, entretanto, que a determinação dos macrocenários não é inteiramente contestável, devido às diversas fontes de incertezas que afetam as variáveis relevantes para a evolução futura das variáveis envolvidas. Sendo assim, propõe-se que:

- (1) Sejam estabelecidas diretivas gerais para a construção destes macrocenários pelas instituições governamentais relevantes, incluindo ao menos os itens mencionados mais adiante nesta seção.
- (2) Que a justificativa para a proposição dos macrocenários, com atenção às diretivas gerais vigentes, conste do documento de sua publicação.
- (3) Os macrocenários construídos sejam submetidos a procedimentos de consulta pública antes de sua homologação, cabendo às instituições responsáveis apresentar as justificativas para a aceitação ou rejeição das contribuições recebidas no processo.

São as seguintes as diretivas gerais propostas para a construção dos macrocenários:

- (1) *Diversidade e caráter limítrofe para variação futura de parâmetros*

Como serão utilizados em abordagem de planejamento sob *critério de minimização do máximo custo sistêmico*³, é importante que os macrocenários abordados sejam suficientemente diversos e representem *limites* de um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para o planejamento da expansão do sistema de transmissão no horizonte de planejamento.

Este caráter limítrofe dos macrocenários a serem utilizados é ilustrado na figura seguinte. Na figura, os cinco macrocenários indicados em azul, que seriam aqueles utilizados no processo de planejamento proativo, são limítrofes em relação ao espaço de todos os macrocenários possíveis⁴ e diversos o suficiente para que o poliedro cujos vértices são os pontos terminais das retas que os representam inclua todo o espaço de macrocenários futuros possíveis. Assim, qualquer trajetória futura possível (uma trajetória possível das variáveis é ilustrada pela linha pontilhada) estará contida no cone definido pelos cinco macrocenários limítrofes considerados no planejamento proativo.

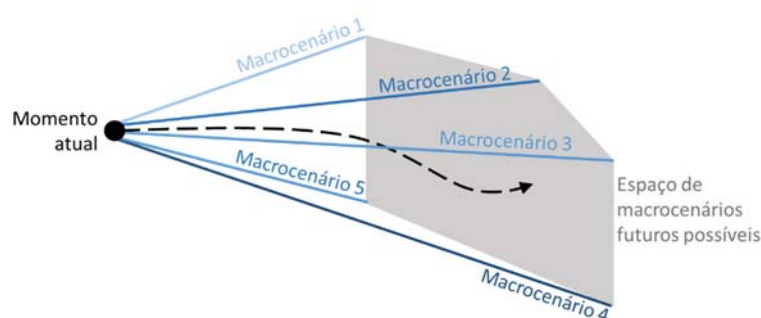


Figura 3.1 – Ilustração de propriedade de diversidade e caráter limítrofe de macrocenários construídos

³ Para suporte a decisões que objetivem resultar no menor valor possível do máximo entre os custos sistêmicos para qualquer dos macrocenários abordados, conforme indicado na seção 3.2.1.

⁴ O espaço de todos os macrocenários possíveis é ilustrado na figura como um plano em prol da inteligibilidade do gráfico, mas na verdade tal espaço compreenderia o poliedro que vai do ponto que representa o momento atual até o plano cinza, já que é relevante a evolução das variáveis de interesse durante *tudo* o horizonte de planejamento.

(2) *Compleitude quanto a drivers de longo prazo para o planejamento da transmissão*

Os macrocenários deverão considerar, tanto quanto possível, a evolução de todos os *drivers* relevantes para: (i) a expansão do sistema de transmissão, cujo planejamento é o propósito primário do processo em questão; (ii) a expansão competitiva do sistema de geração em ambiente de mercado, já que a capacidade e a localização de geradores são relevantes para a expansão do sistema de transmissão.

Uma lista de *drivers* relevantes – portanto, parâmetros cujos valores devem ser parte dos cenários construídos – foi fornecida no início deste capítulo⁵. Esta lista não tem o objetivo de ser exaustiva, podendo ser ampliada.

Não se propõe aqui que seja determinado um cenário *fixo* de expansão do sistema de geração composto por projetos futuros que se assumirá *a priori* que serão os ganhadores de leilões. Adotar tal premissa resultaria em grande probabilidade de ignorar os sinais econômicos de *localização* de geradores, que orientam as decisões de agentes de geração quanto à priorização de projetos a construir, de acordo com os custos de transmissão (encargos de uso do sistema) por eles percebidos.

Quanto ao sistema de geração, o que se propõe é construir um conjunto de projetos candidatos que poderão participar da expansão futura, com os parâmetros que caracterizam estes candidatos (*capex* e demais custos fixos, custos de combustível, impacto de mudanças climáticas em disponibilidade de energia primária no caso de renováveis, etc.) variando por macrocenário. Como se verá na seção 3.2, propõe-se que seja *emulado implicitamente o processo de decisão descentralizada de expansão competitiva da geração* com retroalimentação dos custos de transmissão. Para tal emulação, pode-se explorar a propriedade de que, sob determinadas premissas⁶, a solução entregue pelo mercado para a expansão da geração corresponde à solução ótima global para o sistema. Ou seja, o cenário da expansão da geração, para cada macrocenário, será determinado implicitamente como parte do problema de expansão.

(3) *Coerência ao longo dos parâmetros de interesse*

Os valores de todos os parâmetros que compõem os macrocenários deverão ser técnica e economicamente coerentes entre si, devendo ser realista a consideração *simultânea* dos valores assumidos para todas as variáveis.

⁵ Para a comodidade do leitor, a lista é aqui reproduzida: *capex* para a implantação de instalações de transmissão, custos de capital relevantes para a determinação de requisitos de remuneração de investidores e modelagem de preferências intertemporais de agentes, custos de combustível, restrições e custos socioambientais para a expansão do sistema, efeitos de mudanças climáticas sobre estatísticas descritivas de disponibilidade de recursos renováveis, potencial de desenvolvimento de projetos de geração renovável não convencional.

⁶ Estas premissas incluem a existência de sinais econômicos *locacionais* – sinais locais percebidos pelos geradores quanto a custos de infraestrutura de rede e quanto ao valor local da energia devido a perdas e congestão – que sejam eficientes em orientar as decisões de localização de geradores. Não é objeto deste documento discutir a validade desta premissa para o sistema brasileiro.

Por exemplo, em um macrocenário em que mudanças climáticas e significativa elevação de temperatura são admitidas como justificativa para a adoção de valores particulares de estatísticas descritivas de condições hidrológicas, deve ser considerada tal variação para todas as bacias de forma coerente. Outro exemplo: premissas sobre crescimento macroeconômico devem ser traduzidas em premissas coerentes da variação de custos de capital e de demanda de energia elétrica.

Finalmente, recomenda-se que os macrocenários a serem considerados para o planejamento proativo da transmissão sejam submetidos a processos de consulta pública, cumprindo com os requisitos de publicidade e antecedência para permitir a apresentação de contribuições por quaisquer segmentos interessados da sociedade.

A consulta pública tem o objetivo de permitir que a sociedade apresente suas contribuições as informações utilizadas no processo. Isto é particularmente importante já que o planejamento da expansão da transmissão é *centralizado e determinativo*, não havendo possibilidade de contestação implícita da visão do planejador sobre as instalações a serem construídas através da competição pelo mercado, como no caso do segmento de geração.

3.1.3 Determinação de informação relevante sobre candidatos para a expansão do sistema de transmissão

Este conjunto de propostas de aprimoramentos refere-se à determinação de informações relevantes sobre instalações candidatas para o planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão. O enfoque está em dados que diferem das informações de entrada atualmente consideradas para os esforços atuais de planejamento, ou que complementam tais dados.

A seguir, identifica-se as informações a serem levantadas pelo planejador. São apresentados também: (i) propostas de procedimentos para produção de estimativas conservadoras; e (ii) apontamentos sobre o uso destas informações no processo proposto de planejamento proativo.

(1) Estimativas conservadoras de tempos totais de implantação de instalações de transmissão

Recomenda-se que o planejador produza estimativas *conservadoras* sobre os tempos totais de implantação das instalações, considerando explicitamente:

- Prazos requeridos para a licitação dos ativos, considerando, de acordo com as tendências verificadas à ocasião dos esforços de execução do planejamento, a possibilidade de que não seja oferecida nenhuma oferta válida para lotes oferecidos em licitações.
- Prazos requeridos para licenciamento socioambiental e tratamento da questão fundiária, considerando não apenas as tendências verificadas à ocasião dos esforços de execução do planejamento, mas também dificuldades específicas associadas à natureza técnica e localização geográfica do projeto⁷.

⁷ O planejador já considera fatores associados a interferência socioambientais e fundiárias em diversos de seus processos, o que facilita a implantação da recomendação de tratar as questões de forma conservadora.

O levantamento desta informação poderá ser facilitado por estreita cooperação entre instituições como ANEEL e ONS, que para a execução de suas atividades fiscalizam, monitoram ou acompanham a implantação de obras de transmissão.

A motivação para caracterizar as estimativas a serem produzidas como *conservadoras* está ligada à necessidade de permitir que a implantação de instalações de transmissão de fato se antecipe à expansão competitiva da geração. Como será visto na seção 3.2, busca-se a identificação e início de implantação oportuna de instalações que dotem o sistema de transmissão de flexibilidade para acomodar diferentes macrocenários de *drivers* para a expansão competitiva da geração.

(2) *Estimativas de custos socioambientais e fundiários*

Similarmente, recomenda-se que o planejador produza estimativas conservadoras: (i) dos impactos de restrições e requisitos socioambientais sobre os custos totais de implantação de instalações de transmissão; e (ii) de custos associados à solução de questões fundiárias. Tais informações são relevantes para que as estimativas de custos consideradas à ocasião do *planejamento* da expansão da transmissão guardem coerência com os custos efetivamente verificados durante a *implantação* da expansão.

Entende-se que tais estimativas já são produzidas atualmente como parte do processo de planejamento. No entanto, sob o processo de planejamento proativo proposto, estimativas *distintas* poderão ser produzidas *para diferentes macrocenários*.

De fato, ao se tratar de horizontes de planejamento extensos, é possível considerar situações distintas quanto à evolução da severidade de requisitos socioambientais ou mesmo diferentes cenários de evolução de atividades econômicas que afetem o valor econômico de terrenos. Estes fatores podem contribuir para que os custos totais de investimento de uma instalação de transmissão que conecte duas subestações quaisquer difiram significativamente entre os cenários – por exemplo, devido a alterações no traçado ou devido à necessidade de uso de torres autoportantes em substituição a torres estaiadas.

A consideração destes cenários distintos de custos contribui para garantir que a solução de planejamento da expansão da transmissão seja aquela que, sob o critério de tratamento de incertezas adotado, minimiza o máximo dentre os custos globais para o sistema em distintos macrocenários.

(3) *Informações específicas sobre etapas de preparação de projetos de transmissão*

Propõe-se que o planejador levante as seguintes informações específicas sobre as etapas de preparação de candidatos para a expansão do sistema de transmissão:

- (i) *Viabilidade de que, para um candidato em específico ou uma rota que é utilizada por distintos candidatos, sejam antecipadas etapas de preparação do projeto.*

Utiliza-se aqui a expressão *etapas de preparação do projeto* em referência a etapas do processo de implantação das instalações de transmissão: (a) que

demandem tempos elevados, mas despesas de capital relativamente baixas; e (b) que podem ser executadas, para alguns ativos específicos, com anterioridade temporal à decisão de levar a cabo as etapas que representam os maiores desembolsos no processo de implantação da transmissão – as etapas de aquisição de equipamentos e materiais, construção e montagem dos ativos.

Pode-se ver a execução com antecedência das *etapas de preparação* do projeto como uma *opção real* para a futura implantação dos ativos de transmissão:

- O custo comparativamente reduzido de execução das *etapas de preparação* é o *preço da opção*.
- A execução de etapas com prazos elevados⁸ com antecipação em relação à decisão de levar a cabo os investimentos facilitarão a futura conclusão da implantação da instalação em tempos oportunos – ou seja, consistem de fato na *opção real* para a implantação dos ativos.
- A decisão de levar a cabo as etapas que envolvem os desembolsos de capital mais significativos será tomada no futuro, se após a resolução de incertezas for relevado que os benefícios de concluir a implantação superam os custos ainda a incorrer. Esta corresponde à decisão de *exercer a opção*.

Caso se decida não levar a cabo as fases finais de implantação do ativo, o *preço da opção* torna-se um custo afundado. A metodologia de planejamento proativo apresentada na seção 3.2 – particularmente a nuance discutida na seção 3.2.3 – tem justamente o objetivo de identificar, sob um critério de minimização do máximo arrependimento para tratar incertezas, para quais instalações de transmissão faz sentido *antecipar etapas de preparação do projeto*.

As etapas de preparação do projeto poderão incluir, para projetos específicos: (a) obtenção da Licença Prévia; e (b) a solução de questões fundiárias com eventual Declaração de Utilidade Pública.

No entanto, é importante ressaltar que, por motivos discutidos na seção 3.2.3, não se espera que a antecipação das etapas de preparação do projeto seja viável para *todas* as instalações de transmissão. Por este motivo, o planejador deverá determinar, como informação de entrada para o procedimento de planejamento proativo, para quais instalações tal antecipação é viável.

Como exemplo, consideremos o caso de uma etapa de preparação do projeto potencialmente antecipável, a obtenção da Licença Prévia (LP):

⁸ E impactos significativos sobre a possível percepção de riscos e capacidade de formação de ofertas no leilão pelo transmissor, como no caso da etapa de obtenção da Licença Prévia (que especifica requisitos socioambientais e portanto permite sua precificação no processo de formação de ofertas).

- A LP é aquela que, no processo de licenciamento ambiental, atesta a viabilidade ambiental do empreendimento e estabelece os requisitos básicos e condicionantes gerais a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação. Uma vez definido o traçado de uma instalação (notadamente uma linha), a sua obtenção já é rigorosamente possível. A sua obtenção antecipada poderia: (i) tanto encurtar os prazos para a posterior conclusão da implantação do projeto; (ii) como facilitar os esforços de formação de ofertas de empreendedores participando de leilões de transmissão.
- No entanto, a LP tem uma data de validade. Para alguns projetos, há a perspectiva de que os prazos e custos requeridos para a renovação da LP sejam sensivelmente inferiores àqueles requeridos para a obtenção do documento original. Para tais projetos, seria viável considerar a obtenção da LP como uma etapa de preparação do projeto antecipável.
- Mas para outros projetos não se verificam as mesmas perspectivas. Por exemplo, pode ser que o projeto esteja localizado em alguma área em que é possível (ou mesmo provável) a criação, após a obtenção da LP original, de algum assentamento rural ou reserva indígena/ ambiental que interfira com o traçado da instalação. Sob esta situação, *renovar* a LP envolveria com elevada probabilidade prazos elevados, não sendo interessante a alternativa de antecipação desta etapa de preparação do projeto como opção real.

(ii) *Caso seja viável a antecipação, estimativa conservadora dos prazos e custos requeridos para a execução das etapas de preparação a serem antecipadas.*

O prazo e os custos requerido para a execução das etapas de preparação a serem antecipadas são informações de entrada relevantes para o processo de planejamento proativo proposto, conforme indicado na seção 3.2.3.

As informações listadas acima e identificadas pelo planejador devem também ser submetidas a consulta pública, preferencialmente de forma concomitante e sob as mesmas condições recomendadas para a submissão dos macrocenários (vide seção anterior) a consultas públicas.

3.2 Critérios e metodologia de planejamento proativo da transmissão

Nesta seção, são apresentadas as propostas de critérios e de metodologia de planejamento proativo da transmissão.

Inicia-se com a apresentação textual das propostas:

- 3.2.1 Planejamento proativo da expansão da transmissão sob critério de minimização do máximo custo sistêmico.
- 3.2.2 Dinâmica temporal de decisões: decisões únicas para instalações com implantação de início imediato e decisões por macrocenário para aquelas com implantação posterior.

3.2.3 Antecipação de etapas de preparação de projeto como opção real para implantação de instalações de transmissão, quando aplicável.

3.2.4 Outras propostas quanto a critérios e metodologia.

Após a apresentação detalhada das propostas, as principais características da metodologia são resumidas na formulação matemática da seção 3.2.5.

A PSR entende que um ponto bastante relevante para efetivação das propostas indicadas neste capítulo é a sua *formalização*, através da incorporação em documentos públicos e formais que regem as atribuições das instituições do setor. Tais documentos podem ter caráter de regulação ou mesmo de procedimentos regimentais (como os Procedimentos de Rede do ONS). A formalização através da inclusão em documentos públicos e de caráter regimental é importante tanto para os agentes do setor, que podem com este amparo requerer formalmente a observação dos regimentos, como para as instituições setoriais afetadas, que poderão adaptar suas práticas com base em obrigações formais.

3.2.1 Critério de minimização do máximo custo sistêmico para planejamento proativo da expansão da transmissão

O primeiro conjunto de propostas quanto a critérios e metodologia para o planejamento proativo refere-se ao uso do critério de minimização do máximo custo sistêmico para a tomada de decisão quanto às instalações de transmissão a implantar.

Basicamente, o que se deseja é identificar um conjunto de instalações de transmissão que minimize o maior entre todos os valores da soma de custos de investimento e operação do sistema elétrico no horizonte de planejamento, considerando os valores desta métrica para cada um dos macrocenários de interesse.

São as seguintes as justificativas para propor este critério de tomada de decisão sob incerteza:

- O uso deste critério permite identificar conjuntos de instalações de transmissão que garantirão a minimização dos custos sistêmicos (soma de custos de investimento e operação do sistema no horizonte de planejamento) incorridos no caso em que o macrocenário mais severo se materialize.

O macrocenário mais severo não pode rigorosamente ser determinado *a priori*, anteriormente à solução do problema de planejamento, já que as próprias decisões de investimento em instalações de transmissão impactam os custos sistêmicos – através não apenas dos custos de investimento em transmissão, mas também dos custos das decisões de investimento e operação do sistema de geração, já que estas são afetadas pelas interações com a rede. De fato, uma destas iterações relaciona-se à existência de suficiente capacidade de rede para acomodar a expansão do sistema de geração.

Ao permitir apontar as instalações que permitem a minimização do máximo entre os custos sistêmicos de *todos* os macrocenários, o uso deste critério tende a resultar na identificação de expansões da Rede Básica que garantam que suficiente capacidade de

transmissão estará disponível para acomodar a expansão competitiva do sistema de geração em diversos cenários. Isto é ilustrado pelo estudo de caso do capítulo 4.

Assim como para outras técnicas de decisão de incerteza, qualquer redundância estrutural quanto à capacidade de transmissão resultante desta técnica pode ser entendida como um “seguro” contra a materialização de cenários severos.

- Conforme discutido na introdução deste capítulo, entende-se que há dificuldades relevantes em atribuir probabilidades de ocorrência contestáveis aos macrocenários. Isto impede o uso de técnicas de decisão probabilísticas, como aquelas baseadas no valor esperado ou em percentis dos custos sistêmicos.

Por sua vez, o critério de tomada de decisão baseado na minimização do máximo custo sistêmico ao longo de todos os conjuntos de cenários pode ser utilizado mesmo que probabilidades não possam ser atribuídas aos macrocenários.

A seção 3.2.5 apresenta a formulação matemática deste critério. A consulta a esta seção pode facilitar a compreensão do leitor sobre o efeito das decisões de expansão da transmissão sobre os custos sistêmicos, e o fato de que este efeito é explicitamente considerado ao determinar as instalações que minimizam o máximo custo sistêmico ao longo de todos os cenários.

3.2.2 Dinâmica temporal de decisões: decisões únicas para instalações com início de implantação imediato e decisões por macrocenário para outras instalações

O segundo conjunto de propostas refere-se ao tratamento da dinâmica temporal de decisões de expansão do sistema de transmissão em um contexto de incertezas.

Conforme ilustrado na Figura 3.1, o planejador realiza no *momento atual* os esforços de planejamento da expansão da transmissão, devendo tomar decisões únicas e vinculantes sobre as instalações da Rede Básica cuja implantação deve ser iniciada *imediatamente*, para garantir a minimização dos máximos custos sistêmicos ao longo de todos os cenários. Uma vez que o planejamento da expansão da transmissão é determinativo, o processo de implantação destas instalações será iniciado também imediatamente.

No entanto, como será visto em detalhes na seção 3.2.4, propõe-se que o horizonte de planejamento a ser utilizado exceda consideravelmente a data de entrada do último dos candidatos de transmissão cuja construção deverá ser iniciada imediatamente, com o objetivo de garantir que estas *instalações de transmissão com início imediato de implantação* sejam dimensionadas com características técnicas adequadas para acomodar os requisitos de longo prazo do sistema quanto à capacidade de transmissão. Como o início da implantação destas instalações necessita ser imediato, é necessário tomar uma decisão única quanto ao conjunto de ativos a implantar, levando em conta a informação de cada macrocenário de simulação.

Mas, levando em conta a extensão do horizonte de planejamento, é fácil perceber que nem todas as expansões de transmissão necessárias para o adequado funcionamento do sistema até o final do horizonte deverão ter sua implantação iniciada imediatamente. Para as instalações cuja implantação só necessita ser iniciada no futuro, há obviamente benefícios em postergar as decisões de implantação: até o instante de tempo futuro em que a decisão necessitará ser

tomada, algumas das incertezas quanto à evolução de variáveis descritivas dos macrocenários terão sido resolvidas e o planejador poderá, portanto, tomar decisões *adaptadas* à situação verificada no futuro. Obviamente, neste instante de tempo futuro haverá outras incertezas relevantes, mas os macrocenários construídos no futuro podem ser substancialmente distintos dos macrocenários utilizados atualmente para o planejamento da expansão.

Neste documento, refere-se às instalações descritas no parágrafo anterior como *instalações de transmissão com início futuro de implantação e condicionada à evolução dos macrocenários*. O início da implantação destas instalações não necessita ser imediato. De fato, busca-se agora apenas traçar uma *estratégia* quanto à necessidade futura destes ativos, identificando um conjunto distinto de instalações de transmissão a ser implantado caso o futuro se assemelhe a cada um dos distintos macrocenários considerados.

Naturalmente, quando o futuro chegar os esforços de planejamento proativo serão executados novamente, sob consideração de macrocenários atualizados, e as decisões únicas e vinculantes tomadas nesta ocasião poderão diferir do conjunto de *instalações de transmissão com início futuro de implantação* determinado no instante atual para qualquer um dos macrocenários.

No entanto, é importante considerar no problema de planejamento executado atualmente estas decisões sobre *instalações de transmissão com início futuro de implantação*, de forma a assegurar que as estimativas de custos sistêmicos obtidas para cada macrocenário durante todo o horizonte de planejamento sejam realistas o suficiente para dar suporte a decisões corretas sobre as instalações com início de planejamento imediato.

Sendo assim, propõe-se que sejam consideradas no processo de tomada de decisões de planejamento proativo da expansão da transmissão:

- Decisões únicas e vinculantes sobre a implantação *instalações de transmissão com início imediato de implantação*, que entrarão no plano *determinativo* de expansão e para as quais providências imediatas para o início da implantação serão tomadas.
- Decisões sobre um conjunto de *instalações de transmissão com início futuro de implantação e condicionada à evolução dos macrocenários*, que são parte de uma estratégia de expansão da rede e podem variar de acordo com o macrocenário considerado, não entrando no plano determinativo de expansão da transmissão.

Com esta dinâmica de decisão, garante-se a coerência temporal das decisões do processo de planejamento proativo. Naturalmente, a qualidade das estimativas de prazos para a implantação das instalações de transmissão é crítica para garantir a coerência temporal. Na prática, os seguintes passos são requeridos para garantir a coerência temporal:

- Para cada instalação de transmissão, determina-se o *estágio de tempo máximo em que, para que a instalação de transmissão candidata j possa estar operacional, a decisão de sua implantação deve ser tomada imediatamente* (e as ações de implantação também se iniciam imediatamente). Na nomenclatura introduzida na seção 3.2.5, este valor será chamado de $t^{max,IMP}$.

Para compreender como este valor é determinado, consideremos o exemplo de uma instalação candidata de transmissão cuja implantação é complexa – por razões relacionados a licenciamento socioambiental ou mesmo engenharia construtiva – e que requer um prazo de implantação mínimo de 6 anos. No entanto, os desafios na implantação desta instalação candidata para a expansão são tais que, mesmo que se deseje que ela esteja operativa somente daqui a 7 anos, entende-se que a decisão mais *conservadora* é que sua implantação seja iniciada imediatamente.

Neste caso, $t^{max,IMP}$ corresponderá ao estágio do horizonte de planejamento 7 anos à frente do momento atual.

- A data desejada de entrada em operação da instalação candidata descrita acima será determinada como resultado dos esforços de planejamento proativo da expansão da transmissão. Deverá se assegurar que:
 - Caso se detecte que a instalação de transmissão em questão acima deva estar operativa até o estágio $t^{max,IMP}$, será assegurado que a decisão é única (ou seja, será considerado que a instalação será construída em todos os macrocenários) e a decisão é vinculante, com as ações requeridas para a implantação se iniciando imediatamente.
 - Caso se detecte que a instalação de transmissão em questão acima deva estar operativa em estágio após de $t^{max,IMP}$, as ações para sua implantação não necessitam ser iniciadas imediatamente. Esta será uma *instalação com início futuro de implantação e condicionada à evolução dos macrocenários*.

Ressalta-se novamente que, dadas as incertezas atuais quanto a prazos de implantação da transmissão, recomenda-se estimar o valor de $t^{max,IMP}$ de forma conservadora.

A seção 3.2.5 apresenta a formulação matemática desta dinâmica de decisão. Esta formulação, juntamente com o estudo de caso do capítulo 4, tem o objetivo de facilitar a compreensão do leitor sobre o tema.

Antes de proceder à próxima seção, é importante abordar a forma proposta para a construção do macrocenário de expansão do sistema de geração. Naturalmente, a expansão correspondente a projetos de geração futuros com entrada em operação já confirmada e certa deve ser assim considerada para o planejamento da rede. No entanto, como um dos principais objetivos do planejamento proativo é *antecipar*, no que seja possível e economicamente viável, a expansão da transmissão em relação à expansão da geração, fica claro que se deve considerar também a expansão incerta e ainda não confirmada do parque gerador no futuro.

Como já mencionado, esta expansão futura variará de acordo com os macrocenários, já que os diferentes valores de variáveis descritivas de *drivers* de mercado em cada macrocenário levarão a resultados distintos da competição entre os agentes de geração.

Para representar esta resposta distinta da expansão competitiva e descentralizada do parque gerador aos *drivers* de cada macrocenário, propõe-se considerar que a solução entregue pelo mercado para cada um destes cenários se aproxima suficientemente da solução ótima global

para o sistema para se assumir, *para o efeito de geração de macrocenários*, que ambas são equivalentes. Sob esta condição, um cenário indicativo de expansão da geração é determinado implicitamente pelo planejador para cada macrocenário através da otimização dos custos globais para o sistema.

Isto é feito sob a premissa de que os sinais econômicos *locacionais* a que os geradores são expostos – quanto à alocação de custos de infraestrutura de rede e quanto ao valor local da energia devido a perdas e congestão, por exemplo – são minimamente adequados para garantir a validade desta aproximação *para o efeito de geração de macrocenários*⁹.

3.2.3 Antecipação de etapas de preparação de projeto como opção real para implantação de instalações de transmissão, quando aplicável

Na seção 3.1.3, foram definidas as *etapas de preparação do projeto*, para instalações de transmissão. Naquela seção, discutiu-se também como estas etapas, que demandam tempos elevados, mas desembolsos relativamente baixos, e que podem ser executadas anteriormente à tomada de decisão de concluir fases da implantação que requerem desembolsos mais elevados (aquisição de equipamentos e materiais, construção e montagem), podem ser utilizadas como *opções reais* para a futura implantação das instalações de transmissão.

Também foram expostos os motivos pelos quais se espera que a possibilidade de antecipar as *etapas de preparação do projeto* não necessariamente se aplicará a todas as instalações de transmissão. Assim, o planejador deverá identificar as instalações para as quais a antecipação é uma opção realista.

Obviamente, é necessário que a metodologia de tomada de decisão para a expansão da transmissão esteja em linha com o uso das etapas de preparação do projeto como opções reais. Isto requer um tratamento da dinâmica temporal de decisões similar àquele discutido na seção anterior.

Neste caso, propõe-se a seguinte dinâmica de tomada de decisões:

- Determina-se o estágio de tempo máximo dentro do horizonte de planejamento em que, para que as etapas de *preparação do projeto* para determinada instalação possam ter sido concluídas, a decisão de sua antecipação deve ser tomada imediatamente. Recomenda-se a estimativa conservadora deste valor, ao qual se referirá como $t^{max,ANT}$ segundo a nomenclatura introduzida na seção 3.2.5.
- Caso se entenda que as *etapas de preparação do projeto* necessitam ser concluídas até o estágio $t^{max,ANT}$, as ações para iniciar tais etapas devem ser iniciadas imediatamente. Desta forma, a decisão de antecipação destas etapas será uma decisão vinculante e única para todos os macrocenários. Existirão custos relacionados a esta antecipação – a alocação destes custos é um objeto do módulo seguinte deste projeto.

⁹ Caso esta premissa não seja considerada como válida, as demais propostas deste documento ainda se aplicam, bastando *fixar* os macrocenários de expansão da geração *a priori* ao invés de construí-los implicitamente para cada cenário através da identificação da expansão ótima do parque gerador.

- No entanto, mesmo que a decisão de antecipação das etapas de preparação do projeto seja tomada imediatamente e de forma vinculante, as decisões *de levar a cabo as etapas posteriores que envolvem desembolsos de capital mais significativos* podem ser tomadas em instantes de tempo futuro, à medida que forem resolvidas as incertezas sobre a evolução dos macrocenários. Assim, também neste caso é relevante traçar, à ocasião da execução dos esforços de planejamento atuais, apenas *estratégias* de quais decisões de levar a cabo as etapas posteriores seriam tomadas para quais macrocenários.

A descrição acima está em linha com as observações da seção 3.1.3 sobre o caráter de *opção real* da antecipação das etapas de preparação do projeto:

- A decisão de *adquirir a opção*, antecipando as etapas de preparação, é tomada agora e o custos incorridos representam o *preço da opção*.
- As decisões de *exercer a opção* (concluir a implantação) são tomadas posteriormente, e podem ser adaptadas a cada um dos macrocenários futuros.

O leitor notará os potenciais benefícios de adquirir a opção ao antecipar, para as instalações de transmissão para que isto é viável, as etapas de preparação: nestes casos não é necessário tomar decisão vinculante incorrer os custos totais de implantação do projeto, comprometendo-se com o início imediato de *todas* as etapas. Incorre-se “com certeza” apenas uma parcela dos custos totais do projeto, podendo-se no futuro decidir sobre a necessidade de incorrer a outra parcela, à medida em que as incertezas sobre a realização dos macrocenários se resolverem.

Naturalmente, a decisão de antecipar *as etapas de preparação do projeto* somente será tomada se os benefícios futuros quanto à redução do custo global, sob a abordagem de minimização do máximo custo sistêmico, excederem o preço da opção a ser pago agora.

A seção 3.2.5 apresenta a formulação matemática desta dinâmica tomada de decisões. Esta formulação tem como objetivo facilitar a compreensão do leitor sobre a antecipação das etapas de preparação do projeto como opções reais.

3.2.4 Outras propostas quanto a critérios e metodologia

São agrupadas nesta seção outras propostas relacionadas aos critérios e à metodologia para o planejamento proativo da transmissão. As propostas são as seguintes:

(1) *Uso de horizonte estendido de planejamento da transmissão*

Propõe-se que o horizonte de planejamento a ser utilizado exceda por um número elevado de anos (por exemplo, uma década) o máximo entre todos os valores de $t^{max,IMP}$ e entre todos os candidatos para a expansão da transmissão.

O objetivo de considerar um horizonte de planejamento com estas características é permitir que se selecione candidatos com capacidade suficiente para acomodar a evolução de longo prazo dos requisitos de carregamento da rede de transmissão. Isto abre a possibilidade de que o planejador decida iniciar imediatamente a implantação de instalações de transmissão com capacidade superior àquela estritamente necessária para

acomodar a evolução do sistema até o final de um horizonte de planejamento mais curto.

Naturalmente, a decisão por instalações de maior ou menor capacidade é tomada com base no critério da minimização do máximo custo sistêmico ao longo dos cenários. No entanto, como a métrica de custo é mais propriamente descrita como o *valor presente* dos custos sistêmicos, considerar um horizonte demasiadamente curto pode levar a uma subestimativa do valor presente dos benefícios da implantação de uma instalação de maior capacidade.

(2) *Consideração de reforços para o aumento de capacidade de instalações já existentes, como repotenciação, como candidatos para a expansão da transmissão*

A segunda recomendação é a de considerar, como candidatos para a expansão do sistema de transmissão, reforços que incrementem a capacidade de transmissão de instalações já existentes. Estes podem incluir repotenciação, uso de tecnologias de monitoração e controle, etc.

Esta recomendação tem natureza mais geral e se relaciona ao fato de que a implantação de tais reforços muitas vezes não requer a execução de atividades que representam atualmente fontes de riscos e atrasos para a implantação do sistema de transmissão, como as etapas de licenciamento ambiental ou a solução de problemas fundiários.

(3) *Uso de técnicas de otimização como auxílio à tomada de decisão*

Recomenda-se utilizar técnicas de otimização clássica, com sistemas computacionais adequados, para auxiliar a tomada de decisão com respeito ao planejamento proativo.

A adoção das propostas anteriores desta seção implica em complexidade computacional razoável, com: (i) a consideração de resultados de diversos macrocenários sob critério de minimização dos máximos custos sistêmicos e dinâmica de tomada de decisão; (ii) distinções entre *instalações de transmissão com início futuro de implantação*, *instalações de transmissão com início imediato de implantação* e, para a última classe, a possibilidade de *antecipação das etapas de preparação do projeto*; e (iii) horizonte estendido de planejamento.

A proposta do uso de técnicas de otimização clássica é feita com vistas a permitir o tratamento desta complexidade no processo de tomada de decisões. Tais técnicas podem ser inicialmente utilizadas com aproximações na modelagem do sistema e abordando apenas estudos de fluxo de potência em regime permanente sob modelo linear da rede de transmissão, apenas para permitir a identificação dos candidatos¹⁰ cuja implantação é requerida. De fato, um modelo de otimização com estas características foi utilizado para o estudo de caso do capítulo 4.

¹⁰ A própria determinação das instalações candidatas a expansão do sistema de transmissão pode ser feita através modelos e técnicas computacionais que façam uso de critérios de otimização sem que seja necessário que o planejador enumere as instalações candidatas a priori.

Simulações mais detalhadas podem ser utilizadas posteriormente para detalhamento dos estudos e verificação da adequação técnica dos candidatos verificados, com a retroalimentação da função de custos e de restrições de viabilidade técnica se necessário.

3.2.5 Apresentação das principais características da abordagem através de formulação matemática de problema de otimização

Esta subseção traz ao leitor a formulação matemática de um problema de otimização que resume as principais características da abordagem de planejamento proativo apresentada até agora.

Assume-se que é mantido o critério de planejamento em que não é permitido nenhum corte de carga no sistema, sob qualquer cenário operativo considerado (mesmo sob contingências da rede de transmissão). A modificação da formulação abaixo para o caso em que se permite corte de carga, com a valoração do custo de energia não suprida na função objetivo, é trivial. Assume-se também que o tempo de vida útil de todas as instalações de transmissão candidatas é superior à duração do horizonte de planejamento.

Inicia-se a seção com a apresentação da nomenclatura utilizada para a formulação.

Conjuntos

$j \in J$	Conjunto de instalações de transmissão [-];
$j \in J_{EX}$	Subconjunto de instalações de transmissão existentes [-];
$j \in J_{DD}$	Subconjunto de instalações de transmissão candidatas [-];
$j \in J_{DD,AT}$	Subconjunto de J_{DD} com instalações para as quais é possível a antecipação das etapas de preparação do projeto [-];
$j \in J_{DD,NT}$	Subconjunto de J_{DD} com instalações para as quais não é possível a antecipação das etapas de preparação do projeto [-];
$k \in K$	Conjunto de geradores [-];
$k \in K_{EX}$	Subconjunto de geradores existentes [-];
$k \in K_{DD}$	Subconjunto de geradores candidatos (expansão competitiva do mercado) [-];
$t \in T$	Conjunto de estágios do horizonte de planejamento (assume-se estágios anuais para formulação desta seção, mas outras definições são possíveis) [-];
$m \in M$	Conjunto de macrocenários (assume-se que sejam indicados por números inteiros sequenciais, ou seja, seus “nomes” são dados por 1, 2, 3, etc.) [-];
$s_o \in S_o$	Conjunto de microcenários de condições operativas (condições de carga, contingências do sistema de transmissão, disponibilidade de recursos renováveis e quaisquer outros fenômenos incertos de curto prazo aos quais pode ser atribuída probabilidade de ocorrência através de abordagem contestável) [-];

Parâmetros

$u_{m,t}$	Fator para cálculo de valor presente para estágio t considerando taxa de desconto que modela preferências intertemporais aplicáveis no macrocenário m [-];
$b_{j,m,t}$	Custos fixos anuais, incluindo custos de investimento anualizados e custos O&M, associada a candidato de transmissão j no macrocenário m [BRL];
$a_{j,m,t}$	Anuidade relativa a desembolsos de capital incorridos para antecipação de <i>etapas de preparação do projeto</i> para candidato de transmissão $j \in J_{DD,IM,AT}$ no macrocenário m [BRL];
$c_{k,m,t}$	Custos fixos anuais, incluindo custos de investimento anualizados e custos fixos de O&M, para gerador candidato k no macrocenário m e estágio t [BRL];
$\mathbf{P}_{m,s_o,t}$	Vetor que representa todos os demais parâmetros descritivos do sistema (custos variáveis de produção, topologia e parâmetros de rede existente, cenários de disponibilidade de recursos renováveis, carga, etc.) para macrocenário m , cenário operativo s_o e estágio t [unidades variáveis];
$t_j^{min,IMP}$	Estágio de tempo mínimo em que a instalação de transmissão candidata j pode estar operacional [ano do horizonte de planejamento];
$t_j^{max,IMP}$	Estágio de tempo máximo em que, para que a instalação de transmissão candidata j possa estar operacional, a decisão de sua implantação deve ser tomada imediatamente [ano do horizonte de planejamento];
Δ_j	Prazo mínimo necessário para que, após concluída a antecipação das <i>etapas de preparação de projeto</i> para a instalação de transmissão candidata $j \in J_{DD,AT}$, sejam concluídas as etapas posteriores de implantação do projeto [anos];
$t_j^{min,ANT}$	Estágio de tempo mínimo em que é viável ter concluído as etapas de preparação do projeto para a instalação de transmissão candidata $j \in J_{DD,AT}$ [ano do horizonte de planejamento]. O leitor notará que deverá ser necessariamente verificada a relação $t_j^{min,IMP} = t_j^{min,ANT} + \Delta_j$;
$t_j^{max,ANT}$	Estágio de tempo máximo em que, para que as etapas de preparação do projeto para a instalação de transmissão candidata j possa ter sido concluídas, a decisão de sua antecipação deve ser tomada imediatamente [ano do horizonte de planejamento] O leitor notará que a relação $t_j^{max,IMP} = t_j^{max,ANT} + \Delta_j$ deverá ser necessariamente verificada;
$p_{m,s_o,t}$	Probabilidade de ocorrência do cenário operativo s_o no macrocenário m e estágio t [-];
h_t	Duração do estágio t [h];

Variáveis de decisão

$t_{j,m,t}^T$	Variável binária que indica se a instalação de transmissão candidata $j \in J_{DD}$ está operativa no macrocenário m e estágio t ($=1$) ou não ($=0$) [-];
$\rho_{j,m,t}^{T,AT}$	Variável binária que indica se as <i>etapas de preparação de projeto</i> antecipáveis para a instalação de transmissão candidata $j \in J_{DD,AT}$ já foram concluídas até antes de t ($=1$) ou não ($=0$) [-];
$t_{k,m,t}^G$	Variável binária que indica se o gerador candidato k foi construído como parte da solução ótima entregue pelo mercado e está operativo no macrocenário m e estágio t ($=1$) ou não ($=0$) [-];
$\chi_{m,s_o,t}$	Variável contínua que indica custo de operação do sistema no macrocenário m , no cenário operativo s_o , e estágio t , expresso em [BRL/h];
Γ_m	Para o macrocenário m , valor presente no horizonte de planejamento dos custos sistêmicos totais, dados pela soma de: (i) custos de expansão do sistema de transmissão; (ii) estimativa dos custos de expansão do sistema de geração entregues pelo mercado; (iii) expectância ¹¹ dos custos de operação do sistema longo dos microcenários s_o [BRL].
Γ_{MAX}	Máximo entre os valores de Γ_m [BRL];
I	Vetor utilizado para denotar o conjunto de todas as variáveis de decisão binárias, para simplicidade de notação em algumas equações;

Funções que denotam itens não expandidos da formulação matemática

$\mathcal{F}()$	Função que denota cálculo de custos operativos do sistema;
$\mathcal{H}()$	Função que denota restrições operativas (leis de Kirchhoff e comportamento da rede, restrições ao despacho de geradores, de carregamento de rede, etc.).

O leitor notará que as variáveis binárias que indicam se as instalações estão operativas ou não são definidas apenas ao longo dos conjuntos relevantes – ou seja, variando ou não de acordo com os macrocenários – para garantir que a dinâmica de tomada de decisão indicada nas seções 3.2.2 e 3.2.3 seja observada.

Utilizando a nomenclatura definida acima, pode-se apresentar as principais características da abordagem proposta para o planejamento proativo da expansão do sistema de transmissão com a seguinte formulação:

$$\min\{ \Gamma_{MAX} \} \quad (1)$$

¹¹ O leitor se recordará de que se admite que probabilidades podem ser definidas os microcenários s_o de forma contestável. Outras estatísticas da amostra de custos de operação ao longo dos microcenários podem, portanto, ser definidas, conforme a abordagem que se deseje utilizar para os custos de operação ao longo dos cenários do sistema.

<i>sujeito a</i>	
$\Gamma_{MAX} \geq \Gamma_m \quad ; \forall m \in M$	(2)
$\Gamma_m = \sum_{t \in T} u^t \cdot \{ (\sum_{j \in J_{DD,NT}} b_{j,m,t} \cdot l_{j,m,t}^T) + (\sum_{j \in J_{DD,AT}} a_{j,m,t} \cdot \rho_{j,m,t}^{T,AT}) + [\sum_{j \in J_{DD,AT}} (b_{j,m,t} - a_{j,m,t}) \cdot l_{j,m,t}^T] \} +$ $\sum_{t \in T} u_{m,t} \cdot [\sum_{k \in K_{DD}} c_{k,m,t} \cdot l_{k,m,t}^G] +$ $\sum_{t \in T} u_{m,t} \cdot [\sum_{s_\sigma \in S_\sigma} p_{m,s_\sigma,t} \cdot \chi_{m,s_\sigma,t}]$	(3)
$; \forall m \in M$	
$l_{j,m,t}^T = l_{j,m-1,t}^T \quad ; \forall j \in J_{DD,NT}, m \in \{M \setminus \{1\}\}, \{t \in T \mid t_j^{min,IMP} \leq t \leq t_j^{max,IMP}\}$ $\rho_{j,m,t}^{T,AT} = \rho_{j,m-1,t}^{T,AT} \quad ; \forall j \in J_{DD,AT}, m \in \{M \setminus \{1\}\}, \{t \in T \mid t_j^{min,ANT} \leq t \leq t_j^{max,ANT}\}$	(4)
$l_{j,m,t}^T = 0 \quad ; \forall j \in J_{DD,NT}, m \in M, \{t \in T \mid t < t_j^{min,IMP}\}$ $\rho_{j,m,t}^{T,AT} = 0 \quad ; \forall j \in J_{DD,AT}, m \in M, \{t \in T \mid t < t_j^{min,ANT}\}$ $l_{k,m,t}^G = 0 \quad ; \forall k \in K_{DD}, m \in M, \{t \in T \mid t < t_k^{min}\}$	(5)
$l_{j,m,t+\Delta_j}^T \leq \rho_{j,m,t}^{T,AT} \quad ; \forall j \in J_{DD,AT}, m \in M, \{t \in T \mid t < T - \Delta_j\}$ $l_{j,m,t}^T = 0 \quad ; \forall j \in J_{DD,AT}, m \in M, \{t \in T \mid t < \Delta_j\}$	(6)
$l_{j,m,t}^T \geq l_{j,m,t-1}^T \quad ; \forall j \in J_{DD}, m \in M, \{t \in T \mid t > 1\}$ $\rho_{j,m,t}^{T,AT} \geq \rho_{j,m,t-1}^{T,AT} \quad ; \forall j \in J_{DD,AT}, m \in M, \{t \in T \mid t > 1\}$ $l_{k,m,t}^G \geq l_{k,m,t-1}^G \quad ; \forall k \in K_{DD}, m \in M, \{t \in T \mid t > 1\}$	(7)
$\chi_{m,s_\sigma,t} = \mathcal{F}(\mathbf{I}, \mathbf{P}_{m,s_\sigma,t}) \quad ; \forall m \in M, s_\sigma \in S_\sigma, t \in T$	(8)
$\mathcal{H}(\mathbf{I}, \mathbf{P}_{m,s_\sigma,t}) \geq 0 \quad ; \forall m \in M, s_\sigma \in S_\sigma, t \in T$	(9)

Na formulação acima:

- A equação (1) simplesmente indica que a métrica a minimizar é o máximo entre os custos sistêmicos de todos os macrocenários, e a equação (2) assegura que o valor que aparece na função objetivo do problema de otimização corresponde a este máximo.
- A equação (3) serve ao cálculo do valor presente no horizonte de planejamento dos custos sistêmicos totais, dados pela soma de: (i) custos de expansão do sistema de transmissão (termo correspondente ao primeiro somatório em t); (ii) estimativa dos custos de expansão do sistema de geração entregues pelo mercado (corresponde ao segundo somatório em t); e (iii) expectância dos custos de operação ao longo dos microcenários (corresponde ao terceiro somatório em t).
- O conjunto de equações (4) impõe as condições de que: (i) caso se opte por implantar instalações com etapas de preparação não-antecipáveis de forma a que sua operação ocorra até $t_j^{max,IMP}$, as decisões de implantação são únicas e vinculantes (primeira equação); e (ii) caso se optem por antecipar as etapas de preparação do projeto, para as instalações às quais esta opção se aplica, de forma a que estas etapas sejam concluídas até $t_j^{max,ANT}$, as decisões de antecipação são únicas e vinculantes.

- A equação (5) impõe os tempos mínimos em que as instalações de transmissão candidatas podem estar operativas.
- O conjunto de equações (6) impõe a condição de que a conclusão da implantação das instalações de transmissão do conjunto com etapas antecipáveis pode ser feita apenas após a execução das etapas de preparação do projeto.
- O conjunto de equações (7) indica que uma instalação de transmissão ou de geração que tenha sido construída em um determinado instante de tempo permanece operativa por todos os estágios seguintes. De forma análoga, etapas de preparação que tenham sido concluídas também permanecem concluídas em todos os estágios seguintes.
- A equação (8) indica que o problema de otimização inclui as equações necessárias ao cálculo do custo de operação do sistema, e a equação (9) denota que as restrições operativas são reforçadas, para todos os macrocenários, microcenários e estágios.

Para o estudo de caso ilustrativo do capítulo 4 deste documento, utiliza a formulação acima com o modelo de fluxo de potência linearizado para a expansão das equações (8) e (9), de forma a obter um problema de otimização inteira-linear mista. No entanto, ressalta-se aqui que é possível utilizar outras abordagens para a expansão destas equações – por exemplo, caso se deseje utilizar a modelagem completa e não-linear do comportamento da rede de transmissão, o resultado seria um problema de otimização inteira-não-linear mista.

4 ESTUDO DE CASO ILUSTRATIVO

O estudo de caso deste capítulo ilustra a aplicação da proposta de planejamento proativo da transmissão ao subsistema da figura seguinte¹².

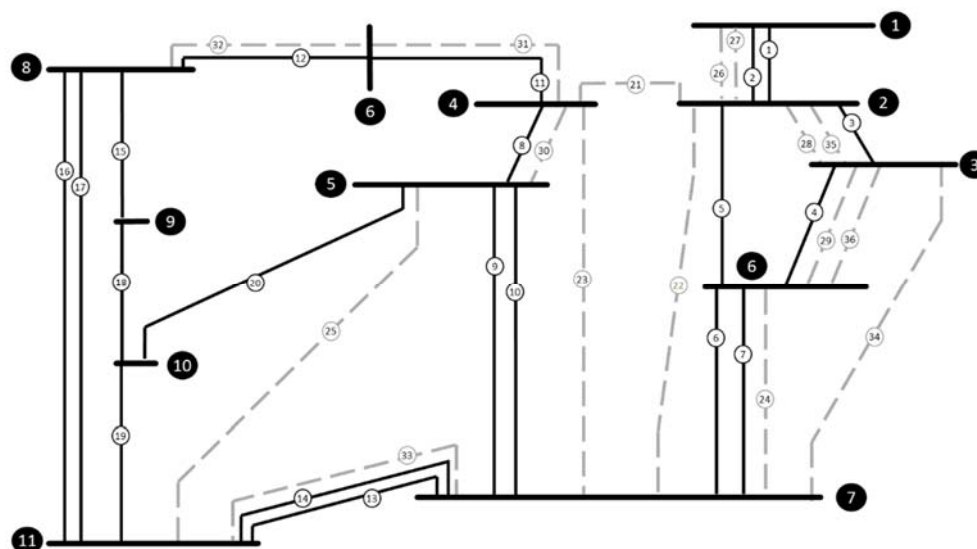


Figura 4.1 – Diagrama esquemático do subsistema utilizado no estudo de caso

Para o estudo de caso, serão utilizados três macrocenários de variação no longo prazo de *drivers* para a expansão do sistema. A Figura 4.2 indica a estrutura de macrocenários considerada¹³.

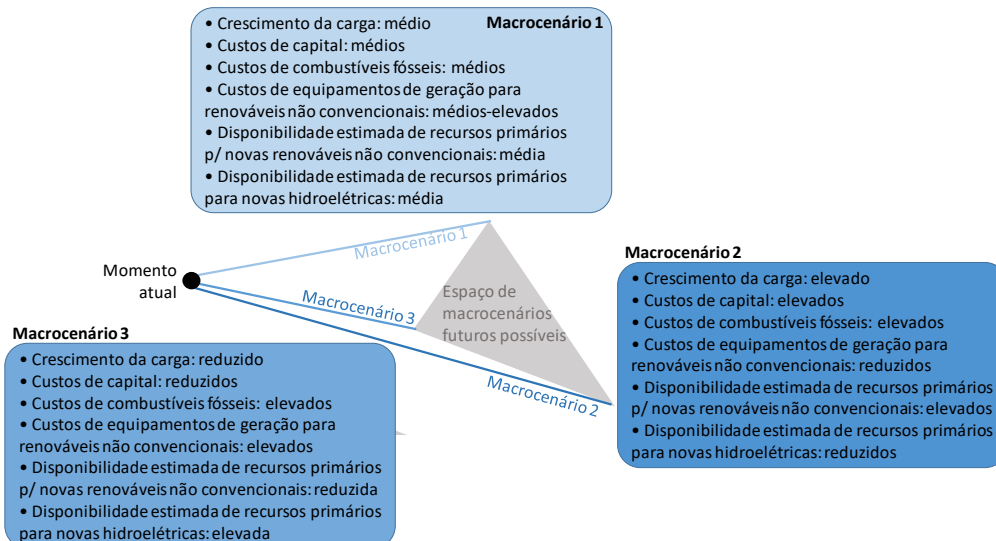


Figura 4.2 – Ilustração dos macrocenários utilizados para o estudo de caso

¹² No diagrama, os traços mais espessos e numerados com discos negros indicam subestações, os demais traços negros indicam circuitos existentes do sistema de transmissão, os traços em cinza indicam circuitos candidatos para a expansão do sistema de transmissão e todos os circuitos são indicados pelos discos com preenchimento branco.

¹³ Naturalmente, as variáveis indicadas na figura não esgotam todo o universo possível de *drivers* que podem variar de acordo com os macrocenários, representando somente os parâmetros selecionados para este estudo de caso.

A tabela seguinte indica os principais parâmetros do sistema de transmissão e a nomenclatura da seção 3.2.5 é utilizada na identificação dos parâmetros. Todos os valores monetários são apresentados em termos reais.

Tabela 4.1 – Principais parâmetros do sistema de transmissão utilizado em estudo de caso

Circuito [-]	Status [-]	Viabilidade de antecipar etapas de preparação do projeto [-]	$t_{min,IMP}$ [ano]	$t_{max,IMP}$ [ano]	$t_{min,ANT}$ [ano]	$t_{max,ANT}$ [ano]	Δ [anos]	Reatância [%]	Capacidade nominal [MW]	b [BRL Milhões/ano] por macrocenário			a [BRL Milhões/ano] por macrocenário		
										$m=1$	$m=2$	$m=3$	$m=1$	$m=2$	$m=3$
1	Existente	-	-	-	-	-	-	2.60%	150	-	-	-	-	-	-
2	Existente	-	-	-	-	-	-	2.60%	150	-	-	-	-	-	-
3	Existente	-	-	-	-	-	-	2.35%	150	-	-	-	-	-	-
4	Existente	-	-	-	-	-	-	4.21%	300	-	-	-	-	-	-
5	Existente	-	-	-	-	-	-	5.81%	300	-	-	-	-	-	-
6	Existente	-	-	-	-	-	-	4.71%	600	-	-	-	-	-	-
7	Existente	-	-	-	-	-	-	4.71%	600	-	-	-	-	-	-
8	Existente	-	-	-	-	-	-	1.96%	500	-	-	-	-	-	-
9	Existente	-	-	-	-	-	-	7.24%	500	-	-	-	-	-	-
10	Existente	-	-	-	-	-	-	7.24%	500	-	-	-	-	-	-
11	Existente	-	-	-	-	-	-	4.09%	500	-	-	-	-	-	-
12	Existente	-	-	-	-	-	-	4.22%	750	-	-	-	-	-	-
13	Existente	-	-	-	-	-	-	4.49%	400	-	-	-	-	-	-
14	Existente	-	-	-	-	-	-	4.49%	400	-	-	-	-	-	-
15	Existente	-	-	-	-	-	-	3.31%	750	-	-	-	-	-	-
16	Existente	-	-	-	-	-	-	10.99%	500	-	-	-	-	-	-
17	Existente	-	-	-	-	-	-	10.99%	500	-	-	-	-	-	-
18	Existente	-	-	-	-	-	-	3.31%	500	-	-	-	-	-	-
19	Existente	-	-	-	-	-	-	4.10%	500	-	-	-	-	-	-
20	Existente	-	-	-	-	-	-	7.96%	500	-	-	-	-	-	-
21	Candidato	Não	1	3	-	-	-	2.86%	750	24.9	28.7	21.2	-	-	-
22	Candidato	Sim	3	3	1	1	2	10.60%	750	92.1	106.4	78.6	10.1	11.7	8.6
23	Candidato	Sim	3	3	1	1	2	8.70%	750	75.7	87.3	64.5	8.3	9.6	7.1
24	Candidato	Sim	3	3	1	1	2	4.71%	600	40.0	46.2	34.2	4.4	5.1	3.8
25	Candidato	Sim	3	3	1	1	2	11.33%	750	98.5	113.7	84.0	10.8	12.5	9.2
26	Candidato	Não	1	1	-	-	-	1.84%	500	15.4	17.8	13.2	-	-	-
27	Candidato	Não	1	1	-	-	-	1.84%	500	15.4	17.8	13.2	-	-	-
28	Candidato	Não	1	1	-	-	-	1.60%	750	13.9	16.1	11.9	-	-	-
29	Candidato	Não	1	1	-	-	-	2.96%	750	25.8	29.8	22.0	-	-	-

Circuito [-]	Status [-]	Viabilidade de antecipar etapas de preparação do projeto [-]	t_{prep}^{IMP} [ano]	t_{prep}^{IMP} [ano]	t_{prep}^{ANT} [ano]	t_{prep}^{ANT} [ano]	Δ [anos]	Reatância [%]	Capacidade nominal [MW]	b [BRL Milhões/ano] por macrocenário			a [BRL Milhões/ano] por macrocenário		
										m=1	m=2	m=3	m=1	m=2	m=3
30	Candidato	Não	1	1	-	-	-	1.89%	750	16.4	19.0	14.0	-	-	-
31	Candidato	Não	1	1	-	-	-	4.09%	500	34.3	39.5	29.2	-	-	-
32	Candidato	Não	1	1	-	-	-	4.39%	500	36.7	42.4	31.3	-	-	-
33	Candidato	Não	1	1	-	-	-	4.26%	750	37.1	42.8	31.6	-	-	-
34	Candidato	Sim	3	3	1	1	2	9.24%	750	80.4	92.8	68.6	8.8	10.2	7.5
35	Candidato	Não	1	1	-	-	-	1.60%	750	13.9	16.1	11.9	-	-	-
36	Candidato	Não	1	1	-	-	-	2.96%	750	25.8	29.8	22.0	-	-	-

Os principais parâmetros em relação à carga do sistema e ao sistema de geração existente e candidato para a expansão através de mecanismos de mercado são indicados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Principais parâmetros em relação a carga e sistema de geração

Subestação	Demanda máxima (início do horizonte de planejamento) [MW]	Geração existente		Potencial estimado para expansão da geração	
		Capacidade [MW]	Tecnologia	Capacidade [MW]	Tecnologia
1	187.5	250	Eólica (área 1)	1600	Eólica (área 1)
2	250	-	-	-	-
3	187.5	-	-	2000	Solar (área 1)
4	0	-	-	2000	Térmica (gás natural)
5	187.5	2250	Hidro	-	-
6	250	-	-	2250	Eólica (área 2)
7	1500	750	Térmica (gás natural)	-	-
8	250	2000	Hidroelétrica	1150	Hidroelétrica
9	187.5	-	-	-	-
10	250	-	-	-	-
11	1750	500	Térmica (óleo)	2500	Solar (área 2)

Assume-se que o horizonte de planejamento se inicia cinco anos à frente do momento atual (momento em que as decisões são tomadas). Assim, o ano 1 do horizonte de planejamento é o sexto ano à frente do ano atual. Consultando a Tabela 4.1, o leitor notará que o último ano para o qual qualquer das instalações de transmissão estará operacional, caso se tome a decisão de iniciar no momento atual a implantação, é o ano 3 do horizonte de planejamento. Assim, de forma a ter um horizonte de planejamento longo o suficiente para cumprir com a

recomendação (1) da seção 3.2.4, considera-se um período total de 12 anos, garantindo que há uma década a partir da entrada em operação comercial da última decisão que pode resultar em *instalações de transmissão com início imediato da implantação* (esta é a década dos anos 3 a 12).

Para este estudo de caso, utiliza-se a o modelo de fluxo de potência linearizado empregado na expansão das equações (8) e (9) da seção 3.2.5. A expansão da rede de transmissão é feita sob o critério de confiabilidade N-1. O programa inteiro-linear misto obtido foi interrompido com um *gap* de otimalidade de 2%.

Inicia-se a apresentação dos resultados do estudo de caso indicando qual é a expansão do sistema de geração verificada em cada macrocenário. O leitor se lembrará de que a expansão da geração para cada macrocenário não é um dado de entrada direto do modelo, mas sim um resultado da simulação de qual a solução entregue pelo mercado como resultado da competição, sob as premissas discutidas no capítulo 3.

Tabela 4.3 – Expansão da geração verificada para cada macrocenário

Expansão da geração para macrocenário 1: adições cumulativas de capacidade [MW] por ano do horizonte de planejamento													
Sub.	Tecnologia	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
1	Eólica (área 1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	Solar (área 1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	Térmica (gás natural)	550.0	777.3	803.8	1131.0	1131.0	1295.7	1469.5	1550.2	1709.5	1869.7	2000.0	2000.0
6	Eólica (área 2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Hidroelétrica	0.0	59.7	59.7	59.7	59.7	59.7	59.7	197.4	197.4	203.5	239.3	348.1
11	Solar (área 2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	139.8
Expansão da geração para macrocenário 2: adições cumulativas de capacidade [MW] por ano do horizonte de planejamento													
Sub.	Tecnologia	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
1	Eólica (área 1)	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	237.4	241.5	245.8
3	Solar (área 1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	Térmica (gás natural)	24.5	24.5	43.8	96.1	127.2	174.3	193.8	254.7	337.7	412.9	623.5	783.3
6	Eólica (área 2)	1044.9	1307.9	1543.9	1727.9	1743.8	1956.3	2165.1	2207.5	2250.0	2250.0	2250.0	2250.0
8	Hidroelétrica	0.0	0.0	0.0	0.0	211.8	211.8	233.5	268.5	297.4	392.8	530.3	537.0
11	Solar (área 2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	35.5	185.3	337.3	499.1	510.0	683.8
Expansão da geração para macrocenário 3: adições cumulativas de capacidade [MW] por ano do horizonte de planejamento													
Sub.	Tecnologia	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
1	Eólica (área 1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	Solar (área 1)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	Térmica (gás natural)	550.0	775.7	788.9	977.8	977.8	999.3	1012.7	1171.1	1333.7	1532.2	1660.1	1791.5
6	Eólica (área 2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	Hidroelétrica	0.0	35.5	35.5	78.0	249.1	413.3	413.3	413.3	413.3	413.3	419.7	426.2
11	Solar (área 2)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	144.1	276.5

O leitor verificará que a expansão da geração difere significativamente entre os macrocenários considerados, variando não apenas em relação à capacidade total instalada (deve-se lembrar de que o crescimento da demanda também difere entre os cenários considerados), mas também quanto à participação de diferentes tecnologias e localização das fontes mais competitivas e, consequentemente, quanto às subestações de sua conexão.

Levar em conta tal diversidade, que é resultado dos distintos macrocenários de *drivers* para a expansão do sistema, é importante para planejar o sistema de transmissão de forma proativa, permitindo o fomento à competição na expansão do sistema de geração.

Assim, o planejamento *proativo* não consiste apenas no conservadorismo quanto à consideração dos prazos para a implantação de instalações do sistema de transmissão através das propostas do capítulo, mas também em dimensionar o sistema de transmissão para, sob um critério de decisão sob incertezas – o critério de minimização dos máximos custos sistêmicos ao longo dos macrocenários aqui proposto – fomentar a competição no sistema de geração. Cabe ressaltar que o tratamento de prazos dilatados para a expansão de transmissão é um elemento importante no processo. De fato, é a necessidade de tratar prazos de implantação da transmissão superiores àqueles para a expansão da geração que aumenta a criticidade de planejar a transmissão sob incertezas quanto à expansão do sistema de geração.

Isto transparece nas decisões de expansão do sistema de transmissão, indicadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Expansão do sistema de transmissão: decisões únicas vinculantes e decisões futuras que fazem parte das estratégias para cada macrocenário

Expansão da transmissão: candidatos implantados com tomada de decisão imediata (anos em que estão operacionais marcados em azul)												
Candidato	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
21												
26												
28												
Expansão da transmissão para macrocenário 1: candidatos implantados com tomada de decisão futura, por macrocenário												
Candidato	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
23												
25												
31												
33												
Expansão da transmissão para macrocenário 2: candidatos implantados com tomada de decisão futura, por macrocenário												
Candidato	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
24												
33												
Expansão da transmissão para macrocenário 3: candidatos implantados com tomada de decisão futura, por macrocenário												
Candidato	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12
25												
31												

O leitor perceberá que as instalações de transmissão 21, 26 e 28, cuja decisão de implantação é imediata e vinculante, consistem de reforços que permitem o escoamento da geração que se conecta às subestações da região superior direita da Figura 4.1 – além de oferecer um caminho alternativo para o escoamento da potência que se conecta à subestação 4. Ainda que as adições de capacidade correspondentes aos geradores acima mencionados difiram de acordo com o macrocenário, devido à resposta das pressões competitivas no mercado aos *drivers* para a expansão, a implantação destes circuitos é parte da solução ótima sob o critério de minimização do máximo entre os custos globais para o sistema.

Também consistem de reforços importantes ao sistema de transmissão, que são parte das *instalações com início de implantação futuro* em mais de um macrocenário, as instalações 25, 31 e 33. Estas servem ao escoamento da produção do gerador que se conecta à subestação 4 e também ao escoamento das adições de capacidade da região superior direita da figura até a subestação 11, que é o grande centro de carga do subsistema. No entanto, como são necessárias apenas em instantes de tempo posteriores do horizonte, a decisão ótima é adaptar a *estratégia* de decisões futuras às necessidades de cada macrocenário em particular.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PSR, “Módulo 1: Acesso à Rede Básica – Proposição e avaliação de impactos de aprimoramentos à coordenação da expansão de transmissão e geração”, 2016.
- [2] PSR, “Módulo 1: Leilões coordenados de geração e instalações da Rede Básica para escoamento de potência de geradores – Proposição e avaliação de impactos de aprimoramentos à coordenação da expansão de transmissão e geração”, 2016.
- [3] ANEEL, “*Entenda a expansão da transmissão – Expansão da transmissão – Tempo médio de execução de obras*”, disponível online em <http://www.aneel.gov.br/expansao-da-transmissao> e acessado em 30/Out/2016.
- [4] ANEEL, “*Entenda a expansão da transmissão – Expansão da transmissão – Tempo médio de licenciamento ambiental*”, disponível online em <http://www.aneel.gov.br/expansao-da-transmissao> e acessado em 30/Out/2016.
- [5] R. Bittencourt, “*Ministério adota estratégia para garantir sucesso de leilões*”, reportagem do Valor Econômico em Set. 2015.