

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O PAPEL DO SUBSISTEMA NORTE NA EXPANSÃO
DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (2017-2024)**

LUCAS DE ALMEIDA RIBEIRO
Matrícula 113209737

ORIENTADOR: HELDER QUEIROZ PINTO JUNIOR

SETEMBRO DE 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**O PAPEL DO SUBSISTEMA NORTE NA EXPANSÃO
DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (2017-2024)**

LUCAS DE ALMEIDA RIBEIRO

Matrícula 113209737

ORIENTADOR: HELDER QUEIROZ PINTO JUNIOR

SETEMBRO DE 2017

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui dimensões continentais e um dos maiores potenciais hidráulicos tecnicamente aproveitáveis do mundo. O SEB é subdividido em quatro subsistemas físicos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), conforme especificidades de cada região. O subsistema Norte corresponde a cerca de metade do potencial hidráulico nacional e a três quartos do potencial não-inventariado: trata-se do novo horizonte de expansão da capacidade hídrica, com a construção de usinas hidrelétricas (UHEs) a fio d'água.

Essa restrição, no entanto, impõe dificuldades de regularização das UHEs e uma geração sazonal, a depender do período úmido. O subsistema Norte concluirá a construção da maior UHE integralmente brasileira (Belo Monte, 11,2 GW) e conectará a última Unidade Federativa, Roraima, ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até 2024. Esses marcos constituem desafios significativos de planejamento elétrico em uma região de baixo consumo e de elevado potencial gerador, o que impõe reforços de linhas de transmissão para os centros de carga como forma de aproveitar as afluições inter-regiões.

Para tanto, este trabalho teve por objetivo estudar o perfil historicamente hídrico da matriz elétrica brasileira, a consolidação hidrotérmica e suas perspectivas de expansão de potência até 2024 (que será focada principalmente na adição de renováveis, o que tenderá a elevar a intermitência). Além de analisar a capacidade instalada e as contingências de redes, é dada especial atenção aos cronogramas dos empreendimentos com dois cortes temporais (julho de 2016 e abril de 2017), a fim de verificar a possível manutenção da margem de reserva do SIN. Observou-se a elevada viabilidade das hidrelétricas e a baixa viabilidade dos empreendimentos térmicos (UTES). Novas UTES, principalmente a gás natural, poderiam servir para neutralizar a intermitência trazida pelas eólicas. Entretanto, os entraves para as UTES, mesmo as já contratadas, são diversos e comprometem suas operações comerciais no prazo legal e futuras ofertas nos leilões.

Por fim, é abordada neste trabalho a importância do subsistema Norte no planejamento do setor, sendo a frente de expansão da nova potência hidrelétrica. Caracterizado por seu elevado potencial energético e por sua baixa demanda no SIN, o Norte configura-se proeminente exportador de eletricidade aos demais subsistemas na maior parte do tempo, mas sua localização impõe severos desafios de interligação de redes.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	7
CAPÍTULO I: A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	10
I.1. O PERFIL DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	10
I.2. CARACTERÍSTICAS DOS SUBSISTEMAS ELÉTRICOS DO SIN	15
CAPÍTULO II: PERSPECTIVAS DE EXPANSÃO DO SIN (2017-2024)	18
II.1. LEILÕES DE ENERGIA NOVA (LEN) E O NOVO MODELO (NMSE)	18
II.2. EXPANSÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E CONSUMO DO SIN	20
II.3. RESTRIÇÕES DE VAZÕES DAS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS	31
CAPÍTULO III: O SUBSISTEMA NORTE	33
III.1. CAPACIDADE DE GERAÇÃO	33
III.2. DEMANDA ELÉTRICA	39
III.3. O DESAFIO DE INTERLIGAÇÃO DE RORAIMA	41
III.4. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO: O CASO DE BELO MONTE	44
CONCLUSÃO	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

TABELAS

Tabela 1 - Potencial hidráulico (estimado e inventariado) das bacias hidrográficas do Brasil: dezembro de 2015	11
Tabela 2 - Cenário 1 - Julho de 2016 - UTEs	22
Tabela 3 - Cenário 2 - Abril de 2017 - UTEs	22
Tabela 4 - Cenário 1 - Julho de 2016 - UHEs	24
Tabela 5 - Cenário 2 - Abril de 2017 - UHEs	24
Tabela 6 - Evolução da participação relativa por fonte na capacidade instalada no Brasil, % (2015-20)	25
Tabela 7 - Evolução da Carga por Subsistema: 2017-2021	29
Tabela 8 - Expansão da Capacidade Instalada: 2017-2023	30
Tabela 9 - Redução das vazões naturais das UHEs brasileiras, a partir de modelagens climáticas - 1961-2040 (RCP 8.5)	32
Tabela 10 - Capacidade instalada no Brasil em 30.04.2017	33
Tabela 11 - Capacidade das UHEs no subsistema Norte em 30.04.2017	36
Tabela 12 - Capacidade das UTEs no subsistema Norte (destaque para as UTEs do Estado do Maranhão)	37
Tabela 13 - Demanda elétrica do Brasil por subsistema, em GWh (2011-2015)	40
Tabela 14 - Composição da demanda elétrica por setor, em % (2015)	41
Tabela 15 - Linhas de transmissão a cargo da Abengoa	46

GRÁFICOS

Gráfico 1 - Evolução da Capacidade de regularização dos reservatórios. 2000-2012	12
Gráfico 2 - Adição de capacidade de geração. 2001-2016.....	12
Gráfico 3 - Participação relativa de fontes hidráulicas e térmicas na geração elétrica do Brasil (%).....	14
Gráfico 4 - Energia Natural Afluyente de 1931 a 2006.....	16
Gráfico 5 - Cenário 1 - Julho e Agosto de 2016 - Capacidade UTEs	23
Gráfico 6 - Cenário 2 - Abril e Maio de 2017 - Capacidade UTEs.....	23
Gráfico 7 - Expansão da capacidade instalada do Brasil por fonte, em MW: 2017-2024.....	25
Gráfico 8 - Custos Variáveis Unitários (R\$/MWh) e fontes por UTE do Norte	37
Gráfico 9 - Exportação do subsistema Norte, em MWmed (2013-2016).....	40
Gráfico 10 - Tempo médio de execução de obras e licenciamento ambiental - expansão da transmissão	46
Gráfico 11 - escoamento de geração do Norte (Cenário ONS de 2016).....	47

MAPAS

Mapa 1 - Subsistemas brasileiros: N, NE, SE/CO e S.....	15
Mapa 2 - Interligação Roraima-Venezuela.....	42
Mapa 3 - Corredor da interligação Boa Vista-Manaus.....	43

FIGURAS

Figura 1 - Contratação no ACR e no ACL, esquemático	20
---	----

INTRODUÇÃO

O Brasil é um país de dimensões continentais, cujas regiões geográficas apresentam diferentes perfis de consumo elétrico e de regime hídrico para o setor de energia. Essa configuração impõe desafios aos planejadores do sistema para o aproveitamento elétrico inter-regiões, garantindo, simultaneamente, o suprimento firme da demanda e a modicidade tarifária necessária. O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) busca, ainda, universalizar o acesso da eletricidade como forma de inclusão social (MME, 2015), o que implica interligação de regiões mais distantes dos centros de carga, através de linhas de transmissão.

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsável pela interconexão de diferentes regiões elétricas, sendo formado pelos “subsistemas”: Norte, Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Haja vista a extensão do território nacional e localidades afastadas, existem também os sistemas isolados, desconectados do SIN e que representam menos de 1% da carga total do País.

Uma das características do produto eletricidade é a sua não estocabilidade: a necessidade de suprimento da demanda é instantânea, devendo a geração e as redes acompanhar a curva da carga (consumo), sem onerar o consumidor¹. A geração e a operação das redes elétricas não partem de decisões individuais dos agentes, mas da coordenação exercida por um agente especial, responsável pelo controle dos fluxos de despacho, o Operador Nacional do Sistema (ONS). Ademais, a expansão da capacidade de geração e das linhas de transmissão necessita de esforços de **coordenação institucional e operacional**, sendo tal coordenação intrínseca ao próprio funcionamento do sistema (BICALHO, R., 2014).

Na geração elétrica, há a transformação dos recursos naturais em energia aproveitável. Essa energia provém tanto de recursos renováveis (água, vento, irradiação) como de recursos não renováveis (fósseis). Considerando o elevado potencial hidrelétrico brasileiro, estimado em cerca de 250 GW, a matriz elétrica nacional buscou aproveitar energia hídrica para

¹ Neste sentido, é importante mencionar a evolução tecnológica do potencial de armazenamento químico da energia elétrica através de baterias. Entretanto, conforme entendimento do Ministério de Minas e Energia (2017): “(...) entende-se que, diante das atuais referências de preços, ainda há baixo grau de viabilidade econômica para sua aplicação imediata, especialmente em relação ao atendimento da necessidade específica de potência adicional no sistema interligado brasileiro. Assim, a efetiva introdução dos sistemas de baterias no SIN, para atender tal necessidade, dependerá da evolução dos custos dessa tecnologia, além da identificação de serviços adicionais (como aqueles associados à flexibilidade e à estabilidade) para utilização destes sistemas, juntamente com mecanismos de remuneração”. (Plano Decenal de Expansão 2026, pp. 68).

geração de energia, a partir da construção de usinas mais próximas ao centro de carga. Nesse contexto, as térmicas atuavam como *back-up* do sistema em momentos hidrológicos desfavoráveis. A maior parte da parcela não inventariada hidrelétrica, disponível para expansão, está localizada no subsistema Norte, com as bacias do Tocantins e Amazonas. Os desafios ambientais, contudo, têm culminado na construção de usinas a fio d'água na fronteira amazônica, ou seja, usinas não dispõem de reservatórios ou mesmo o possuem em escala bastante diminuta, como no caso de Belo Monte, no Xingu (11,2 GW). A construção de usinas a fio d'água impõe um desafio de regularização dos reservatórios, isto é, a estocagem do recurso natural hídrico para aproveitamento gerador no período de escassez (período seco). Essa realidade aumenta a diferença entre capacidade instalada e garantia física (energia assegurada) dos empreendimentos. Pela distância do subsistema Norte ao centro de carga, esforços coordenados de interconexões, com linhas de transmissão, mostram-se imprescindíveis para o escoamento da eletricidade gerada.

No contexto de expansão da matriz, vale destacar ainda a introdução de novas fontes renováveis, como as eólicas e as solares. Tais fontes possuem geração limpa e são importantes para o atingimento de objetivos de redução dos gases do efeito estufa no setor energético. Contudo, eólicas e solares são intermitentes, isto é, a geração depende do regime dos ventos ou da irradiação, sendo consideradas como fontes “não-despacháveis” pelo ONS. Conforme mencionado, o suprimento firme do consumo é um dos princípios do SEB, sendo necessário garantir a confiabilidade. É nesse sentido que as usinas térmicas (UTES) ganham maior espaço (i) no período seco, com as usinas a fio d'água, (ii) para atendimento na ponta (períodos de maior consumo elétrico) e (iii) para fazer frente horária à introdução de fontes intermitentes.

O gás natural apresenta-se como a fonte fóssil menos poluente, sendo a referência natural para a expansão da geração termelétrica (MME, 2017). Nesse sentido, o subsistema Norte apresenta grandes estados produtores de gás natural (ANP, 2016): Amazonas (3^o) e Maranhão (6^o). No subsistema Norte, 70% da capacidade termelétrica está concentrada no Estado do Maranhão (2,4 GW), com destaque para a geração elétrica a gás natural de baixo custo variável do Complexo do Parnaíba (1,4 GW). O Maranhão é também o único estado do subsistema Norte a apresentar potência eólica, apresentando características distintas aos demais estados.

O objetivo deste trabalho é analisar a expansão da capacidade de geração e de transmissão do SIN e qual o papel desempenhado pelo subsistema Norte nesse contexto. A pergunta central, portanto, busca responder: *de que forma está sendo planejado o SIN de 2017 a 2024, considerando a adição de novas usinas a fio d'água na matriz? Em outras palavras, como será o incremento de potência por fonte e de que forma o subsistema Norte importa, neste horizonte, (i) para a capacidade de geração futura e (ii) para os esforços de interligação de redes?*

Para responder a essas questões, o trabalho está estruturado em três capítulos. O primeiro capítulo apresenta as características da matriz elétrica brasileira e o papel desempenhado pelos subsistemas. Dessa forma, o primeiro capítulo objetiva caracterizar a matriz de que faz parte o subsistema Norte, haja vista o caráter integrado e de aproveitamento elétrico inter-regiões do SIN.

O segundo capítulo analisará os cenários de expansão do sistema elétrico brasileiro, a partir de projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e de cronogramas de acompanhamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que subsidiam o Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico (DMSE). Nesse sentido, será explicitado o modelo de contratação de energia nova no País através dos leilões, a adição futura de capacidade instalada por fonte e cenários de consumo por subsistema. Considerando o perfil da matriz brasileira, será apresentado também o possível impacto de mudanças climáticas na restrição da vazão natural das hidrelétricas, conforme estudos da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) com a PSR (SCHAEFFER, R. et al, 2015).

O terceiro capítulo apresentará o subsistema Norte, incluindo a capacidade de geração, a demanda elétrica, a construção da Usina Hidrelétrica de Belo Monte no rio Xingu (Pará) e a interligação de Boa Vista a Manaus, a partir do Linhão Tucuruí. Ademais, serão estudados os cronogramas dos empreendimentos já licitados de transmissão, considerando o caso de Belo Monte e dos atrasos da Abengoa.

Por fim, a conclusão deste trabalho ressalta a importância do subsistema Norte para o planejamento do setor elétrico brasileiro, considerando os desafios de escoamento da potência em construção, da nova intermitência do sistema, da menor regularização dos reservatórios e da complementação do parque térmico.

CAPÍTULO I: A MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O objetivo deste primeiro capítulo será descrever a matriz elétrica brasileira a partir de sua vocação hídrica, com o *back-up* das usinas térmicas em períodos hidrologicamente desfavoráveis (perfil hidrotérmico). Nessa descrição, será explicitado o novo modelo de expansão a partir de usinas a fio d'água no bioma amazônico, analisando desafios de manutenção da confiabilidade do sistema com o novo modelo. Posteriormente, serão descritos os subsistemas brasileiros de acordo com separação do Operador Nacional do Sistema, introduzindo os subsídios preliminares para responder à questão central deste trabalho.

I.1. O PERFIL DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui dimensões continentais e apresenta, historicamente, perfil hidrotérmico, em que as usinas termelétricas (UTES) operam como *back-up* das hidrelétricas (UHEs) (CASTRO et. al, 2009). A vocação da matriz brasileira à geração hidrelétrica explica-se, sobretudo, pelo potencial técnico de aproveitamento da energia hidráulica.

Segundo o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT, 2016), esse potencial está entre os cinco maiores do mundo, estimado em cerca 250 GW, dos quais 39,1% estão localizados na Bacia do Amazonas, 25,2% na Bacia do Paraná e 10,9% na Bacia do Tocantins (Tabela 1). Enquanto a Bacia do Paraná localiza-se próxima ao centro de carga, no Sudeste/Centro-Oeste, as Bacias do Amazonas e do Tocantins estão na região Norte, que possui baixo consumo elétrico. Essa natureza regional de transferência de cargas aproveitáveis implica severos esforços de adensamento da malha de transmissão entre os subsistemas.

Tabela 1 - Potencial hidráulico (estimado e inventariado) das bacias hidrográficas do Brasil: dezembro de 2015

Bacia	Estimado		Inventariado		Total	
	MW	% em relação ao total	MW	% em relação ao total	MW	% em relação ao total
Bacia do Rio Amazonas	32 975,79	71,50%	63 662,23	31,60%	96 638,02	39,10%
Bacia do Rio Tocantins	1 907,60	4,10%	24 986,95	12,40%	26 894,55	10,90%
Bacia do Atlântico Norte/Nordeste	706,7	1,50%	2 182,45	1,10%	2 889,15	1,20%
Bacia do Rio São Francisco	1 560,98	3,40%	21 053,53	10,50%	22 614,51	9,10%
Bacia do Atlântico Leste	1 422,50	3,10%	12 747,19	6,30%	14 169,69	5,70%
Bacia do Rio Paraná	5 112,10	11,10%	57 223,58	28,40%	62 335,68	25,20%
Bacia do Rio Uruguai	415,7	0,90%	11 302,71	5,60%	11 718,41	4,70%
Bacia do Atlântico Sudeste	2 031,06	4,40%	8 173,91	4,10%	10 204,97	4,10%
Total	46 132,43	100,00%	201 332,55	100,00%	247 464,98	100,00%

Fonte: SIPOT (2016)

O subsistema Norte, em que estão localizadas as Bacias do Amazonas e do Tocantins, corresponde a cerca de 50% do potencial hidráulico total e a 75,6% do potencial não-inventariado brasileiro: trata-se, efetivamente, do novo horizonte de expansão da capacidade de geração hídrica através da construção hidrelétricas a fio d'água. Usinas a fio d'água correspondem àquelas que não dispõem de reservatórios que possam regularizar as aflúncias de períodos úmidos e secos, ou mesmo que possuem reservatórios em escala bastante diminuta, visando ao menor impacto ambiental.

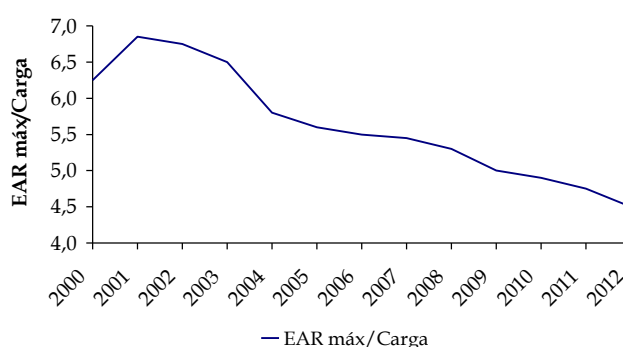
As UHEs de expansão do SEB estão localizadas no bioma amazônico e suas construções podem incutir impactos de maior sensibilidade para a biodiversidade. A título de ilustração, um caso emblemático é o da UHE Balbina, no Estado do Amazonas, que inundou 2.360 km² de floresta equatorial para uma garantia física² de somente 132,3 MWmed. A Bacia do Amazonas é tipicamente de topografia plana, limitando a geração elétrica com represas mais rasas; a decomposição da vegetação no local acaba por tornar a água mais ácida e anóxica, corroendo com mais facilidade as turbinas da usina e tornando-a uma das usinas menos eficientes do País (FE-ARNSIDE, P.M., 2015). O contra exemplo de Balbina tem suportado a multiplicação de novas usinas a fio d'água, que aproveitam o curso dos rios caudalosos.

A expansão da capacidade hidrelétrica brasileira a partir de usinas a fio d'água na fronteira amazônica possui implicações importantes do ponto de vista energético e de confiabilidade do sistema. A Energia Natural Afluyente (ENA), ou seja, a energia aproveitável com a vazão, é variável pelo regime de chuvas, de modo que o aproveitamento hidráulico ocorre no período úmido e é limitado no período seco. Para contornar a situação, foi necessária a construção histórica de grandes reservatórios. Nessa mesma ótica, o SIN foi criado com o propósito de promover o intercâmbio de energia em território nacional por conta das variações de aflúncias entre regiões.

²Corresponde à energia assegurada de uma usina, quantidade máxima de energia a ser comprometida em contratos de comercialização de eletricidade.

Como esperado, uma consequência natural da expansão hídrica a fio d'água, somada ao aumento da demanda nacional por eletricidade, tem sido a menor regularização do nível dos reservatórios, tensionando o Operador Nacional do Sistema (ONS) a garantir a confiabilidade do sistema com geração complementar à hídrica (CASTRO et. al, 2009). A nova configuração de regularização pode ser verificada desde 2001 (**Gráfico 1**). O novo perfil de geração hídrica que se desenha é, portanto, mais sazonal (geração em período úmido, com limitação no período seco).

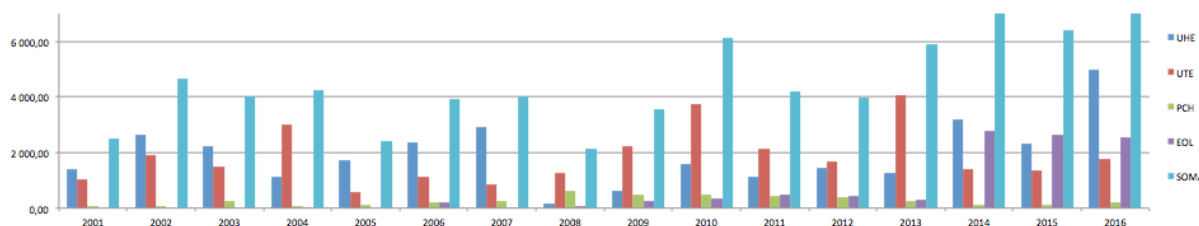
Gráfico 1 - Evolução da Capacidade de regularização dos reservatórios. 2000-2012



Fonte: Chipp, H. (2008)

No Brasil, as UHEs ainda possuem um peso relevante na matriz elétrica. Segundo dados da ANEEL (2017a), em 30 de abril de 2017, o Brasil contava com 152,2 GW de capacidade instalada, sendo 64,9% de capacidade hídrica e 27% de capacidade térmica. Do restante, as eólicas respondiam 6,8% e as nucleares por 1,3%. Com a menor regularização dos reservatórios e subaproveitamento das afluições sazonais entre subsistemas, o SEB tem buscado a diversificação de fontes energéticas que possam garantir a sustentação da segurança do sistema sem abdicar da geração hídrica e das renováveis. O Gráfico 2 demonstra a adição de potência nova na matriz, de 2001 a 2016. Observa-se incremento importante de capacidade térmica no período, sobretudo nos anos de 2004, 2009, 2010 e 2013.

Gráfico 2 - Adição de capacidade de geração. 2001-2016



Fonte: ANEEL (2017b)

Conhecido *back-up* das UHEs em períodos de pior hidrologia, as UTEs têm ganhado maior participação na geração efetiva nos últimos anos, consolidado um redesenho do modelo (termohídrico). O parque térmico brasileiro é altamente heterogêneo, composto por usinas a biomassa e usinas a combustíveis fósseis variados: carvão mineral, gás natural, calor de processo e derivados de petróleo. Essas usinas apresentam custos variáveis e impactos de emissões (GEE) muito distintos, o que requer um ações bem estruturadas do ONS para garantir o suprimento energético sem onerar demasiadamente o consumidor, em sistema de *trade-off*.

Um despacho termelétrico no momento t , quando a expectativa presente é a de que haja um período de hidrologia crítica em $t+1$, poderá ter causado um ônus aos consumidores se $t+1$ contar, efetivamente, com um bom período hidrológico. Nesse caso, o despacho termelétrico em t foi desnecessário, uma vez que a premissa crítica não foi verificada. O raciocínio poderá também ser invertido e reinterpretado; contudo, a lógica que persiste é a de que o ONS está submetido constantemente a escolhas que terão resultados posteriormente verificados.

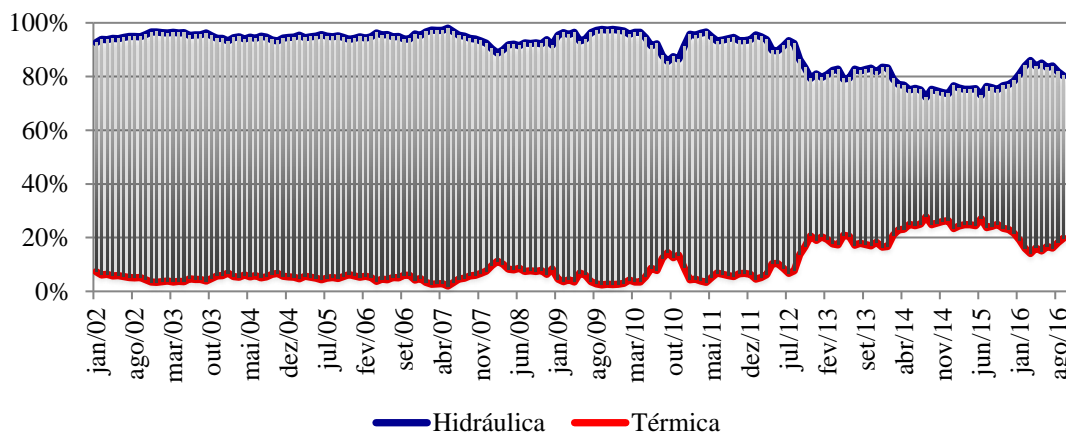
Em um ano com regime hidrológico médio, a ENA é até superior à carga ou à capacidade máxima de intercâmbio entre subsistemas, mas a energia acaba por distribuída de forma desigual ao longo do ano e com elevada incerteza associada (CASTRO et. al, 2009). O vertimento de importantes UHEs durante o período úmido, como Tucuruí, é reflexo dessa realidade. Com capacidade instalada de 8.535 MW, Tucuruí pode gerar em capacidade plena durante o período úmido, inclusive vertendo água. Conquanto, no período seco, a geração fica restrita a pouco mais de 2.000 MWmed, considerando a realidade de aflúências na bacia do Tocantins.

Como forma de minimizar a incerteza e a sazonalidade comum ao regime de chuvas, o SEB consolidou-se com a construção de grandes reservatórios para possibilitar regularização no período seco. A essa energia potencial dos reservatórios denomina-se Energia Armazenada (EAR). Foi também iniciado um processo de expansão das malhas de escoamento da energia gerada (transmissão), propiciando o intercâmbio entre regiões.

No histórico de geração recente, a partir de 2012, o Brasil tem experimentado uma queda expressiva de EAR, em que os reservatórios chegaram aos menores níveis desde 2001. Essa conjuntura, não errática por período hidrológicos críticos, acarretou o acionamento sistemático das usinas termelétricas nos anos que seguiram, com pico em 2014, em que o PLD chegou ao teto de R\$ 822,83/MWh e o Tesouro Nacional necessitou intervir com aportes bilionários para garantir a sustentabilidade financeira do setor elétrico, demonstrando mudanças na matriz em curso. O histórico de participação relativa de fontes hidráulicas e térmicas na

geração elétrica, de 2002 a 2016, é demonstrado no **Gráfico 3** abaixo. Observa-se um estreitamento da geração hidráulica e térmica a partir de 2012, conformando o novo perfil termo-hídrico a que se referiu o ex-diretor geral do ONS, Hermes Chipp, em 2014³.

Gráfico 3 - Participação relativa de fontes hidráulicas e térmicas na geração elétrica do Brasil (%)



Fonte: Elaboração própria a partir da compilação de dados do ONS, jan02 a set16. ONS (2016a)

Em suma, a matriz brasileira passa por uma transição pela conjunção de dois fatores:

- i. a construção de grandes reservatórios passou a contar com restrição de órgãos ambientais, que racionalizam área alegada/energia gerada; e
- ii. o potencial hidráulico remanescente concentra-se no subsistema Norte, onde predominam os grandes rios e planícies amazônicas (topografia suave), em sistema bastante diverso ao já aproveitado nos grandes estoques de energia do Sudeste/Centro-Oeste (CASTRO et. al, 2009). Com essa nova realidade, torna-se imprescindível dar atenção ao Norte, enquanto nova fronteira de expansão do SEB.

³ONS: Térmicas vão operar mesmo com volume de chuva próximo à média (Valor Econômico, 22 de julho de 2014).

I.2. CARACTERÍSTICAS DOS SUBSISTEMAS ELÉTRICOS DO SIN

O Mapa 1 abaixo apresenta a divisão física dos subsistemas brasileiros pelo ONS. Observa-se que nem sempre os subsistemas seguem a divisão político-administrativa dos estados e regiões. O Estado do Maranhão, por exemplo, por contar com um parque térmico importante à complementaridade hídrica restrita do Norte, foi incorporado ao subsistema Norte, ainda que esteja geopoliticamente no Nordeste. Por outro lado, os estados nortistas do Acre e de Rondônia perfazem o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, dadas as facilidades de interligação via Mato Grosso. Além dos subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, existem os denominados Sistemas Isolados, que não serão abordados neste trabalho e não devem ser confundidos com o subsistema Norte⁴. Segundo dados do ONS (2017a), atualmente existem 246 localidades isoladas no Brasil, onde vivem cerca de 760 mil consumidores, representando menos de 1% da carga nacional. A maior parte desses consumidores reside na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima (com a única capital atendida por um sistema isolado) e Pará, além da ilha de Fernando de Noronha.

Mapa 1 - Subsistemas brasileiros: N, NE, SE/CO e S



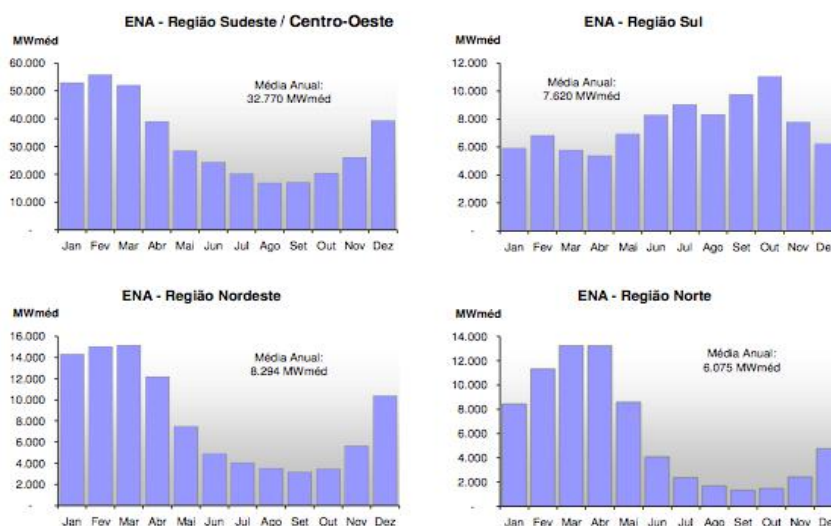
Fonte: CCEE, adaptado (2017)

O Gráfico 4 representa os valores mensais médios de ENA no período de 75 anos (1931 a 2006) em cada subsistema brasileiro. Observa-se uma complementaridade hídrica entre o subsistema Sul e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, dada a não coincidência de períodos úmidos e secos. Essa situação favorece o intercâmbio de excedentes energéticos entre os subsistemas, com regimes de importação e exportação limitados à capacidade de escoamento das linhas

⁴Vale, contudo, esclarecer que a interligação de Roraima ao SIN, abordada neste trabalho, não negligencia o caráter isolado das localidades no Setor Elétrico Brasileiro. Ademais, grande parte do aumento do consumo elétrico previsto pela EPE no subsistema Norte trata-se da inclusão de novos consumidores do atual sistema isolado no complemento de carga ao SIN, a partir das diretrizes de universalização de acesso.

de transmissão. Em contrapartida, não é observada mesma complementaridade entre o subsistema Norte e o subsistema Nordeste, dada a coincidência dos períodos úmidos e secos (DEUS, M.L.D., 2008).

Gráfico 4 - Energia Natural Afluente de 1931 a 2006



Fonte: DEUS, M.L.D. (2008)

Ainda assim, o subsistema Norte tem registrado, historicamente, elevadas afluências durante período úmido, com vertimentos turbináveis, como no caso da UHE Tucuruí. Essa possibilidade de exportação de energia do Norte para o Nordeste propicia a modicidade tarifária, além de otimizar os intercâmbios energéticos entre subsistemas.

Em linhas gerais, os subsistemas brasileiros assim se caracterizam (DEUS, M.L.D, 2008 e atualização):

- Subsistema Sudeste/Centro-Oeste: centro de carga, em que está concentrada a demanda energética do País. Importador de outras regiões durante a maior parte do ano, ainda que possua elevada capacidade de armazenamento de água nos reservatórios. Bom aproveitamento do potencial hidráulico, cuja maior parte já está inventariada.
- Subsistema Sul: hidrotérmico, com grande variação de armazenamento, em comportamento distinto ao dos demais subsistemas (sem regime anual de vales e picos). Período úmido e período seco não são bem delimitados e os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste são altamente dependentes de suas exportações.

- Subsistema Nordeste: principalmente importador de energia dos demais subsistemas, conforme condições hidrológicas da região. Afluências menos elevadas e períodos de estiagem prolongados; dependência da energia eólica para complementaridade sazonal.
- Subsistema Norte: eminente exportador de energia hidrelétrica. Fronteira de expansão da capacidade de geração hídrica e menor regularização dos reservatórios. Baixo consumo energético com grandes extensões territoriais. Maior parte de potencial hidráulico ainda não inventariado.
- Sistemas isolados: regiões de difícil interligação ao SIN ou cujo custo da interligação não é viável economicamente (questões de escala, com unidades geradoras independentes; região Norte, localidades do Mato Grosso e ilha de Fernando de Noronha).

O subsistema Norte será tratado como foco deste trabalho, principalmente pelos três desafios recentes de expansão:

- i. Considerada a nova fronteira de expansão de usinas hidrelétricas em áreas topográficas planas e com menores desníveis que propiciem a geração elétrica, com parque térmico complementar a gás natural (Amazonas e Parnaíba);
- ii. Conclusão, até 2020, segundo cronograma do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), da maior UHE inteiramente brasileira — e uma das maiores do mundo —, Belo Monte (11,2 GW no rio Xingu), a fio d'água;
- iii. Previsão de interligação de Roraima ao SIN em 2019, a última Unidade Federativa a ser conectada, descaracterizando o status de isolamento energético e reduzindo a dependência do Estado com o linhão da Venezuela.

CAPÍTULO II: PERSPECTIVAS DE EXPANSÃO DO SIN (2017-2024)

O objetivo deste segundo capítulo, após apresentadas as características gerais do perfil hidrotérmico, será o de analisar as perspectivas futuras de expansão do SEB, a partir da adição de potência nova, participação por fonte na matriz até 2024 e o andamento dos cronogramas dos empreendimentos já contratados. Como forma de introduzir os mecanismos de contratação de energia, a primeira seção apresentará o Novo Modelo do Setor Elétrico e o funcionamento dos leilões de energia nova. Posteriormente, serão estudados os aumentos de potência e de consumo previstos pela ANEEL e pela EPE. Finalmente, serão apresentadas possíveis contingências trazidas por mudanças climáticas nas vazões naturais das principais hidrelétricas brasileiras (Furnas, Sobradinho, Tucuruí, Itaipu), de acordo com estudo promovido pela UFRJ e PSR por encomenda da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República.

II.1. LEILÕES DE ENERGIA NOVA (LEN) E O NOVO MODELO (NMSE)

Em 2001, o Brasil enfrentou um racionamento energético com os baixos níveis dos reservatórios e um parque térmico ainda pequeno. Essa situação levou ao questionamento sobre a estrutura recentemente alterada no SEB, com as privatizações conduzidas nos anos de 1990. A alteração do espectro político brasileiro a partir de 2002 levou a reformas no setor, cujas bases estariam válidas até hoje para o planejamento empenhado pelo governo: a modicidade tarifária por via institucional, a confiabilidade do suprimento energético e a universalidade do acesso (TOLMASQUIM, M. 2011).

O Novo Modelo do Setor Elétrico (NMSE) foi implementado com a Resolução CNPE nº 09/2003, com o objetivo primaz de revisar o marco institucional do setor elétrico, retomar os investimentos de expansão e corrigir desequilíbrios de oferta e demanda. Duas Medidas Provisórias, 144 e 145, posteriormente convertidas na Lei nº 10.847/2004 (que criou a EPE para realizar estudos e projeções) e na Lei nº 10.848/04 (que disciplina os regimes de contratação livre e regulada) aprovaram o Novo Modelo. O NMSE possui quatro pilares (TOLMASQUIM, M. 2011):

- i. Criação de dois ambientes de contratação no mercado atacadista: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- ii. Mudanças institucionais, reorganizando as competências dos órgãos públicos do setor energético e criando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
- iii. Retomada do planejamento do setor através de leilões e da EPE; e
- iv. Programas de universalização, segurança jurídica e estabilidade regulatória.

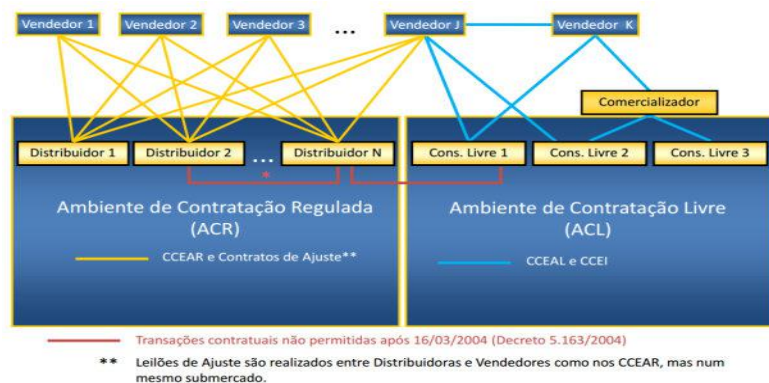
No Brasil, os leilões são a principal forma de contratação de energia. O ACR é destinado ao atendimento dos consumidores cativos das distribuidoras, com contratos bilaterais de longo prazo realizados entre distribuidoras (compradoras) e geradores (vendedores). Através dos leilões, as concessionárias de distribuição do SIN podem garantir a totalidade do suprimento de sua demanda, levando por princípio a modicidade tarifária, isto é, o menor custo da energia, a fim de beneficiar os consumidores. Os leilões do ACR são realizados pela CCEE, por delegação da ANEEL. Já o ACL se destina a atender consumidores livres (demanda igual ou superior a 3 MW) e consumidores especiais (demanda entre 500 kW e 3 MW de PCHs ou fontes incentivadas renováveis), com condições livremente acordadas entre os geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia.

Os Leilões de Energia Nova (LEN) possuem como finalidade o atendimento ao aumento de carga das distribuidoras com contratação de energia de usinas que ainda serão construídas pelos agentes ganhadores do certame (aqueles que ofereceram melhores Índices de Custo Benefício - ICB). Os LEN podem ser do tipo A-5 (quando as usinas entram em operação em até 5 anos após a realização do leilão; especialmente hidrelétricas) ou do tipo A-3 (em até três anos; especialmente termelétricas). Existem também os Leilões de Energia Existente (também denominados A-1), cujos ativos já se encontram em parte ou integralmente amortizados para entrega física de carga no ano subsequente; os Leilões de Ajuste (até quatro meses antes do fornecimento para complementar a carga) e os Leilões de Reserva (energia de usinas especiais para a margem de reserva, como biomassa, eólicas e PCHs). Para este trabalho, o foco estará nos LEN, mecanismo para a expansão da capacidade de geração com novos empreendimentos.

No LEN do ACR, é instituído um *pool* único de distribuidoras, cuja carga somada deverá ser suprida no leilão pelos agentes geradores com empreendimentos cadastrados. O leilão termina com a contratação integral do montante requerido, de forma que a energia é dividida entre as distribuidoras de acordo com suas cargas respectivas. Ou seja, as distribuidoras realizam contratos de longo prazo (CCEARs) com todas as geradoras vencedoras, em montantes distintos. A Figura 1 abaixo ilustra o esquema de contratação no ACR e no ACL. No ACR, é

possível verificar que cada agente vendedor possui relação de contratação com cada distribuidora participante do certame. A interligação do SIN permite que a entrega física da energia possa ocorrer em diferentes subsistemas, sem a necessidade de acordos bilaterais reservados de intra-sistemas.

Figura 1 - Contratação no ACR e no ACL, esquemático



Fonte: CCEE (2014)

II.2. EXPANSÃO DA CAPACIDADE INSTALADA E CONSUMO DO SIN

A principal característica do produto eletricidade é a sua não estocabilidade e a interdependência sistêmica do fluxo energético no tempo e no espaço (PINTO JUNIOR et. al, 2007). Esses atributos temporais e espaciais promovem a especificidade inerente da eletricidade, ao passo em que se torna necessário antecipar o comportamento da demanda e nivelar a sobrecapacidade desejada nos picos e vales do consumo. Ademais, por se tratar de um fluxo não estoável, tempo e espaço constituem mecanismos importantes para economias de escala e de escopo na geração e transmissão da energia. A diversidade temporal de um *pooling* de consumidores propiciará uma regularidade da ocupação da capacidade instalada (isto é, menor capacidade instalada e de escoamento requerida por consumidor, com economia de escopo tanto no transporte quanto na geração). Por outro lado, a semelhança desses perfis temporais de consumo propiciará uma sobreposição de demandas no tempo e maior intensidade do fluxo para a escala de geração e transporte (volumes maiores, em economias de escala).

O SEB encontra o grande desafio de promover economias de escala e de escopo em um País de dimensões continentais e sistemas isolados. A universalização do acesso à eletricidade ainda não é uma realidade e diversas iniciativas do Governo Federal, como o Luz para Todos, busca integrar novos consumidores ao SIN. Soma-se, ainda, a necessidade de casar o equilíbrio estático (oferta e demanda em equilíbrio no momento presente) com o equilíbrio dinâmico (o

sistema deverá responder às variações do consumo ao longo do tempo, mantendo a confiabilidade de suprimento através de alguma sobrecapacidade). Essa sobrecapacidade poderá fazer frente às contingências e é composta por margens de reserva, com algum nível de ociosidade das plantas e das linhas, evitando limites extremos (PINTO JUNIOR et. al, 2007). O SIN deverá, portanto, contar com algum nível de flexibilidade em função da não estocabilidade do produto elétrico.

Os esforços de coordenação institucional mostram-se indispensáveis para o planejamento do SEB. A expansão da capacidade instalada, através de novas fontes energéticas, e as estimativas de incremento da demanda por classe de consumo, a partir de premissas econômicas constantemente revisadas, regram um comportamento coordenado dos agentes para garantir a confiabilidade do SIN. Segundo PINTO JUNIOR (2007),

“(…) Neste sentido, pode-se afirmar que o que diferencia a tomada de decisão no interior de um sistema elétrico daquela observada em outros sistemas de produção de bens e serviços é a presença da incerteza e da complexidade, em graus significativos, já nas decisões de curto prazo.

Assim, a coordenação técnica, organizacional e institucional adquire uma importância própria na operação e na expansão desses sistemas. Importância esta que não iremos encontrar em outras atividades econômicas. A coordenação, aqui, não é uma questão de escolha, mas de absoluta essencialidade; na medida em que a sua ausência implicaria a impossibilidade do próprio funcionamento do sistema, devido às grandes dificuldades para a tomada de decisão dos agentes, mesmo as de curto prazo”. (PINTO JUNIOR et. al, 2007, pág. 148).

Destarte, segundo BICALHO, R. (2014), a compatibilidade prévia das ações e decisões dos agentes foi um mecanismo para viabilizar, historicamente, a operação e a expansão do setor elétrico, estipulando regras bem definidas de limites de ação, sanções e acertos:

“(…) Dessa maneira, o setor elétrico é uma atividade econômica em que um gerador não produz eletricidade exclusivamente a partir da sua decisão individual, mas depende da decisão de um agente especial, que representa os interesses acordados entre todos os elementos que compõem o sistema, de colocá-lo para gerar no sistema; ou seja, de despachá-lo. Graças a isto, a entrada desse gerador é compatível com o conjunto de ações/decisões dos outros agentes que estão presentes no sistema – outros geradores, transmissores, distribuidores e usuários -, e, portanto, não coloca em risco a integridade desse imenso condomínio que é o setor elétrico.

Note que essa coordenação já é necessária para as decisões de curto prazo – as decisões de produzir. Quando as decisões envolvem o longo prazo – decisões de investir –, a demanda por coordenação aumenta significativamente.

Dessa forma, não há operação e expansão de setor elétrico sem coordenação. E não é apenas coordenação técnica; é coordenação técnica e econômica. No contexto do setor elétrico, elas são indissociáveis”. (BICALHO, R., 2014).

Outros pesquisadores, como QUEIROZ, R. (2014), também discutem a necessidade de decisões colegiadas no SEB, de forma a permitir decisões que sejam amplamente discutidas e

negociadas com os agentes. Muito embora não se deva negligenciar o cunho político nos processos decisórios do setor, novas regras exigiriam “um processo amplo de auscultação *a priori* entre os atores”, com um fórum de coordenação adequado.

O SEB enfrenta grandes desafios de coordenação para a expansão do parque gerador térmico e para garantir o escoamento das novas usinas a fio d’água. Para a avaliação dos cronogramas de potência térmica nova, foram comparados dois cenários: o Cenário 1 (Tabela 2), datado de julho de 2016, e o Cenário 2 (Tabela 3), de abril de 2017. De acordo com o Acompanhamento das Centrais Geradoras Termelétricas – Expansão da Oferta de Energia Elétrica, da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG/ANEEL), de 2016 a 2024 são esperados mais de 8 GW de adição de capacidade instalada térmica no SIN por conta da operação comercial de novos empreendimentos.

Tabela 2 - Cenário 1 - Julho de 2016 - UTEs

Viabilidade	Potência Total (MW)	% Total
Alta	1.572,34	19%
Média	6.002,11	71%
Baixa	894,11	11%
Total (MW)	8.468,56	100%

Fonte: ANEEL (2016a)

Tabela 3 - Cenário 2 - Abril de 2017 - UTEs

Viabilidade	Potência Total (MW)	% Total
Alta	2.339,88	29%
Média	66,04	1%
Baixa	5.698,26	70%
Total (MW)	8.104,18	100%

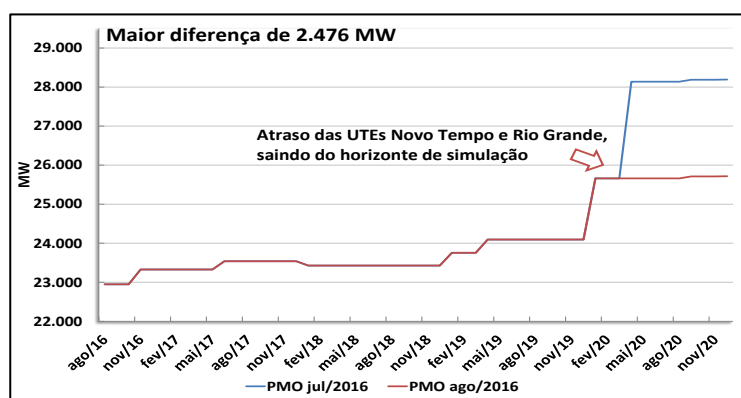
Fonte: ANEEL (2017d)

No Cenário 1, observa-se que 71% da potência total encontrava-se em viabilidade “média” e 11% em viabilidade “baixa”, segundo próprios critérios de classificação da ANEEL. Dessa forma, 82% da potência termelétrica total esperada não estavam em alta viabilidade de realização dos cronogramas propostos. Em contrapartida, no Cenário 2, mais recente, houve significativa piora na viabilidade “baixa” dos empreendimentos, sobretudo se considerarmos que a totalidade dos 5.698,26 MW (70% da capacidade total) encontra-se “sem previsão” para início comercial.

O Cenário 1 é ainda mais preocupante quando analisado o caso recente da Bolognesi, que postergou, por dois anos, a entrada em operação das térmicas a gás natural UTE Novo Tempo (PE) e UTE Rio Grande (RS), cada uma com 1.238 MW (2.476 MW totais). A poster-

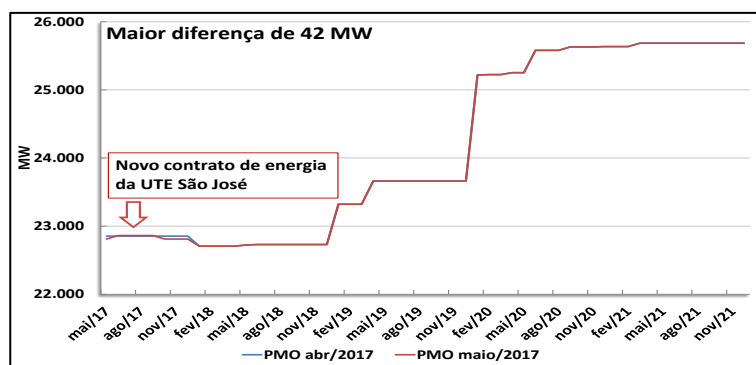
gação foi possível com a Resolução Normativa ANEEL nº 711/2016 que permitiu uma negociação bilateral de contratos entre geradores, que estão com dificuldades de implementação de projetos, com distribuidoras, sobrecontratadas, dada a crise econômica que reduziu o consumo elétrico. Dessa forma, o compromisso de entrar em operação em janeiro de 2019 foi postergado para 2021 (sem previsão)⁵. A consequência natural do efeito Bolognesi para a capacidade térmica pode ser entendida no Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS, de agosto de 2016, conforme Gráfico 5 abaixo. Houve alteração do PMO de julho para o de agosto, retirando do horizonte simulável a maior parcela de adição térmica até então considerada.

Gráfico 5 - Cenário 1 - Julho e Agosto de 2016 - Capacidade UTEs



Fonte: ANEEL (2016b)

Gráfico 6 - Cenário 2 - Abril e Maio de 2017 - Capacidade UTEs



Fonte: ANEEL (2017e)

Embora o Cenário 2 (**Gráfico 6**) possa sugerir, à primeira vista, mudança estrutural com adição de nova capacidade térmica, comparativamente ao Cenário 1, é certo observar que existe

⁵UTEs Novo Tempo e Rio Grande só serão concluídas em 2021; empresa diz que 89% dos contratos já foram renegociados com as distribuidoras com base na REN 711/2016 (Gasnet, 2016).

uma diferença de escala nos gráficos do ONS: o Cenário 2 tem seu máximo de potência em 26 GW ante 29 GW do Cenário 1. O Cenário 2, portanto, é de manutenção do Cenário 1 após o efeito Bolognesi, com pequena diferença a partir de novembro de 2019, sem impactar o resultado final do exercício em capacidade de geração. Os quase 2,5 GW das usinas da Bolognesi postergados para 2021, que elevariam em mais de 10% a potência térmica brasileira, não estão sendo considerados pelo ONS até o horizonte de novembro de 2021.

Em relação à construção das usinas hidrelétricas até 2024, o cenário de viabilidade de operações comerciais no cronograma estabelecido é positivo, conforme demonstrado nos Cenários 1 e 2. No Cenário 1 (Tabela 4), das obras em andamento, 93% apresentavam alta viabilidade, contra apenas 19% das obras de termelétricas. As UHE somavam quase 15 GW de potência, sendo a maior parcela concernente à UHE Belo Monte. O Cenário 2 (Tabela 5) também contou com alta viabilidade dos empreendimentos (90%, contra 29% das termelétricas), replicando o Cenário 1 sem grandes alterações. Com a entrada em operação de algumas unidades geradoras no período, houve queda na potência futura esperada de 15 GW para 11,4 GW.

Tabela 4 - Cenário 1 - Julho de 2016 - UHEs

Viabilidade	Potência Total (MW)	% Total
Alta	13.976,49	93%
Média	189,50	1%
Baixa	810,36	5%
Total (MW)	14.976,35	100%

Fonte: ANEEL (2016c)

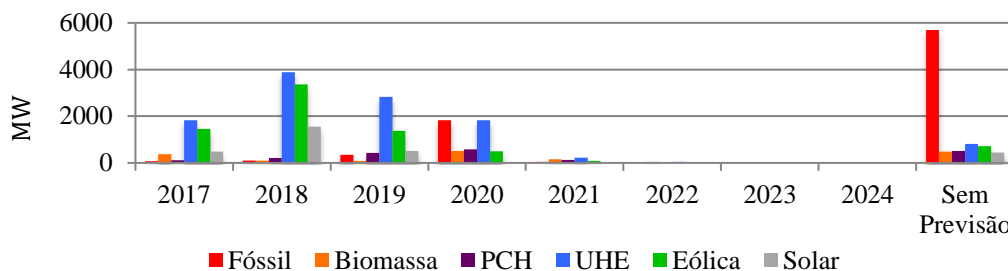
Tabela 5 - Cenário 2 - Abril de 2017 - UHEs

Viabilidade	Potência Total (MW)	% Total
Alta	10.313,79	90%
Média	321,76	3%
Baixa	810,36	7%
Total (MW)	11.445,91	100%

Fonte: ANEEL (2017e)

A ANEEL disponibiliza as previsões para adição de capacidade instalada, cuja última atualização neste trabalho é de abril de 2017. O **Gráfico 7** abaixo explicita a adição de potência instalada por fonte, de 2017 a 2024. Observa-se que a maior parte da adição de energia nova no período deverá ser de fontes hídricas (13,4 GW), seguidas de fontes eólicas (7,5 GW). No entanto, é preocupante a parcela sem previsão para operação comercial das usinas térmicas a combustíveis fósseis.

Gráfico 7 - Expansão da capacidade instalada do Brasil por fonte, em MW: 2017-2024



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2017b)

Entre 2017 e 2024, são esperados 25,1 GW de energia nova, sendo: 48% hídricos, 27% eólicos, 10% solares, 10% térmicos e 5% a biomassa. Desta forma, as renováveis responderão por 90% de toda a adição de potência prevista. Do **Gráfico 7** acima, desprende-se que as eólicas passarão a contar, depois das hidrelétricas, pela maior parte da nova capacidade instalada, muito por conta dos empreendimentos vencedores de leilões no Nordeste. Excluindo o risco de não escoamento, pelo atraso de operação das linhas de transmissão, a existência de eólicas possibilitaria uma maior autonomia elétrica do subsistema Nordeste, principalmente durante o período seco, uma vez que a geração eólica tende a ser complementar ao regime hídrico.

A partir das expectativas de expansão da capacidade instalada, é esperado que a expansão do parque gerador não ocorra de forma homogênea entre todas as fontes energéticas, sendo que algumas contarão com um ganho de participação relativa na matriz enquanto outras terão uma queda. A matriz brasileira vem, recentemente, contando menos com fontes hídricas e fortalecendo seu parque térmico, na configuração de um modelo termo-hídrico. A Tabela 6 abaixo explicita a participação relativa por fonte na capacidade instalada brasileira. A última coluna evidencia o ganho/perda de participação relativa na comparação entre 2015 e 2020.

Tabela 6 - Evolução da participação relativa por fonte na capacidade instalada no Brasil, % (2015-20)

Fonte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Δ 2015/20
UTE	28,10%	27,45%	26,51%	25,16%	24,60%	25,19%	-10,36%
PCH	3,50%	3,29%	3,26%	3,20%	3,35%	3,57%	2,00%
UHE	61,30%	60,86%	60,72%	59,69%	59,40%	58,67%	-4,29%
EOL	5,40%	6,73%	7,57%	9,18%	9,69%	9,69%	79,44%
UFV	0,01%	0,02%	0,32%	1,24%	1,50%	1,45%	9.625,89%
CGH	0,30%	0,32%	0,34%	0,32%	0,31%	0,30%	0,00%
UTN	1,40%	1,32%	1,27%	1,20%	1,16%	1,13%	-19,29%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2017b)

Segundo as projeções da ANEEL (2017b), as hidrelétricas (UHE) passarão de 61,3% da capacidade, em 2015, para 58,67% em 2020, com uma queda de participação relativa de

4,29%, em continuidade ao perfil que se desenha na matriz elétrica brasileira. Conquanto, nota-se que haverá também uma queda relativa das usinas térmicas (fóssil e biomassa) na matriz, passando 28,1% para 25,19% (-10,36%). Dessa forma, a queda relativa das usinas térmicas tende a ser maior que das usinas hidrelétricas. A expansão de UHEs brasileiras operará com mais usinas a fio d'água, como no caso de Belo Monte, que impedem uma regularização dos reservatórios, com produção significativamente elevada na estação chuvosa e bastante reduzida na estação seca. Com um parque térmico menos expressivo para operar de forma complementar, o país irá depender de outras fontes renováveis intermitentes, como as eólicas.

Com relação à introdução de fontes eólicas na matriz, GIANELLONI & CÂMARA (2016) pontuam que a introdução da intermitência de renováveis, com elevada variabilidade da geração (dependência de regime de ventos) e menor fator de capacidade⁶, implica a necessidade de investimentos para garantir a manutenção flexibilidade operacional do sistema e, em última instância, a confiabilidade do suprimento:

“A crescente participação destas fontes [renováveis] impõe grandes desafios ao setor elétrico, sendo o principal deles a necessidade de criação de mecanismos capazes de mitigar riscos elétricos associados à capacidade de atendimento da carga. Neste contexto, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2014) destaca a necessidade de investimentos em fontes que confirmem flexibilidade ao sistema, no sentido de torná-lo capaz de lidar com a maior intermitência. Observa-se que o atual estágio de disseminação de fontes de flexibilidade, à exceção das alternativas ditas tradicionais (geração despachável e infraestrutura de rede), ainda é bastante incipiente no mundo”. (Gianelloni & Câmara, 2016, Desafios da Difusão de Fontes de Geração Não Controláveis no Brasil).

À parte do fator intermitência, vale destacar a complementaridade da geração eólica à geração hídrica. Os ventos mais intensos e regulares ocorrem justamente no período seco do ano, em especial no Nordeste, onde está localizado o maior potencial eólico do Brasil. Outrossim, na caracterização de complementaridade renovável, a bioeletricidade sucroenergética possui período de safra entre maio e novembro de cada ano, período seco na região Centro-Sul, que concentra a capacidade de geração e consumo do SIN. Uma alternativa de expansão renovável, portanto, articularia, simultaneamente, o potencial hidroelétrico no Norte, o potencial eólico no Nordeste e o potencial da bioeletricidade no Sudeste/Centro-Oeste (CASTRO et. al, 2010).

Conforme verificado em 2015 (Tabela 6), as eólicas (EOL) representaram 5,4% da capacidade instalada. Em 2020, é esperado que fontes eólicas representem quase 10% da matriz. A expressiva geração eólica para os próximos anos exigirá ações mitigadoras de potenciais impactos sistêmicos por conta da intermitência inerente a essa fonte. As eólicas não são despachadas centralizadamente, ou seja, não são simuláveis: sempre gerarão energia correspondente

⁶ Indicador de desempenho de um ativo energético, tratando-se da razão da geração média e a capacidade de geração.

ao vento que existir a cada instante, não sujeitas ao risco hidrológico do SIN. A imprevisibilidade e intermitência dessa fonte renovável será um dos maiores desafios ao ONS para atendimento integral à carga firme. Some-se a isso a participação crescente da energia solar (UFV), através do fomento às renováveis, que passará de 0,01% a 1,45% da matriz no período de 5 anos. O ONS já havia demonstrado preocupação com a baixa previsibilidade de despacho eólico e a principal ação mitigadora recomendada seria a ampliação do parque térmico convencional (carvão mineral e gás natural) no médio prazo (ONS, 2014). Ocorre que poucos empreendimentos de geração térmica foram vencedores de licitações, dado o fornecimento restrito de combustível.

Vale ressaltar que existem restrições importantes para a viabilidade de capacidade nova de UTEs de gás natural (dificuldade de fornecimento do combustível, infraestrutura insuficiente para monetização, exigência de comprovação de reservas, inflexibilidade da oferta, dentre outros) e a carvão, com base nos dados de acompanhamento da adição de potência pela ANEEL (2017b). A dependência das UTEs já existentes para essa geração adicional poderia comprometer, em parte, a margem de reserva do SIN para garantir a confiabilidade de suprimento.

No tocante ao gás natural, um dos entraves para a contratação de energia nova é a comprovação de disponibilidade de gás por todo o período do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), com despacho máximo (100%). Segundo as Portarias MME 21/2008 e 514/2011, os empreendedores que desejarem habilitar uma UTE a gás natural nos LEN devem apresentar comprovação de disponibilidade por 15 ou 20 anos a 100% de geração, cabendo à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) verificar a comprovação quando do registro dos contratos e compra e venda. Considerando as restrições internas, uma saída tem sido a oferta de usinas a GNL (caso da UTE Porto de Sergipe). Neste caso, os empreendedores devem apresentar um comprovante de capacidade de regaseificação disponível e reservada exclusivamente para seu empreendimento no terminal. Ademais, caso esses terminais não estejam em operações comerciais, devem ser apresentadas licenças ambientais que suportem o projeto (Instituto Acende Brasil, 2016). Esse regulamento do setor tem por objetivo evitar a repetição da situação ocorrida em 2006, quando a ANEEL precisou determinar a retirada de cerca de 4.000 MWmed de UTEs por indisponibilidade de combustível. Dessa forma, houve também um recrudescimento das regras por falta de combustível.

As exigências de comprovação de reservas estabelecidas impõem desafios ao setor de Exploração e Produção (E&P), já que as concessionárias de petróleo e gás natural investem no desenvolvimento de novas jazidas com gás natural na proporção necessária para assegurar o suprimento firme do gerador (isto é, após a declaração de comercialidade, na Fase de Produção,

em que a monetização do gás natural por meio de termelétricas foi entendida como adequada para a remuneração do campo, sendo o próprio evento causador da “comercialidade” da área). No caso das UTEs em regime de plena flexibilidade operacional, não se espera um despacho efetivo de 100% por 15 ou 20 anos. A necessidade de comprovação de reservas a um despacho contínuo máximo tem o efeito colateral de subdimensionar potencialmente as usinas (reduzir a capacidade instalada), que poderiam operar com maior potência nos momentos hidrológicos mais críticos ao SIN. A inflexibilidade, no entanto, impacta diretamente o ICB do leilão, diminuindo a atratividade do empreendimento, além de ser limitada nos editais de licitação.

Existem outros entraves para geração a gás natural, como preços praticados internamente, custos para monetização do gás do Pré-Sal, cláusulas de *take-or-pay* e barreiras a exploração e produção de gás não-convencional. Considerando reservas de gás natural associado na lavra marítima, de forma que a produção de gás natural dependerá da produção de óleo, a maior inflexibilidade das usinas tem sido um fator preponderante para a viabilidade de novos projetos termelétricos a gás natural (a flexibilidade operacional plena, cara ao SIN, é uma restrição importante). Além disso, o elevado teor de dióxido de carbono na composição do gás do Pré-Sal constitui um dos limitantes para a monetização atrativa desse hidrocarboneto, o que corrobora com os elevados índices de reinjeção de gás nos reservatórios (ANP, 2016). Por outro lado, não se deve desconsiderar a concentração da produção de gás natural na Petrobras, operadora responsável por 94% da produção nacional. Essas questões, ainda que importantes, são marginais ao objetivo central deste trabalho.

Ademais de UTEs a gás natural, a usina nuclear de Angra 3 (1,4 GW) não foi considerada no horizonte estudo da ANEEL, sem previsão de início de operação. A usina enfrenta atrasos, pedidos de paralisação por irregularidades e operações de investigação da Polícia Federal. O ONS havia indicado também a necessidade de ampliar o parque nuclear no longo prazo, como forma de mitigar a perda da regularização dos reservatórios, trazida pelas usinas a fio d’água, e a intermitência das eólicas e solares (PEN 2014/18).

Em relação ao consumo elétrico para o próximo horizonte, o ONS, a CCEE e a EPE realizam as previsões de cargas por subsistema e classe consumidora no Planejamento Anual da Operação Energética (PEN), revisado constantemente para refletir os índices macroeconômicos (crescimento do Produto Interno Bruto - PIB, queda da taxa de inflação e da taxa de juros, grau de ociosidade da indústria, expectativa de safra da agropecuária, dentre outros). Na última revisão do PEN 2017-2021⁷, de 06 de abril de 2017, a expectativa é de que “o PIB cresça 0,5% em 2017 e ao longo do período 2017-2021, o crescimento médio esperado do PIB é 2,0% a.a.”

⁷Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2017 – 2021 1a Revisão Quadrimestral.

(ONS, 2017f). Por outro lado, “no período entre 2017 e 2021, prevê-se que o consumo do SIN crescerá à taxa média de 3,6% ao ano”. Ou seja, é esperado, no horizonte 2017-2021, um crescimento do consumo elétrico superior ao crescimento da renda, verificando-se a elevada elasticidade-renda da demanda por eletricidade.

O consumo industrial deverá observar uma taxa média de crescimento de 3,0% a.a., com a retomada da utilização de capacidade produtiva nos próximos anos. Já os consumidores residenciais e comerciais deverão registrar valores de crescimento médio anual de, aproximadamente, 3,8% e 3,9%.

Com relação ao crescimento da carga por subsistema, a Tabela 7 demonstra a evolução de fluxo energético (MWmed) por subsistema brasileiro. Observa-se que o subsistema SE/CO responde, em 2017, por mais da metade da carga (58,4%), com 38.785 MWmed. A menor carga está localizada no subsistema N, que possui o menor número de consumidores do SIN, com 5.585 MWmed (8,4% do total). De 2017 a 2021, espera-se uma expansão anual média de 2.506 MWmed, com pouca mudança na participação de carga dos subsistemas (2021: SE/CO, 57,9%; S, 16,8%; NE 16,4%; N, 8,9%).

Tabela 7 - Evolução da Carga por Subsistema: 2017-2021

Carga de energia (MWmédio) 1ª Revisão Quadrimestral do Planejamento Anual da Operação Energética 2017-2021						Carga de energia 2017-2021 Taxas de crescimento anuais por subsistema (%)					
Subsistema	2017	2018	2019	2020	2021	Subsistema	2017	2018	2019	2020	2021
SE/CO	38.785	39.942	41.143	42.559	44.201	SE/CO	2,7%	3,0%	3,0%	3,4%	3,9%
SUL	11.279	11.609	11.982	12.408	12.871	SUL	2,7%	2,9%	3,2%	3,6%	3,7%
NE	10.726	11.087	11.499	12.008	12.504	NE	2,9%	3,4%	3,7%	4,4%	4,1%
N	5.585	5.765	5.965	6.170	6.826	N	2,3%	3,2%	3,5%	3,4%	10,6%
SIN	66.376	68.403	70.588	73.145	76.402	SIN	2,7%	3,1%	3,2%	3,6%	4,5%

Fonte: ONS (2017f)

A Tabela 7 explicita também a taxa de crescimento anual da carga por subsistema, de forma que a expectativa do SIN é por taxas crescentes anuais, passando de 2,7%, em 2017, para 4,5% em 2021. Nesse contexto, a Tabela 8 abaixo inclui as previsões da ANEEL (2017b) para a expansão da capacidade instalada em dois cenários: conservador e otimista. O objetivo é a confrontação dos valores de expansão (potência e carga). Observa-se que, mesmo no cenário conservador da ANEEL, a expansão da capacidade de potência em 2017 e 2018 é superior ao aumento do consumo. A partir de 2019, o cenário passa a ser um pouco mais crítico, com a inversão das taxas: a carga tende a crescer, relativamente, mais que o aumento da capacidade.

Tabela 8 - Expansão da Capacidade Instalada: 2017-2023

Expansão para Capacidade Instalada - Taxa %		
	Conservadora	Otimista
2017	3,87%	3,92%
2018	3,95%	5,85%
2019	2,12%	3,37%
2020	2,22%	3,07%
2021	0,06%	0,37%
2022	0,00%	0,05%
2023	0,01%	0,02%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL (2017b)

Esses dados evidenciam a necessidade inerente do setor elétrico em promover leilões de energia nova, como forma de viabilizar a manutenção margem de reserva, através dos leilões A-3, A-5 ou de reserva. Vale destacar, no entanto, que a eletricidade comercializada no mercado regulado é lastreada pela *garantia física das usinas*, energia assegurada, não pela capacidade instalada total. Além do lado da oferta, a margem de reserva depende das condições de consumo (eficiência energética, crescimento econômico, temperaturas sazonais, dentre outros fatores). Com os empreendimentos de geração vencedores dos certames, será necessário garantir o escoamento da carga aos centros de consumo, com a realização de novos leilões de linhas de transmissão. Considerando o caso emblemático do escoamento de Belo Monte, os desafios de transmissão serão abordados no terceiro capítulo deste trabalho (“O Subsistema Norte”). Não obstante, tal organização não prejudicará a abordagem central sobre a questão das redes, centrais para garantir o pleno atendimento aos consumidores do SIN.

Uma vez apresentada a perspectiva de expansão da capacidade da matriz elétrica, é necessária especial atenção em uma contingência até então inobservada nas análises deste trabalho. O planejamento operacional do SIN considera que as variáveis climáticas são estacionárias (propriedade estatística constante ao longo do tempo) e faz uso do histórico para a conformação de previsões (a título de exemplo, a Média de Longo Termo - MLT, utilizada como média das vazões naturais das bacias hidrográficas). Dessa forma, os impactos de mudanças climáticas são desconsiderados nos modelos atualmente rodados pelo setor, sem verificar as contingências possivelmente trazidas pelas mudanças no clima.

Atentando para essa problemática, o Governo Federal encomendou à PSR e UFRJ, em 2015, o estudo “*Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas*”, que buscava avaliar os impactos do clima no sistema energético brasileiro até 2040, com possíveis alternativas de mitigação de seus efeitos por parte dos agentes econômicos. O objetivo da próxima seção será apresentar as possíveis restrições de vazões das hidrelétricas brasileiras por efeitos de mudanças climáticas, resultado integrante deste estudo.

II.3. RESTRIÇÕES DE VAZÕES DAS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS

Esta seção apresentará as previsões de vazões naturais (m^3/s) das principais hidrelétricas brasileiras, de 1961 a 2040, e incorpora os impactos das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos, com quebras estruturais. O SEB utiliza o modelo NEWAVE e o histórico comparado para realizar as previsões das vazões naturais por subsistema brasileiro, adotando como parâmetro a MLT (uma vazão prevista corresponderá a uma percentagem da MLT, sendo que 100% da MLT significará exatamente ao esperado para aquele período, *com base no histórico*).

Neste estudo da UFRJ e da PSR, as séries hidrológicas foram estimadas com base nos modelos de circulação geral MIROC5 (*Model for Interdisciplinary Research on Climate* - “MIROC”) e HADGEM2-ES (“HADGEM”) para estudar o impacto na geração hidrelétrica e na vazão natural das principais UHEs brasileiras. Considerando que os agentes podem adotar diferentes ações frente aos impactos climáticos, foram analisados dois cenários, propostos inicialmente por Moss et. al (2010) a partir dos *Representative Concentration Pathways* (RCPs):

- **Cenário RCP 8.5**, que propõe um sistema em que não existe preocupação explícita com a mitigação dos GEE, levando o mundo a um forçamento radiativo de $8.5 w/m^2$ em 2100 (também denominado de “cenário pessimista”); e
- **Cenário RCP 4.5**, que propõe um sistema em que medidas de mitigação dos efeitos climáticos são adotadas, sendo que o Brasil seria membro integrante do esforço de combate ao forçamento radiativo, passando para $4.5 w/m^2$ em 2100 (“cenário otimista”).

Ao rodar os modelos HADGEM2-ES e MIROC5, os choques exógenos do clima evidenciam restrições importantes para a geração hidrelétrica nas UHEs, sobretudo com a realidade de novas usinas a fio d’água, de menor capacidade de regularização de suas afluências. Considerando que as mudanças climáticas são globais, o *downscaling* a nível regional é feito pelo modelo ETA (SCHAEFFER, R. et al, 2015).

Observa-se uma tendência significativa de queda na vazão média das principais bacias hidrográficas do Brasil. A Tabela 9 abaixo demonstra a redução nas vazões projetadas pelo INPE/FUNCEME frente às vazões históricas, a partir dos modelos climático HADGEM e MIROC no RCP 8.5 (modelo pessimista).

Tabela 9 - Redução das vazões naturais das UHEs brasileiras, a partir de modelagens climáticas - 1961-2040 (RCP 8.5)

UHE	HADGEM	MIROC
Furnas	-38%	-25%
Sobradinho	-57%	-32%
Itaipu	-40%	-12%
Tucuruí	-44%	-34%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de SCHAEFFER, R. et al (2015)

No HADGEM, é perceptível uma descontinuidade temporal das vazões projetadas e históricas, com redução entre 38% e 57% das vazões naturais das UHEs de Furnas, Sobradinho, Itaipu e Tucuruí. Os impactos negativos sugerem a necessidade de adoção de medidas adaptativas para evitar déficits energéticos (SCHAEFFER, R. et al, 2015). Da mesma forma, no modelo MIROC os resultados hidrológicos também apontaram para uma queda significativa na vazão média. No entanto, essa restrição modelada é menos severa que a do modelo HADGEM em mesmo cenário RCP 8.5 (redução média esperada de 12% a 34%). Essa disparidade denota a dificuldade de previsões climáticas no longo prazo e a elevada incerteza associada a essas previsões.

Em ambos modelos, é observada elevada restrição em Sobradinho (-32%; -57%), do subsistema Nordeste. A restrição de vazão natural de Sobradinho, já a partir de 2016, tem gerado esforços coordenados para reduzir a defluência da usina, garantindo a segurança hídrica e o uso prioritário da água. Os reservatórios ao longo do rio São Francisco vêm sendo monitorados com atenção pelo CMSE em suas reuniões (CMSE, 2017).

A Tabela 9 representa importantes UHEs para cada subsistema brasileiro, a saber: Furnas (SE/CO); Sobradinho (NE); Itaipu (S) e Tucuruí (N). No entanto, deve-se dimensionar o impacto da redução das aflúncias no SIN, não apenas por hidrelétricas específicas. Segundo SCHAEFFER, R. et al. (2015)., as vazões geradas pelo HADGEM (RCP 8.5) levam a uma *ENA média do SIN de cerca de 30% menor que no caso das vazões geradas pelo histórico*. Nas vazões geradas pelo MIROC (RCP 8.5), *a redução das vazões é de cerca de 10%*, em um cenário menos restritivo. *Já no cenário otimista (RCP 4.5), a redução das vazões é de 25% no HADGEM e de 7% no MIROC*. Contudo, essa redução na ENA projetada possui impactos diretos na adaptação do setor elétrico, haja vista a elevação do risco de déficit do sistema e o aumento da precificação da energia.

Consideradas as sinergias deste capítulo com o próximo capítulo (“O Subsistema Norte”), as conclusões obtidas serão apresentadas em conjunto no desfecho, recuperando a importância do subsistema Norte no planejamento energético do SIN, conforme objetivo da pergunta central.

CAPÍTULO III: O SUBSISTEMA NORTE

O objetivo deste terceiro capítulo será apresentar as características do subsistema Norte e sua importância para o planejamento de expansão do setor elétrico, consideradas: (i) a capacidade de geração, (ii) a demanda elétrica, (iii) a última interligação para uma unidade federativa no SIN, prevista para Roraima, e (iv) as dificuldades encontradas com a expansão das redes de transmissão, a partir do caso de escoamento da geração de Belo Monte. Após apresentadas as características gerais da matriz elétrica brasileira, com sua composição por subsistemas (Capítulo 1), e as perspectivas futuras de expansão do parque gerador (Capítulo 2), este capítulo analisará a contribuição específica do subsistema Norte para o SIN.

III.1. CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Segundo dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL (2017a), em 30 de abril de 2017, o Brasil dispunha de 152,2 GW de potência fiscalizada⁸, sendo que as UHEs representavam 93,2 GW (61,2%) em 219 empreendimentos. Incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs), as fontes hidráulicas correspondiam a 98,7 GW da matriz (64,9%). Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são usinas com potência instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW, cujos reservatórios não ultrapassam 3 km². Já as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) são usinas com potência menor ou igual a 1 MW. A Tabela 10 demonstra a capacidade instalada por subsistema. Observa-se que o Norte possui a menor capacidade instalada (23,6 GW), respondendo por pouco mais de 15% da potência de geração fiscalizada.

Tabela 10 - Capacidade instalada no Brasil em 30.04.2017

Subsistema	Capacidade Instalada (MW)	%
Norte	23 556,61	15,48%
Nordeste	27 313,52	17,95%
Sudeste/Centro-Oeste	70 508,85	46,33%
Sul	30 799,41	20,24%
Total	152 178,39	100,00%

Fonte: compilação própria a partir das Unidades da Federação. ANEEL (2017a)

⁸A Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Dos 93,2 GW de capacidade instalada das UHEs brasileiras, o subsistema Norte detinha 17,6 GW de potência, cerca de 18,9% do total. No entanto, se considerada a potência outorgada, isto é, a potência concedida no auto de outorga, a expansão da nova capacidade hídrica no Brasil ocorrerá, sobretudo, neste subsistema, com a UHE Belo Monte, rio Xingu, Pará. Embora a potência fiscalizada desta usina em 2017 seja de 3,3 GW, a potência outorgada, com a entrada prevista de novas unidades geradoras, é de 11,2 GW (7,9 GW de adição futura). De fato, a capacidade outorgada de Belo Monte ultrapassa 10% de toda a capacidade hidrelétrica já outorgada no País. Para fins comparativos, a UHE Binacional de Itaipu (14 GW) possui 7 GW na parte brasileira, sendo a outra metade concernente ao Paraguai. Assim sendo, Belo Monte conta com uma capacidade outorgada brasileira 60% superior à de Itaipu.

Com o regime de aflúências característico do rio Xingu e o esquemático a fio d'água, Belo Monte poderá gerar, no pico, 11,2 GW_{med}, muito embora sua energia firme média seja de 4,6 GW_{med} (41% da potência máxima). A entrega firme média denota o novo perfil das UHEs em bioma amazônico: a geração elevada é esperada para o período úmido, com o aproveitamento turbinável da ENA; no período seco, com queda das vazões no Xingu, é esperada uma geração menor, inferior à metade da capacidade máxima. Segundo o consórcio Norte Energia S.A. (2017), responsável pelo empreendimento, este arranjo de engenharia foi o possível para Belo Monte, como forma de minimizar os impactos socioambientais com a menor área alagada possível, que é o reservatório de 503 km². O reservatório de Itaipu, por outro lado, conta com 1.350 km² de área alagada com capacidade de armazenar 29 bilhões de metros cúbicos de água (Instituto de Engenharia, 2016). Enquanto Itaipu poderá contar com melhor regularização, Belo Monte terá geração altamente variável e sazonal pelo regime de chuvas.

O esforço de Belo Monte, no entanto, reverte a tendência da UHE Balbina, inaugurada em 1989 no rio Uatumã, Amazonas. A UHE Balbina conta com uma área alagada de 2.360 km² para uma potência fiscalizada de 250 MW e garantia física de somente 132,3 MW (FEARNSIDE, P.M., 2015). Para fins ilustrativos, a área alagada de Balbina é 75% maior que a de Itaipu para atingir somente 2% da potência instalada da binacional; 4,7 vezes o reservatório de Belo Monte para atingir somente 2% de sua potência instalada. A razão capacidade/área alagada de Balbina, no bioma amazônico, é uma das piores do Brasil. Esse cenário foi radicalmente revisto pela legislação ambiental em empreendimentos recentes, que devem buscar a otimização dos recursos hídricos e menor impacto socioambiental.

Segundo o Ministério de Meio Ambiente (2011), a geração média de Belo Monte terá capacidade de atender a 18 milhões de residências (60 milhões de pessoas), o que corresponde a todo o consumo residencial da Argentina. Essa geração média menor relativamente à capacidade plena se deve, sobretudo, a três fatores:

- i. Redução do reservatório e eliminação da capacidade de regularizar as aflúncias da barragem;
- ii. Retirada de outros aproveitamentos que permitiriam maior regularização a montante;
- iii. Adoção de hidrograma mínimo no trecho da Volta Grande do Xingu para assegurar condições de pesca, navegabilidade e outros usos à comunidade indígena.

A maior parte da energia gerada por Belo Monte (70%) será destinada ao mercado regulado e cativo, que engloba os clientes cativos das distribuidoras. Os 30% restantes serão destinados ao mercado livre, concentrando a indústria eletrointensiva. Em questões de licenciamento, o MMA esclarece que nenhuma das dez terras indígenas na área de influência será alagada pelo empreendimento. Ademais, as condições de licenciamento exigem uma vazão mensal mínima de 700 m³/s, ante a vazão mínima de 400 m³/s registrada nos últimos 80 anos, o que garante a manutenção dos recursos às comunidades lindeiras. A Licença de Operação (LO) exige do empreendimento, ainda, a construção e o saneamento básico integral da cidade de Altamira, no Pará. Por fim, considerando o aproveitamento hidráulico para fins energéticos, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução nº 6, determinou, em 2008, que Belo Monte seria a única UHE construída no rio Xingu, corpo hídrico que conta com quase 2.000 km de extensão.

Não obstante os termos acima elencados, é certo que a obra de Belo Monte continua a ser encarada como uma das mais controvertidas do setor energético. A título de exemplo, a LO concedida a Belo Monte pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) tem enfrentado suspensões sucessivas na Justiça Federal (2015, 2016 e 2017) pelo descumprimento das obrigações do consórcio relacionadas ao saneamento básico de Altamira, ainda pendente de conclusão⁹.

A Tabela 11 abaixo demonstra a relação das UHEs em operação no subsistema Norte. O Estado do Pará, concentrando Tucuruí e Belo Monte, representa 77,73% da potência do subsistema, seguido pelo Tocantins, Amapá, Maranhão e Amazonas.

⁹Justiça suspende licença de operação da Usina de Belo Monte (Agência Brasil, 07 de abril de 2017).

Tabela 11 - Capacidade das UHEs no subsistema Norte em 30.04.2017

UF	UHE	Data de Operação	Potência Fiscalizada (MW)	%, total
AM	Balbina	20.02.89	249,75	1,56%
	Pitinga	01.01.86	24,96	
PA	Tucuruí	30.12.84	8 535,00	77,73%
	Curuá-Una	01.01.77	30,30	
	Belo Monte	20.04.16	3 327,46	
	Teles Pires	07.11.15	1 819,80	
TO	Lajeado	01.12.01	902,50	9,32%
	Peixe Angical	27.06.06	498,75	
	São Salvador	06.08.09	243,20	
AP	Coaracy Nunes	30.12.75	78,00	5,23%
	Santo Antônio do Jari	17.09.14	373,40	
	Ferreira Gomes	04.11.14	252,00	
	Cachoeira Caldeirão	05.05.16	219,00	
MA	Estreito	29.04.11	1 087,00	6,16%
Total (30.04.17)			17 641,12	100%

Fonte: compilação própria a partir de dados da ANEEL (2017a).

Segundo dados do Operador Nacional do Sistema (2017b), o subsistema Norte contava com 3.384 MW de potência térmica instalada em 30 de abril de 2017, sendo este o montante disponível para despacho centralizado do agente no contexto do SIN. É importante ressaltar que existem outras usinas termelétricas registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica não representadas nessa potência, sobretudo no Estado do Amazonas, cuja geração fornece suprimento aos sistemas isolados, sem aproveitamento para intercâmbios. Essas usinas caracterizam-se pelo alto custo variável e pelo uso de derivados do petróleo, como diesel e óleo combustível, além de elevadas perdas energéticas. Conforme observado na Tabela 12, o Maranhão respondia, sozinho, por cerca de 70% da capacidade térmica do subsistema Norte, com 2.375 MW instalados (as usinas estão dispostas por ordem de custo variável unitário). Desse total, o Complexo Termoelétrico do Parnaíba (1.429 MW) representa 60% da potência térmica do Estado e 42% da potência térmica do Norte, através de UTEs a gás natural.

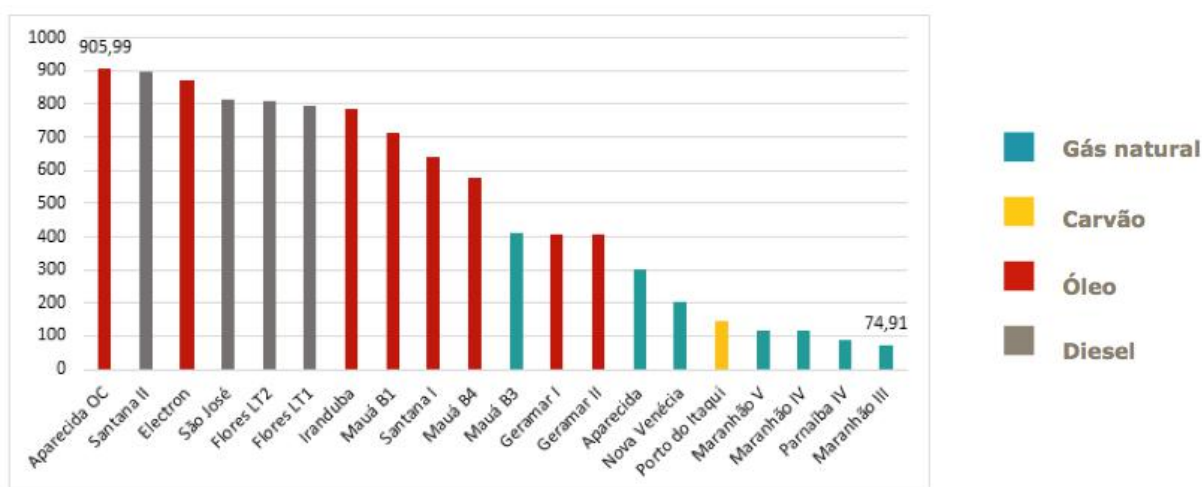
Tabela 12 - Capacidade das UTEs no subsistema Norte (destaque para as UTEs do Estado do Maranhão)

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária Difer. E Var %(**)	Obs.	
		Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.			
N O R T E								
Maranhão III	IN	519	519	0	10	10	100%	---
Parnaíba IV	---	56	0	0	0	---	---	(2)
Maranhão IV	---	338	0	0	0	---	---	(2)
Maranhão V	---	338	0	0	0	---	---	(2)
Porto do Itaqui	---	360	360	0	0	---	---	---
Nova Venécia	---	178	0	0	0	---	---	(4)
Aparecida	IN	166	70	70	58	-12	-17%	(4)
Geramar I	---	166	159	0	0	---	---	---
Geramar II	---	166	159	0	0	---	---	---
Mauá Bloco 3	IN	110	52	52	52	---	0%	(2)
Mauá Bloco 4	---	158	0	0	0	---	---	(2)
Santana I	---	58	0	0	0	---	---	(4)
Santana II	---	50	0	0	0	---	---	(4)
Flores	EL	80	80	0	30	30	100%	---
Jaraqui	IN	75	55	55	51	-4	-7%	(3)
Tambaqui	IN	75	60	60	63	3	5%	(3)
Manauara	IN	67	65	65	67	2	3%	---
Ponta Negra	IN	66	64	64	66	2	3%	---
Cristiano Rocha	IN	85	65	65	50	-15	-23%	(2)
Suzano Maranhão	IN	254	190	190	191	1	1%	(3)
Santarém	---	19	0	0	0	---	---	(3)
TOTAL N		3384	1898	621	638	17	3%	

Fonte:ONS (2017b), abril de 2017.

Com relação aos custos das UTEs do subsistema Norte, o **Gráfico 8** abaixo apresenta o Custo Variável Unitário, em R\$/MWh, e a fonte térmica aplicável para cada usina (diesel, óleo combustível, gás natural ou carvão). Observa-se que os maiores custos variáveis estão associados às usinas cujos combustíveis sejam derivados do petróleo (diesel e óleo combustível), enquanto os menores custos estão associados ao gás natural das UTEs do Complexo Termoelétrico do Parnaíba (modelo de monetização denominado *reservoir-to-wire*, com geração em usinas localizadas próximas aos poços terrestres do Parque dos Gaviões).

Gráfico 8 - Custos Variáveis Unitários (R\$/MWh) e fontes por UTE do Norte



Fonte: ONS (2017c)

Localizado em Santo Antônio dos Lopes, o Complexo Termoelétrico do Parnaíba é responsável por 11% da capacidade a gás natural do Brasil e desponta com um dos menores custos variáveis em térmicas nacionalmente. Conseqüentemente, essas UTEs têm preferência da ordem de mérito de despacho do ONS. O Complexo permitiu a viabilidade econômica do gás em uma bacia sedimentar terrestre de nova fronteira, a Bacia do Parnaíba, integrando o setor elétrico ao setor de Exploração e Produção (E&P). Em uma região remota, de sistema petrolífero atípico com saltos de soleira de diabásios e poucos poços perfurados, o desenvolvimento pioneiro do Parque dos Gaviões possibilitou o surgimento de usinas térmicas baratas com gás natural a preços competitivos. A UTE Maranhão III (519 GW), mais eficiente a ciclo combinado, é a maior e a primeira na ordem de mérito do subsistema Norte. O modelo pioneiro de construção de usinas na boca de poço (*reservoir-to-wire*) permitiu a monetização do gás natural em uma região carente de infraestrutura de escoamento (gasodutos), mas abrangida pelos linhões de conexão do SIN.

No subsistema Norte, há outra bacia sedimentar terrestre de nova fronteira com descobertas significativas de gás natural: a Bacia do Solimões, que torna o Estado do Amazonas um dos principais produtores gaseíferos do País. A existência do Gasoduto Coari-Manaus (663 km) viabilizou o desenvolvimento do gás na Amazônia, além de sua monetização a partir da construção de algumas usinas térmicas na região metropolitana de Manaus. A UTE Mauá 3 (590 MW), com operação prevista até 2020, poderá se tornar um exemplo disso, se posta em operação: a maior e mais barata usina do subsistema Norte, ultrapassando mesmo a UTE Maranhão III (ONS, 2016b). No entanto, existem restrições importantes a serem enfrentadas pelo SEB na viabilidade desta usina, sobretudo no fornecimento de gás natural firme à UTE, o que vem sendo contestado pela Petrobras¹⁰.

Tanto o Complexo Termoelétrico do Parnaíba como a UTE Mauá 3 operam com combustível de gás natural produzido em bacias terrestres de nova fronteira caracterizadas como paleozoicas. Por se tratarem de bacias sedimentares muito antigas, o cozimento da matéria orgânica propiciou a existência de reservatórios de gás natural, o que favorece a utilização em

¹⁰A Petrobras argumenta que não teria sido consultada para o fornecimento de gás natural à Eletrobras no Amazonas; que o prazo máximo de autorização do gasoduto é inferior ao comprometido pela UTE no mercado regulado; que a concessão dos campos produtores de gás se encerra antes dos CCEARs; que há dívidas acumuladas pela Eletrobras no fornecimento já vigente superior a R\$ 2 bilhões, o que indisporia novas tratativas pela estatal. (Consulta Processual (SICNET-ANEEL).

UTES¹¹. A construção dessas usinas acaba por se tornar fundamental na garantia da confiabilidade do sistema, dado o contexto de menor regularização dos reservatórios do subsistema Norte. Ademais, as usinas baratas a gás natural possibilitam a modicidade tarifária e a menor emissão de GEE no contexto dos combustíveis fósseis.

No Norte, existem também UTEs que utilizam carvão mineral (Porto do Itaqui, 360 MW), diesel (Flores, 80 MW) ou óleo combustível (Cristiano Rocha, 85 MW). As principais usinas do Amazonas a gás natural ou derivados do petróleo são inflexíveis, ou seja, dispõem de uma restrição para geração mínima, sem armazenamento de combustível e com operação integral no tempo. Essas usinas são identificadas pela razão de despacho “IN”, no fim da listagem da Tabela 12.

Com relação à potência para geração eólica, o Estado do Maranhão corresponde à totalidade da capacidade de instalada, com 138 MW. O primeiro projeto eólico foi o pequeno Sistema Híbrido de Geração Elétrica Sustentável para a Ilha de Lençóis (22,5 kW), em 2008, no município maranhense de Cururupu, composto por turbinas eólicas e placas fotovoltaicas, conforme a ANEEL (2017a). A partir de julho de 2017, entrou em operação o Complexo Delta, com 138 MW de capacidade de potência. O Complexo está localizado no município de Barreirinhas, na região dos Lençóis Maranhenses.

Finalmente, vale mencionar que o subsistema Norte dispõe marginalmente de pequenas plantas solares no Amazonas (14 empreendimentos totalizando 176,04 kW de potência) e no Maranhão (2 empreendimentos, 51,93 kW).

III.2. DEMANDA ELÉTRICA

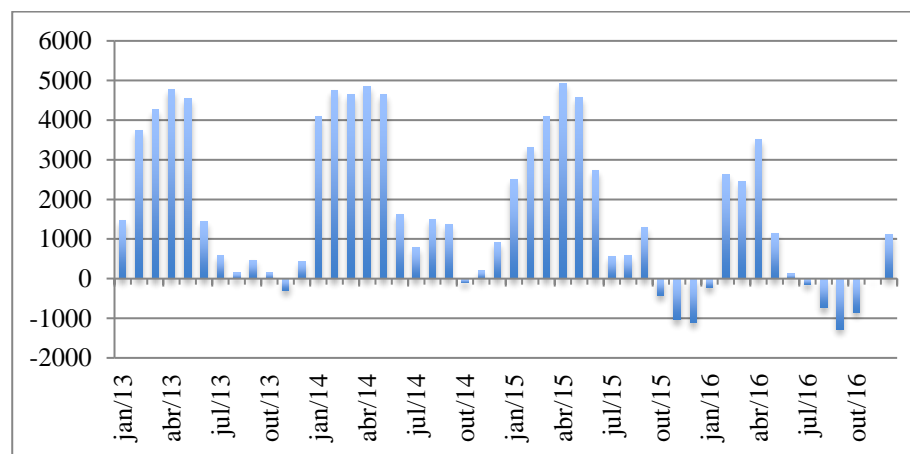
Conforme já mencionado anteriormente, o subsistema Norte caracteriza-se por ser proeminente exportador de eletricidade aos demais subsistemas do SIN na maior parte do tempo, haja vista sua capacidade máxima de geração (sobretudo, hidrelétrica) comparada ao baixo consumo de eletricidade de seus consumidores. Durante o período úmido, favorável para a geração hídrica, o Norte tende a exportar substantivos montantes de energia (superando, por vezes, 4.000 MW_{med}) para o centro de carga (Sudeste/Centro-Oeste, além da região Nordeste), conforme demonstrado pelo Gráfico 9. Essa exportação deverá aumentar com a integração de novas

¹¹ No caso da bacia do Parnaíba, os reservatórios são de gás natural não-associado pobre (baixo teor de hidrocarbonetos pesados; líquidos) e doce (baixo teor de enxofre) do Parque dos Gaviões, o que favorece seu uso térmico, com tratamento mais simplificado nas Unidades de Processamento (UPGNs).

No caso da bacia de Solimões, o gás natural aparece tanto associado, com campos cujo principal fluido é o óleo (Sudoeste do Urucu, Leste do Urucu, Rio Urucu, Arara Azul), como não associado, cujo principal fluido é o gás (Araracanga, Carapanaúba, Cupiúba).

unidades geradoras da UHE Belo Monte ao SIN, considerando a capacidade máxima de escoamento das redes. No período seco, a exportação tende a cair ou mesmo é convertida em importação de baixo montante.

Gráfico 9 - Exportação do subsistema Norte, em MWmed (2013-2016)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2017d)

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética (2016a), o subsistema Norte representava 7,2% do consumo de eletricidade do Brasil no exercício de 2015, sendo o subsistema de menor peso relativo no SIN, conforme **Tabela 13**. O Nordeste, segundo subsistema com menor consumo, apresentava mais que o dobro da carga do Norte. De 2011 a 2015, a carga nortista aumentou 12,3%, ante 21,9% do Nordeste, 4,4% no Sudeste/Centro-Oeste e 10,1% no Sul. Nos sistemas isolados, houve queda de 52,1% na carga, considerando os efeitos das políticas de universalização de acesso do Governo Federal.

Tabela 13 - Demanda elétrica do Brasil por subsistema, em GWh (2011-2015)

	2011	2012	2013	2014	2015	Δ% (2015/2014)	Part. % (2015)	
Brasil	433.016	448.177	463.134	474.823	465.203	-2,0	100	Brazil
Sistemas Isolados	7.190	7.823	5.796	3.769	3.442	-8,7	0,7	Isolated Systems
Norte	29.897	29.822	32.085	33.787	33.582	-0,6	7,2	North
Nordeste	59.847	63.896	68.680	72.031	72.933	1,3	15,7	Northeast
Sudeste/ C. Oeste	261.613	269.146	276.181	280.417	273.234	-2,6	58,7	Southeast/Midwest
Sul	74.470	77.491	80.393	84.819	82.012	-3,3	17,6	South

Fonte: EPE (2016)

Muito embora o subsistema Norte apresente uma demanda elétrica inferior ao dos demais subsistemas do SIN, deve-se ressaltar que este subsistema apresenta a maior participação

industrial no consumo final dentre todos os subsistemas do SIN. Em 2015, a indústria foi responsável por 47,21% do consumo do Norte, seguida pelas residências (26,52%), comércio (14,12%) e “público”, que considera poder público, iluminação pública e o serviço público (10,0%), conforme Tabela 14. O peso da indústria no consumo nortista é justificado pela existência de indústrias eletrointensivas na região, com destaque para a mineração (alumina e minério de ferro) no Pará e Maranhão. Da mesma forma, o Norte apresenta o menor peso do consumo rural dentre os subsistemas (1,80%). No tocante aos mercados livre e cativo, o Norte apresenta o maior peso relativo do mercado livre em seu consumo final (36,57%), seguido pelo Sudeste/Centro-Oeste (28,15%), Sul (19,31%) e Nordeste (14,21%), conforme dados da EPE (2016a).

Tabela 14 - Composição da demanda elétrica por setor, em % (2015)

	N	NE	SE/CO	S
Residencial	26,52%	31,81%	28,25%	24,82%
Industrial	47,21%	31,56%	36,14%	37,90%
Comercial	14,12%	17,62%	21,01%	18,48%
Rural	1,80%	6,68%	4,14%	10,90%
Público	10,00%	12,04%	9,73%	7,15%
Próprio	0,34%	0,29%	0,74%	0,75%
Total	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: EPE (2016a)

III.3. O DESAFIO DE INTERLIGAÇÃO DE RORAIMA

O Estado de Roraima é o único inteiramente isolado de conexão com o SIN. Considerando as especificidades geográficas e populacionais, foram iniciados, em 1994, entendimentos bilaterais para a compra, pelo Brasil, de energia elétrica da Venezuela. Em 1997, um contrato de suprimento de energia elétrica foi assinado pelos governos dos dois países, representados pela Eletrobras Eletronorte e pela Electrificación del Caroní (Edelca), visando ao suprimento de Boa Vista.

Em 2001, foi iniciada a operação do sistema de transmissão da interligação Brasil-Venezuela, durante o racionamento elétrico. Cerca de 80% da população de Roraima passou a ser beneficiada com o Complexo Hidrelétrico de Guri-Macáguas da Venezuela, o que permitiu a desativação de UTEs a óleo diesel que oneravam os consumidores da capital. À época, o investimento custou US\$ 185 milhões, sendo US\$ 130 milhões da Venezuela e US\$ 55 milhões do Brasil. Do lado venezuelano, a linha de transmissão tinha 508 km; do lado brasileiro, 191 km. O fornecimento comprometido era de 200 MW (ANEEL, 2015), o equivalente ao consumo

estimado para Boa Vista em 2020¹². O Mapa 2 abaixo demonstra a interligação existente entre Roraima e a Venezuela, com três diferentes níveis de tensão (400 kV, 230 kV e 69 kV).

Mapa 2 - Interligação Roraima-Venezuela



Fonte: ANEEL (2015a)

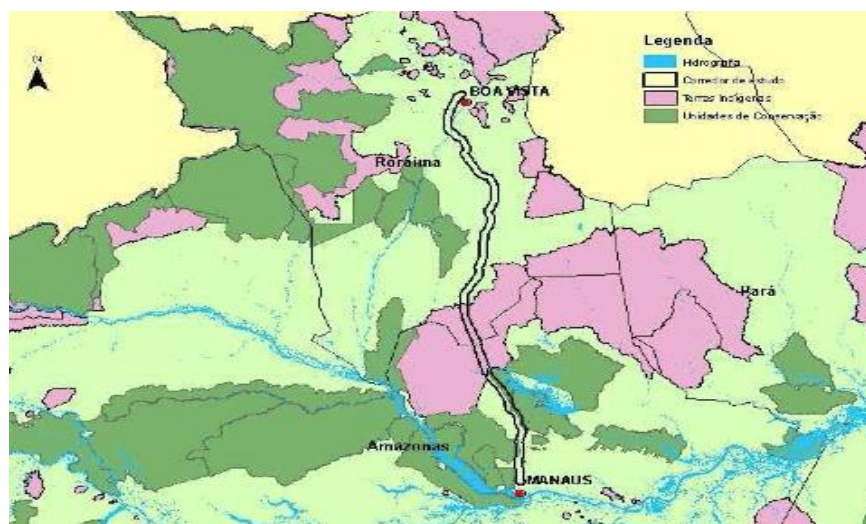
Roraima possui uma população estimada de 514.229 habitantes (IBGE, 2016) em uma área de 224.301 km². A densidade populacional é de apenas 2,3 hab./km², tratando-se do Estado menos povoado do País e com o menor número de municípios: 15. Essas características têm limitado a atratividade para uma interligação de Roraima ao SIN através de Manaus. Mesmo Manaus só foi interligado ao SIN em 2013, 12 anos após a inauguração da operação de transmissão Brasil-Venezuela.

A partir de 2005, alguns reveses de escoamento começaram a surgir em Roraima, levando a preocupações do governo brasileiro quanto à confiabilidade do fornecimento. A Eletrobras Eletronorte enfrentou sérias dificuldades para controle de flutuações na tensão e frequência das linhas, com adiamentos de obras de equipamentos de suporte nas instalações venezuelanas. Para garantir o abastecimento em Boa Vista, foram instaladas unidades térmicas complementares. A situação agravou-se com a piora macroeconômica recente da Venezuela que repercutiu para o setor elétrico. Segundo a ANEEL (2015a), a LT 230 kV Santa Elena-Boa Vista opera no limite e as contingências no território venezuelano expõem o sistema a blecautes. Entre os anos de 2014 e 2015, foram verificados 7 desligamentos de porte na LT, levando a cortes de fornecimento na capital Boa Vista. A “solução estrutural” passava, portanto, para a interligação Boa Vista-Manaus.

¹²FHC inaugura interligação elétrica com Venezuela, Estadão. 2001.

Em 2010, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) encaminhou para o Ministério de Minas e Energia (MME) o Estudo da Interligação Boa Vista – Manaus, com “a alternativa recomendada para a expansão da rede de transmissão visando à interligação de Boa Vista ao SIN” (ANEEL, 2015a). O traçado com a diretriz preferencial denominou-se Rota Mista, afetando, no corredor: a terra indígena Waimiri-Atroari (paralela à BR 174), unidades de conservação, assentamentos do INCRA e pequenas localidades rurais. O corredor estudado segue demonstrado no **Mapa 3** abaixo. Dentre os benefícios apontados, estavam: a integração final do SIN, incluindo todos os Estados; a redução do custo com combustíveis da geração térmica; a confiabilidade do fornecimento, sem intermitências de importações da Venezuela; e o escoamento de 700 MW de usinas já inventariadas.

Mapa 3 - Corredor da interligação Boa Vista-Manaus



Fonte: ANEEL (2015a)

Em janeiro de 2012, após realização de leilão para concessão de 30 anos, foi celebrado o Contrato de Concessão nº 3/2012-ANEEL entre a União e o consórcio Transnorte Energia S.A. (TNE), representado pela Alupar Investimentos (51%) e a Eletrobras Eletronorte (49%). A previsão de entrada em operação comercial das instalações era de 36 meses (janeiro de 2015), com investimento estimado de R\$ 1 bilhão e Receita Anual Permitida (RAP) de R\$ 121 milhões. Embora o ato legal de concessão tenha estabelecido a data de 25 de janeiro de 2015 para a conclusão das obras e início da operação comercial, em 13 de abril daquele ano, o avanço físico na LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista era de 0%.

Os principais problemas enfrentados pelo consórcio foram de licenciamento ambiental, uma vez que a Licença Prévia (LP) dependia de parecer favorável da Fundação Nacional do

Índio (FUNAI). Em 2013, as obras do linhão foram suspensas após o Ministério Público Federal ter alegado que não houve consulta prévia aos índios Waimiri-Atroari, afetados pela obra. A linha de transmissão, por sua vez, atravessaria 123 km do território indígena. Em novembro de 2015, o IBAMA liberou a LP nº 522/15 para a construção do Linhão de Tucuruí (como é denominado) após manifestação favorável da FUNAI. O evento contou com a manifestação de, ao menos, 23 lideranças indígenas, que contestaram o traçado da LP e o suposto diálogo com a FUNAI. Segue-se, até o presente momento, a judicialização da obra, com liminares e recursos interpostos pelo Ministério Público Federal e pelo Judiciário.

Segundo o Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão (ANEEL, 2017c), a previsão de operação comercial do Linhão Tucuruí é **04 de julho de 2019**, acumulando um atraso superior a 4 anos. O atraso previsto já é superior aos 3 anos esperados para a construção de um linhão. O empreendimento conta com 715 km de extensão e a última etapa concluída do cronograma foi a obtenção da LP. Não há Licença de Instalação (LI) expedida pelo IBAMA, o que impede as instalações dos equipamentos, nem sequer Autorização de Supressão Vegetal (ASV) – ambas previstas para 2017. Os atrasos postergam a interligação de Roraima ao SIN e, considerando os constantes cortes de carga da Venezuela, a solução errática no isolamento geoespacial tem sido o acionamento de UTEs com derivados de petróleo para fazer frente ao suprimento elétrico de Boa Vista.

As complexidades enfrentadas na interligação de Roraima ao SIN evidenciam o caráter extraordinário do subsistema Norte frente aos demais subsistemas: suas grandes dimensões territoriais e baixa densidade demográfica interpõem desafios únicos de interligação ao planejadores do sistema, incorrendo em altos custos de investimentos e escala mais reduzida para atendimento às populações locais. Vale destacar que os principais sistemas isolados estão na região Norte, com dispersões populacionais em pequenos núcleos. Ademais, a dependência do suprimento elétrico firme da Venezuela para Boa Vista também resvala em uma questão de segurança energética nacional, cada vez mais latente com os regimes hidrológicos que se interpueram a partir de 2014.

III.4. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO: O CASO DE BELO MONTE

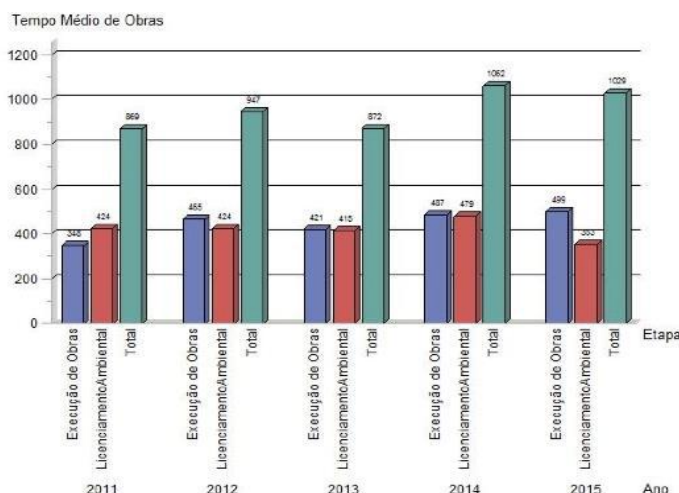
O objetivo central deste trabalho busca estudar as perspectivas de planejamento expansivo no Sistema Interligado Nacional e o papel desempenhado pelo subsistema Norte. Para tanto, além da redução da regularização dos reservatórios por usinas a fio d'água e a caracterização da adição de capacidade instalada nova por tipo de fonte (renovável ou não-renovável), uma atenção especial deve ser dispensada para a questão da transmissão. As linhas de transmissão

são responsáveis pelo escoamento da eletricidade gerada, além de concentrar parte das perdas elétricas do SIN (técnicas, pelo efeito Joule). A dimensão continental do Brasil e suas dificuldades de interligação entre regiões muito distantes (centro gerador e centro de carga) não devem ser, portanto, negligenciadas. Assim sendo, esta seção tem por objetivo caracterizar os principais desafios de escoamento elétrico, com destaque ao Norte.

Trimestralmente, a ANEEL publica o Relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica. No Brasil, o sistema de transmissão do SIN é compreendido pela Rede Básica (RB) e pela Rede Básica de Fronteira (RBF). A RB é “composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, enquanto a RBF está composta pelas unidades transformadoras de potência do SIN com tensão igual ou maior de que 230 kV e tensão inferior menor de que 230 kV” (ANEEL, 2015b). Em dezembro de 2016, a ANEEL (2016d) monitorava 333 empreendimentos de expansão da rede básica, dos quais 62,16% estavam atrasados, 25,23% em curso normal de cronograma, 7,81% adiantados, 4,2% sem status informados e 0,6% concluídos. São, portanto, 207 empreendimentos em atraso no Brasil, com atraso médio de 618 dias.

Os principais motivos dos atrasos na expansão da transmissão, de acordo com o histórico dos últimos cinco anos, são: (i) problemas com projeto e contratos (61%), (ii) licenciamento ambiental (61,5%), (iii) compra de materiais (63,2%) e (iv) execução física da obra (42,8%). Como os empreendimentos normalmente possuem mais de um fator de atraso, a soma dos percentuais excede 100%, em um sistema de entrelace de problemas, uma vez que o licenciamento ambiental, por exemplo, poderá causar uma queda no ritmo de execução das demais atividades. O Gráfico 10 demonstra o tempo despendido com execução das obras e licenciamento ambiental (até emissão da LI). Em 2015, o tempo total médio (licenciamento e execução) das obras foi de 1.029 dias (cerca de 34 meses).

Gráfico 10 - Tempo médio de execução de obras e licenciamento ambiental - expansão da transmissão



Fonte: ANEEL (2016d)

O atraso das linhas de transmissão compromete o intercâmbio da energia entre subsistemas, especialmente com a entrada em operação de novas usinas a fio d'água do Norte atendendo à demanda do centro de carga (SE/CO) durante o período úmido. Existe um risco real de que empreendimentos hidrelétricos fiquem prontos sem linhões para escoamento, consolidando um ambiente de restrições elétricas.

Uma das obras mais críticas para o setor elétrico é a ATE XXI, referente ao escoamento da eletricidade gerada por Belo Monte ao Nordeste, com 1.761 km de linhas de alta tensão. O ato legal de concessão estabeleceu que a operação comercial seria em 01/08/2016. No entanto, a previsão de entrada efetiva é somente em 31/12/2021 (na última revisão, a ANEEL entende que essas linhas não possuem operação prevista), impactando a transmissão da eletricidade potencialmente gerada por Belo Monte. Essa obra específica sequer apresenta avanço físico e encontra-se paralisada, a cargo da Abengoa. Este é considerado o ponto de conexão principal da usina. Não somente esse linhão para escoamento de Belo Monte está atrasado, como os outros três empreendimentos de transmissão da Abengoa, conforme informado na Tabela 15.

Tabela 15 - Linhas de transmissão a cargo da Abengoa

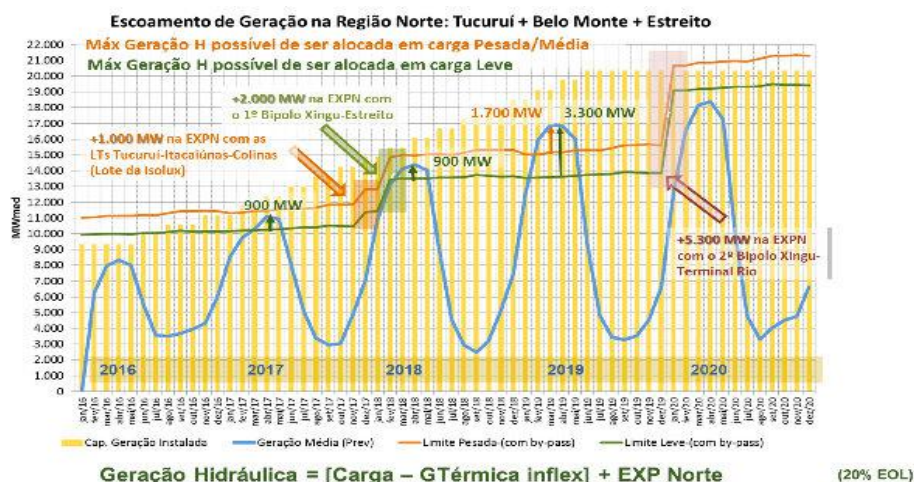
Linha de transmissão	Concessão	Data legal	Data prevista	Atraso (anos)	Extensão (km)	Avanço Físico
ATE XVI	001/2013	25/02/2016	31/12/2021	5,9	1.816	34%
ATE XVIII	006/2013	25/08/2015	31/12/2021	6,4	383	6%
ATE XXI	013/2013	01/08/2016	31/12/2021	5,4	1.761	0%
ATE XXII	002/2014	25/02/2017	31/12/2021	4,8	373	4%

Fonte: ANEEL (2016b)

Em fevereiro de 2016, a espanhola Abengoa entrou com pedido de recuperação judicial, paralisando suas obras e causando um impacto significativo no setor elétrico, uma vez que seus contratos de concessão totalizam mais de 5 mil km de linhas de transmissão em 500 kV, que escoariam a energia de diversos parques eólicos do Nordeste e, principalmente, de Belo Monte. A paralisação dos linhões poderá causar a não-otimização do SIN, por restrições de intercâmbios entre as regiões e limitações ao despacho da usina (restrições elétricas).

Em abril de 2016, a EPE e o ONS realizaram um estudo para verificar os impactos gerados pela paralisação das obras de transmissão da Abengoa para os subsistemas brasileiros (EPE, 2016b). No período úmido do Norte, é preocupante a restrição de geração hidrelétrica pelo excedente de potência disponível e pela concorrência com a geração eólica do Nordeste (fator de capacidade crescente a cada ano). Dessa forma, já para 2017 era esperada uma restrição de geração de 900 MW no patamar leve de carga, com o mesmo cenário se repetindo para 2018. Em 2019, a restrição mostrava-se ainda maior, com 1.700 MW no patamar pesado e 3.300 MW no patamar leve. O Gráfico 11 demonstra a geração média esperada (linha azul) pelas UHEs Tucuruí, Belo Monte e Estreito no subsistema Norte, de 2016 a 2020. A linha verde reflete o limite máximo de escoamento para a carga leve, enquanto a linha laranja demonstra o limite máximo para a carga pesada. As restrições elétricas são observadas sempre que a geração média prevista (linha azul) superar a capacidade máxima de escoamento (linhas verde ou laranja). As setas em destaque indicam a entrada de novos empreendimentos de transmissão que permitirão, a princípio, elevar o escoamento da energia hidráulica gerada, minimizando as restrições.

Gráfico 11 - Escoamento de geração do Norte (Cenário ONS de 2016)



Fonte: EPE (2016b)

Essa previsão considera a geração eólica do Nordeste como 20% da capacidade instalada. No histórico recente, conforme apontado pelo ONS, há uma elevação nos valores médios de geração eólica durante o período úmido, tendo atingido cerca de 40% da capacidade instalada do Nordeste no ano de 2015. Caso haja uma oferta eólica dessa magnitude, é possível uma concorrência maior entre a energia hidrelétrica de Belo Monte e a energia eólica dos parques nordestinos pelos mesmos recursos de transmissão (interligação Norte-Sul). A restrição hidráulica do Norte, neste caso, seria de 2.150 MW, 3.200 MW e 5.350 MW, respectivamente nos anos de 2017, 2018 e 2019, especialmente crítica na carga leve. No período seco do Nordeste, quando ocorre a maior intensidade de ventos na região, também é esperada significativa restrição eólica para escoamento a partir de 2018, uma vez que as obras da Abengoa não se limitavam à UHE Belo Monte.

O Gráfico 11 desconsiderava possíveis atrasos das demais obras de transmissão do Norte, que vêm se materializando nos últimos meses. O caso mais crítico é o da concessionária Isolux, responsável pela primeira obra de transmissão destacada no Gráfico 11 (LT Tucuruí - Itacaiúnas - Colinas, + 1.000 MW), prevista para dezembro de 2017 (CMSE, 2017). A previsão mais atualizada de operação dessa obra é 30/05/2019 (o compromisso quando da celebração da concessão era 01/08/2016). A Isolux vem buscando parceiros para equacionar o financiamento do empreendimento, o que levou à modificações recentes da data de tendência. A companhia também entrou em recuperação judicial no exercício de 2016, embora sem ter apresentado um Plano de Recuperação à ANEEL (CMSE, 2017). Segundo o acompanhamento trimestral da ANEEL, mesmo nos empreendimentos sob concessão de outros agentes que não a Abengoa e a Isolux, necessários para o escoamento de Belo Monte ao SIN, a curva S (aderência de execução dos projetos ao previsto no cronograma) dos empreendimentos têm se mostrado constantemente abaixo do projetado (*baseline*), ainda que não haja atrasos computados (data legal de início de operação ainda não atingida).

Resumidamente, a partir das apresentações do capítulos 2 e 3, a expansão do SEB caracteriza-se, no horizonte 2017-2024, por:

- i. Alta viabilidade dos empreendimentos de geração hidrelétrica a fio d'água, sobretudo Belo Monte, com menor regularização dos reservatórios;
- ii. Atrasos em obras importantes de transmissão para escoamento da energia hidráulica gerada por Tucuruí e Belo Monte, no Norte, levando a previstas restrições elétricas na interligação Norte-Sul: efeito Abengoa-Isolux;

- iii. Baixa viabilidade dos empreendimentos de geração termoeétrica (70%), sendo que não há previsão para a entrada de operação da maior parte da potência (efeito Bolognesi-Mauá 3);
- iv. Adição de fontes eólicas novas na matriz, intermitentes, concorrendo com os recursos de transmissão utilizados pelas UHEs do Norte (aumento do fator de capacidade durante período úmido);
- v. Taxas de consumo no SIN crescentes a cada ano, influenciadas pela retomada da economia e pela elevada elasticidade-renda da demanda elétrica;
- vi. Taxas de expansão da capacidade instalada limitada, requerendo novos leilões de energia nova para manter confiabilidade do SIN (margens de reserva);
- vii. Diminuição da participação térmica na matriz e elevação da participação renovável (eólicas e solares); e
- viii. Desconsideração dos possíveis efeitos de mudanças climáticas para a restrição das vazões naturais das hidrelétricas no parque gerador (efeito estacionário), o que poderá culminar em contingência de geração hídrica nos próximos anos.

CONCLUSÃO

O planejamento elétrico do setor elétrico brasileiro, de 2017 a 2024, está orientado sob a ótica do melhor aproveitamento dos recursos hidráulicos não-inventariados, com destaque para a nova fronteira do subsistema Norte. A construção de grandes hidrelétricas nos rios do bioma amazônico, contudo, apresenta diversos desafios no âmbito do licenciamento ambiental, com a limitação de alagamento de áreas de planícies impedindo a melhor regularização de reservatórios. Tal configuração restringe a capacidade de geração hídrica nos períodos secos e, simultaneamente, compromete a garantia física das usinas, aportando menos energia assegurada em contratos de comercialização no SIN. Conforme mencionado anteriormente, a energia assegurada corresponde à quantidade máxima de energia a ser comprometida em contratos de comercialização. Dessa forma, a maior parte da expansão de potência do sistema tem ocorrido com projetos de usinas a fio d'água.

É perceptível o aumento do peso relativo das renováveis no setor elétrico, com destaque para a fonte eólica. Conforme projeções da ANEEL e da EPE apresentadas, as eólicas deverão representar cerca de 10% da matriz no ano de 2020, ante pouco mais de 5% em 2015. As usinas termelétricas, por sua vez, perderão significativa participação relativa no mesmo período (-10,36%), assim como as nucleares (-19,29%) e as hidrelétricas (-4,29%). A adição de renováveis intermitentes (dependentes do regime de ventos e irradiação solar para geração) traz novos desafios para os operadores no sistema, que devem garantir o atendimento firme da demanda: tais fontes não são despacháveis centralizadamente pelo ONS sob demanda, de forma que a **flexibilidade** e o atendimento da demanda elétrica na ponta horária, características intrínsecas das usinas térmicas flexíveis, serão necessidades naturais das operações, características próprias de usinas termelétricas.

Ocorre, no entanto, que poucas usinas termelétricas têm sido viabilizadas em leilões de energia nova no mercado regulado, o que explica a queda relativa de participação dessas usinas na matriz elétrica brasileira nos próximos anos. Conforme discutido preliminarmente, essa realidade é resultado de diversos fatores, como a restrição de fornecimento de combustível (sobretudo, gás natural) para os geradores. As reservas de gás natural associado do Pré-Sal

contam com diversos limitantes para a monetização através de novos projetos termelétricos, tais como a elevada concentração de dióxido de carbono e a produção de gás associada à produção de óleo, o que pode requerer maior **inflexibilidade** para viabilizar UTEs. Em contrapartida, para o SIN, a **flexibilidade operacional** das usinas será um ativo cada vez mais valorizado com a matriz elétrica sendo desenvolvida, dada a menor regularização dos reservatórios e o aumento da intermitência da geração de fontes não despacháveis.

Na análise da expansão da geração, a contingência climática apresenta importantes conclusões. Ademais da menor capacidade de regularização dos reservatórios pela engenharia dos empreendimentos a fio d'água, os modelos climáticos demonstram reduções nas vazões naturais das hidrelétricas brasileiras, ou seja, menor capacidade de energia turbinável. Essa redução é esperada para todos os cenários estudados (com ou sem adaptação às mudanças climáticas), embora em diferentes graus. Em um sistema elétrico de forte dependência hidráulica como o brasileiro, faz-se mister mecanismos de mitigação desses efeitos, como o fortalecimento do parque termelétrico para a confiabilidade do suprimento.

No sistema de transmissão, os atrasos na construção das linhas comprometem o limite máximo de escoamento e intercâmbios. Em dezembro de 2016, 62,16% dos empreendimentos estavam atrasados e o atraso médio era de 618 dias. Essa situação torna-se de maior criticidade quando analisado o efeito do escoamento insuficiente da eletricidade da UHE Belo Monte até 2020 (restrição de geração, comprometendo o intercâmbio para o centro de carga) associado à competição de recursos de transmissão com a geração eólica (fator de capacidade elevado, com prioridade de despacho). O subsistema Norte, com a interligação de Roraima e as conexões de Belo Monte, concentra boa parte dos esforços de viabilidade dos extensos linhões já licitados.

A nova configuração da matriz brasileira apresenta desafios consideráveis para os tomadores de decisão no próximo decênio. Neste aspecto, o subsistema Norte (nova fronteira) apresenta características únicas de potencial energético tecnicamente aproveitável (hidrelétrico; gás natural em terra de reservatórios de gás), mas está distante dos principais centros de carga, impondo reforços de escoamento. Aludindo à pergunta central deste trabalho, a importância do subsistema Norte no planejamento elétrico brasileiro reside tanto na capacidade de geração futura quanto na construção de linhas de transmissão, constituindo, simultaneamente, o centro de expansão geradora e transmissora do SIN.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Brasil (2017). Justiça suspende licença de operação da Usina de Belo Monte. Disponível em <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2017-04/justica-suspende-licenca-de-operacao-de-belo-monte>>. Acesso em 20 de agosto de 2017. Matéria de 07 de abril de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2015a). Audiência Pública: Suspensão da implantação da linha de transmissão de energia entre Manaus (AM) e Boa Vista (RR), impedindo que Roraima esteja ligada ao Sistema Interligado Nacional de Energia. Apresentação à Câmara dos Deputados, conforme Requerimento no 5/2015-CME. Disponível em <<http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2015/23-04-2015-audiencia-publica/andre-aneel>>. Acesso em 20 de agosto de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2015b). Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/transmissao5>>. Acesso em 27 de agosto de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2016a). Acompanhamento das Centrais Geradoras Termelétricas – Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Julho de 2016. Publicação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2016b). Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, Julho de 2016. Publicação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2016c). Acompanhamento das Centrais Geradoras Hidrelétricas – Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Julho de 2016. Publicação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2016d). Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica. Edição Dezembro 2016. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relatório+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmissão/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc-abeea023402c?version=1.6>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2017a). Banco de Informações de Geração. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2017b). Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2017c). Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade. Abril de 2017. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/fiscalizacao-dos-servicos-de-eletricidade>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2017d). Acompanhamento das Centrais Geradoras Termelétricas – Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Abril de 2017. Publicação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Brasília.

Agência Nacional de Energia Elétrica (2017e). Acompanhamento das Centrais Geradoras Hidrelétricas – Expansão da Oferta de Energia Elétrica, Julho de 2016. Publicação da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Brasília.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2016). Dados Estatísticos. Acesso em <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Bicalho, R. (2014). A crise elétrica e a falta de coordenação. Disponível em <<https://infopetro.wordpress.com/2014/06/02/a-crise-eletrica-e-a-falta-de-coordenacao/>>. Acesso em 30 de abril de 2017. Blog Infopetro.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2014). Regras de Comercialização de Energia Elétrica – versão 2014. Documento em Power Point obtido por meio do Curso Básico de Regras de Comercialização, em novembro de 2014.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2017). Preços semanais. Disponível em <http://www.ccee.org.br/preco_adm/precos/semanal/>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Castro, N. J., Brandão, R., Dantas, G.A. (2009) Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15.

Castro, N.J., Dantas, G.A., Leite, A.L.S., Goodward, J. (2010). Perspectivas para a Energia Eólica no Brasil. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 18.

Chipp, H. (2008). Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julho 2008.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (2017). Resultado da 3ª Reunião Mensal do Monitoramento da Expansão da Transmissão 2017. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/12223094/Anexo+3_Datas+de+Tendência+da+Transmissão+-+179ª+Reunião+CMSE+%2805-04-2017%29.pdf/d7d32834-e765-40f8-9e93-56f595164c58>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Deus, M.L.D. (2008). Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do sistema interligado nacional - SIN. Disponível em http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/biblioteca/php/mostrateses.php?open=1&arqtese=0610776_08_Indice.html>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Empresa de Pesquisa Energética (2016a). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em 20 de agosto de 2017.

Empresa de Pesquisa Energética (2016b). Análise do Impacto do Atraso das Obras da Abengoa e Priorização de Obras. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/EPE->

DEE-NT-034_2016-rev0%20(Análise%20do%20Im-pacto%20do%20Atraso%20das%20Obras%20da%20ABENGOA%20e%20Prioriza-ção%20de%20Obras).pdf>. Acesso em 20 de agosto de 2017.

Estadão (2001). FHC inaugura interligação elétrica com Venezuela. Disponível em <<http://politica.estadao.com.br/noticias/geral,fhc-inaugura-interligacao-eletrica-com-venezuela,20010812p39284>>. Acesso em 20 de agosto de 2017. Matéria de 12 de agosto de 2001.

Fearnside, P.M., (2015). A Hidrelétrica de Balbina: O faraonismo irreversível versus o meio ambiente na Amazônia. pp. 97-125. Hidrelétricas na Amazônia: Impactos Ambientais e Sociais na Tomada de Decisões sobre Grandes Obras. Vol. 1. Editora do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (INPA), Manaus, Amazonas, Brasil. 296 pp.

Gasnet (2016). UTEs Novo Tempo e Rio Grande só serão concluídas em 2021; empresa diz que 89% dos contratos já foram renegociados com as distribuidoras com base na REN 711/2016. Disponível em <<http://www.gasnet.com.br/conteudo/18758/Bolognesi-aproveita-sobrecontratacao-para-adiar-operacao-de-termicas-a-gas>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Gianelloni, F.T., Câmara, L.S.C. (2016) Desafios da Difusão de Fontes de Geração Não Controláveis no Brasil. XCBP Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Oferta e Demanda de Energia – o papel da tecnologia da informação na integração dos recursos 26 a 28 de setembro de 2016 Gramado – RS.

Instituto Acende Brasil (2016). O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica. Disponível em <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2016_WhitePaperAcendeBrasil_16_GasNatural_Rev_1.pdf>. Acesso em 27 de agosto de 2017.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (2016). Roraima. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br/estadosat/perfil.php?sigla=rr>>. Acesso em 20 de agosto de 2017.

Instituto de Engenharia (2016). ITAIPU – Energia e diplomacia. Disponível em <<https://ie.org.br/site/ieadm/arquivos/arqnot2061.doc>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Ministério de Minas e Energia (2015). Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica. Disponível em https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/manual_de_mperacionalizacao_do_programa_luz_para_todos_2015_2018.pdf>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Ministério de Minas e Energia (2017). Plano Decenal de Expansão 2026. Disponível em <http://www.epe.gov.br/PDE/Documents/Arquivos/PDE2026/PDE2026_versao_para_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em 27 de agosto de 2017.

Ministério do Meio Ambiente (2011). UHE Belo Monte. Perguntas e respostas. Disponível em <http://www.mma.gov.br/estruturas/182/_arquivos/faq_belomonte_182.pdf>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Norte Energia S.A. (2017). Gettingtoknow Norte Energia S.A. Disponível em <<http://norteenergiasa.com.br/site/ingles/norte-energia/>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2014). Plano da Operação Energética 2014/2018 - PEN 2014/2018. Disponível em <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/RE-3-0166-2014_PEN%202014_SumarioExecutivo.pdf>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2016a). Geração de Energia. Mecanismo de seleção. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em 01 de novembro de 2016.

Operador Nacional do Sistema (2016b). Programa Mensal de Operação de Agosto. Apresentação “Planejamento Anual da Operação; Construção da Função de Custo Futuro: Deck do NEWAVE”. Disponível em <<http://www.ons.org.br/operacao/apresentacoesPMO.aspx>>. Acesso em 01 de novembro de 2016.

Operador Nacional do Sistema (2017a). Atuação do ONS - Sistemas Isolados. Disponível em <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/sistemas_isolados.aspx>. Acesso em 20 de agosto de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2017b). Informativo Preliminar Diário de Operação. Disponível em <<http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2017c). Informe do Programa Mensal de Operação. Disponível em <http://www.ons.org.br/download/agentes/pmo/InformePMO_MAI2017_RV3.pdf>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2017d). Intercâmbio entre as Regiões. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/intercambio_entre_regioes.aspx>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2017e). Programa Mensal de Operação de Maio. Disponível em <<http://www.ons.org.br/operacao/apresentacoesPMO.aspx>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Operador Nacional do Sistema (2017f). Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2017 – 2021 1ª Revisão Quadrimestral. Disponível em <http://www.ons.org.br/download/operacao/previsao_carga/Boletim_Tecnico_ONS-EPE-CCEE_Planejamento_Anual_2017-2021_1Revisao_Quadrimestral.pdf>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Queiroz, R. (2014). A crise do setor elétrico: a necessidade de decisões colegiadas. Disponível em <<https://infopetro.wordpress.com/2014/05/19/a-crise-do-setor-eletrico-a-necessidade-de-decisoes-colegiadas/>>. Acesso em 30 de abril de 2017. Blog Infopetro.

Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A.F.P., Kelman, R. (2015) Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas. Relatório Final. Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação, Programa de Planejamento Energético (COPPE PPE) e PSR Consultoria. Rio de Janeiro.

Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (2016) Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacia Hidrográfica - Dezembro de 2015. Disponível em <<https://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>>. Acesso em 01 de novembro de 2016.

Tolmasquim, M. (2011). Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª Edição. Ed. Synergia.

Valor Econômico (2014). ONS: Térmicas vão operar mesmo com volume de chuva próximo à média. Disponível em <<http://www.valor.com.br/brasil/3621834/ons-termicas-vaio-operar-mesmo-com-volume-de-chuva-proximo-media>>. Acesso em 30 de abril de 2017. Matéria de 22 de julho de 2014.