



Relatório Técnico

Workshop

Perspectivas da Transmissão

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Camila Ludovique

Pedro Vardiero

Selena Herrera

Setembro de 2017
Rio de Janeiro

ISBN: 978-85-93305-41-2



Nivalde de Castro
Roberto Brandão
Camila Ludovique
Pedro Vardiero
Selena Herrera

Perspectivas da Transmissão

Relatório Técnico

Workshop

ISBN: 978-85-93305-41-2

Setembro de 2017

Sumário

APRESENTAÇÃO	3
1- Empresa de Pesquisa Eenergética.....	4
2- Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	7
3- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis	12
4- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	17
5- ANEEL -Agência Nacional de Energia Elétrica.....	23

1 APRESENTAÇÃO

O Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), do Instituto de Economia da UFRJ, realizou *workshop* sobre as perspectivas do setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. O evento ocorreu na sede da FIRJAN, no dia 21 de setembro de 2017, e contou com a participação dos principais representantes do marco institucional do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB): Aneel, ONS, EPE, BNDES, IBAMA e Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda, além da presença dos principais e mais importantes agentes do segmento de transmissão: Energisa, CTEEP, EDP, COPEL, Concremat entre outros.

A metodologia adotada no *workshop* foi direcionada para uma dinâmica colaborativa de diálogo com o objetivo de mapear e sistematizar as principais oportunidades e desafios que o segmento de transmissão enfrenta e irá enfrentar para garantir a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, conseqüentemente, do equilíbrio dinâmico entre a demanda e oferta de energia elétrica do país.

O Relatório Técnico foi elaborado com o objetivo de apresentar os resultados centrais do processo de análise e discussão entre os expositores e os participantes. Neste sentido, ele está estruturado em cinco seções relacionadas diretamente com as exposições da EPE, ONS, IBAMA, BNDES e ANEEL.

1- Empresa de Pesquisa Eenergética

Amilcar Guerreiro, Diretor de Estudos de Energia Elétrica da EPE, não pôde comparecer ao *workshop*, porém encaminhou o material que havia preparado. O tema escolhido foi “Perspectivas de Expansão do Sistema de Transmissão” e a agenda da apresentação contava com quatro tópicos principais, para além da introdução, quais sejam, os desafios da transmissão, a expansão física do sistema de transmissão, os investimentos no segmento e a TUST das sub-regiões.

Na introdução, foi apresentado o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026). As diretrizes básicas do PDE 2026 são de que (i) o plano é indicativo e oferece a sinalização econômica adequada; (ii) o plano é pautado no equilíbrio entre oferta e demanda e busca a expansão ótima do sistema, dado pela minimização do custo total de expansão mais operação; (iii) o plano também introduz discussões de visões de futuro; e (iv) na sua elaboração, são respeitados os contratos e os condicionantes da política energética.

Ainda na introdução, é questionado como será o futuro do SEB. Do lado da oferta, Amilcar destaca a expansão de tecnologias de geração com custo variáveis de produção muito baixos e elevada variabilidade de produção. Do lado da demanda, espera-se a elevação de recursos energéticos distribuídos, incluindo solar de pequena escala, resposta pela demanda e carros elétricos. Além disso, as tecnologias de medição avançada e de comunicação bidirecional tornarão o consumidor um agente “ativo”.

Diante desse cenário, são colocados dois pontos fundamentais. Primeiro, a necessidade de antecipar os ajustes regulatórios. Segundo, a constatação de que a entrada de novas tecnologias demanda novos procedimentos de planejamento e operação, o que implica em maior flexibilidade e análises mais sofisticadas e com maior granularidade, tanto metodológica quanto de modelagem. Para Amilcar, flexibilidade e armazenamento são as palavras-chave.

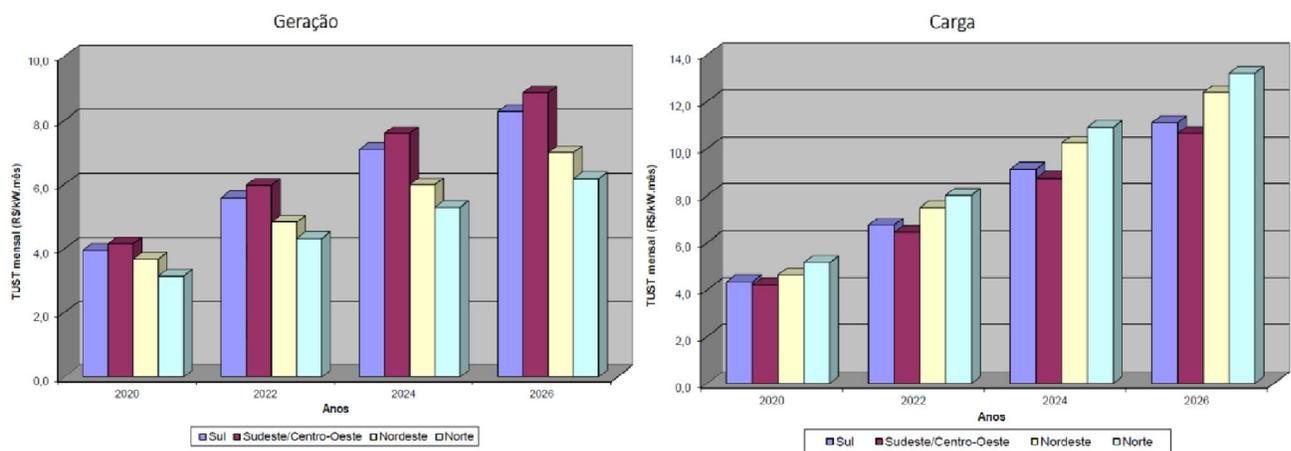
Nos desafios, o diretor exibiu os efeitos dos atrasos dos empreendimentos da Abengoa, considerando que são 6.300 km de obras paralisadas desde novembro 2015, que impactam negativamente no escoamento da geração hidráulica do Norte e eólica do Nordeste, além de comprometer os intercâmbios entre N-NE/SE-CO. Para minimizar tais efeitos, a EPE estuda metodologias que permitam a formulação de planos de expansão estruturalmente robustos a atrasos na implantação de obras, com maior flexibilidade e resiliência no planejamento da rede. Também foram destacados os desafios enfrentados no planejamento da transmissão, quais sejam:

- i. Ritmo de crescimento e localização incerta dos acréscimos de demanda;
- ii. Expansão indicativa da geração, com localização incerta;
- iii. Busca de soluções técnica e economicamente viáveis;
- iv. Respeito aos condicionantes ambientais;
- v. Prazos e dificuldades crescentes de implantação; e
- vi. Mitigação do descompasso entre geração e transmissão.

Em relação à expansão física do sistema, o PDE 2026 estima um acréscimo de cerca de 62.000 km, em 10 anos, ou 46% da rede atual, sendo destes 30.000 km ainda a licitar. O aumento da capacidade de transformação é de cerca de 200.000 MVA, em 10 anos, sendo cerca de 104.000 MVA a licitar. Em termos de investimentos, isto representa um montante de R\$ 119 bilhões, com R\$ 64 bilhões ainda a licitar.

A evolução da TUST mensal (R\$/kW.mês) de geração e de carga para cada sub-região do SIN pode ser observada na Figura 1 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Nota-se que, de modo geral, há um aumento significativo da TUST para todos os submercados.

Figura 1 - Evolução da TUST Mensal (R\$/kW.mês): 2020-2026



Fonte: EPE, 2017.

2- Operador Nacional do Sistema Elétrico

Antônio Carlos, representando o diretor do ONS, Álvaro Fleury, realizou a exposição com o tema “As Ampliações e Reforços da Rede de Transmissão”, em quatro etapas. Na introdução, foi apresentado o panorama atual do SIN, em seguida a evolução do sistema de transmissão, os desafios e os destaques do setor.

Nos últimos anos, o SIN tem evoluído em complexidade técnica, pela incorporação de Elos de HVDC e pelo crescimento do potencial eólico e solar, além do crescimento dos ativos de transmissão, da carga e do número de agentes, tornando a sua operação mais desafiadora a cada dia. Em paralelo, os agentes de transmissão têm enfrentado dificuldades crescentes de ordem técnica, econômica, de infraestrutura e ambiental, as quais estão acarretando em importantes atrasos nos cronogramas de implantação dos empreendimentos.

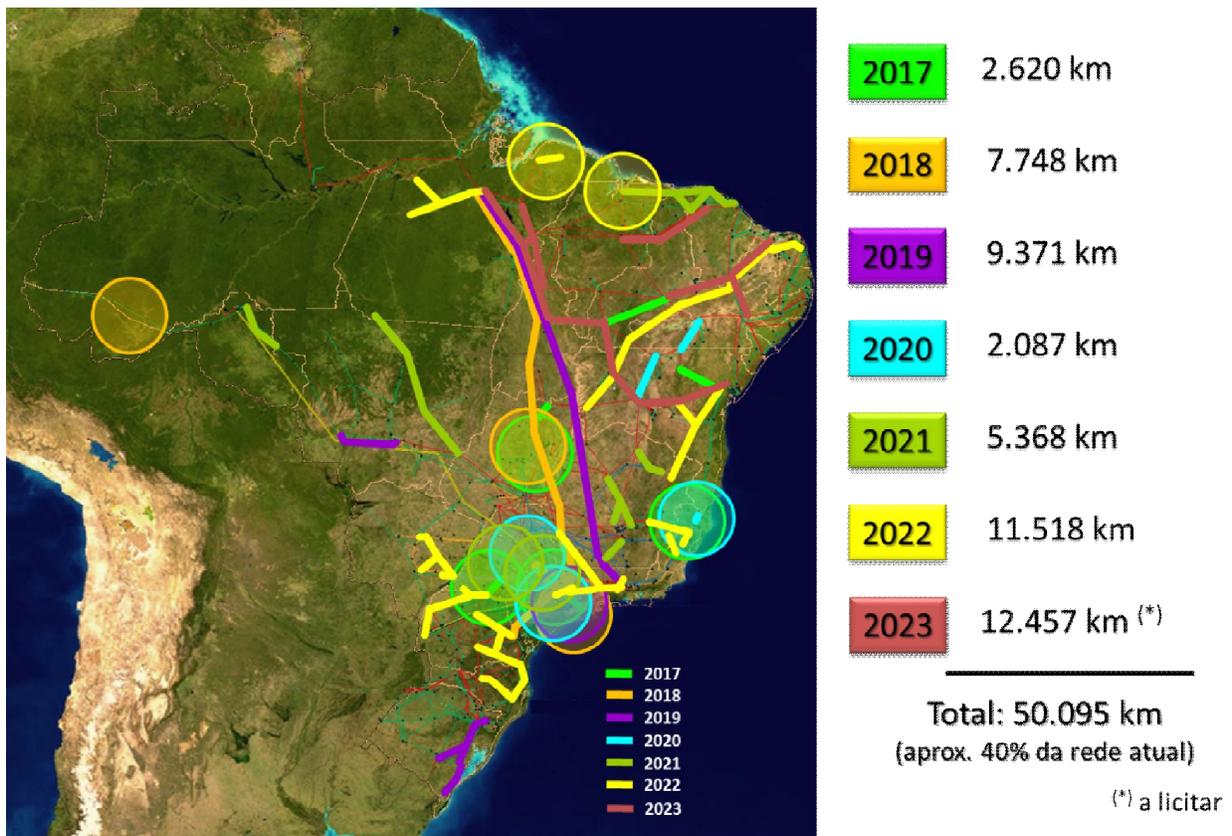
Nessa conjuntura, o ONS tem que operar um sistema bastante diferente daquele que foi planejado, com consequentes restrições de escoamento de geração ou atendimento à carga, e também submetido a impactos severos após a ocorrência de contingências na rede. Acrescenta-se a esse quadro o envelhecimento dos ativos da rede, os quais precisam ser substituídos, no curto e médio prazo, para garantir o bom desempenho do sistema.

Deste modo, o ONS está se preparando para agregar ao sistema mais dois bipolos (Belo Monte), enquanto firma a operação conjunta dos Bipolos do Madeira, *back to back* no Sistema do Acre-Rondônia, e o escoamento do Teles Pires, ao passo que enfrenta a ausência de obras importantes da rede de 500 kV da Abengoa e Braxenergy.

Observa-se, na Figura 2, a evolução do sistema de transmissão prevista até 2023. Nos próximos cinco anos, está prevista a instalação de 50.095 km de novas linhas de

transmissão, interconectando os submercados do SIN, o que representa cerca de 40% da rede básica atual. Destes projetos, 12.457 km ainda não foram licitados.

Figura 2 - Expansão do SIN



Fonte: ONS, 2017

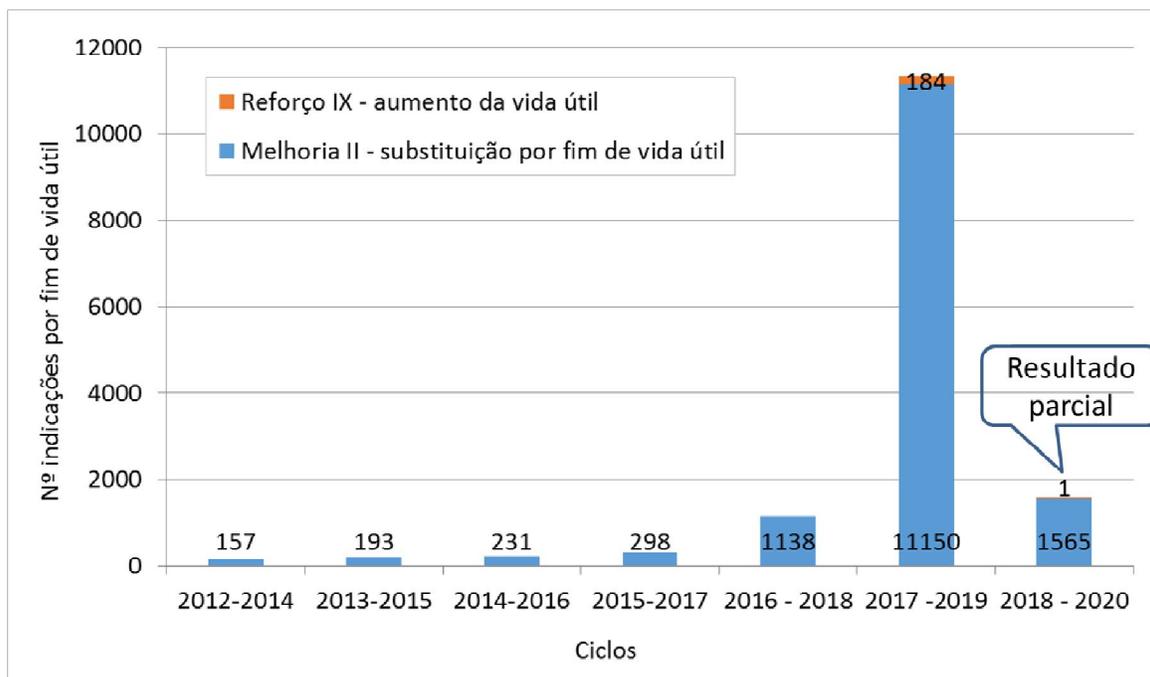
O SIN é um sistema em forte expansão, o que demandará muitos equipamentos, nos próximos anos, para sustentar o aumento da capacidade instalada. Destacou, principalmente, a necessidade de novos transformadores, tanto de potência, quanto de corrente, o que pode vir a ser um gargalo para a expansão, e de substituição de equipamentos no final da vida útil.

O SIN, além de estar em expansão, também está em envelhecimento. Neste sentido, segundo o palestrante, a renovação de equipamentos em final de vida útil pode se dar por dois mecanismos:

- i. Via leilão, isto é, pela contratação de novos ativos; ou
- ii. Via regulação, isto é, através de um esforço para aumentar a vida útil dos ativos já existentes.

A Resolução Normativa nº 443/2011 trata da questão da vida útil dos ativos da rede. Assim, o reforço do tipo IX versa sobre o aumento da vida útil, enquanto a melhoria do tipo II representa a substituição dos ativos. A Figura 3 fornece o histórico dos ciclos de indicações por fim de vida útil. Nesta figura, observa-se, ainda, que o número de indicações salta de 1.138, no período de 2016-2018, para 11.334, no período 2017-2019. Sendo assim, serão necessárias medidas para solucionar a questão do envelhecimento dos ativos do SIN.

Figura 3 - Histórico dos Ciclos de Indicações por Fim de Vida Útil



Fonte: ONS, 2017.

Diante desse cenário, os principais desafios apontados pelo representante do ONS foram:

- i. A implantação de um Plano de Obras desta envergadura, necessário para garantir que a operação futura do sistema aconteça dentro dos padrões de desempenho preconizados pelos Procedimentos de Rede;
- ii. A implantação desse Plano é um desafio para todos os agentes envolvidos no processo de expansão do SIN e sujeitos ao comportamento da conjuntura nacional;
- iii. A média de linhas de transmissão implantadas nos últimos três anos, no período 2014-2016, foi da ordem de 5.000 km ao ano e a previsão média dos próximos sete anos é de 7.000 km, sendo que existe previsão para o ano de 2022 da ordem de 10.000 km e mais 12.500 km, para 2023, ainda a serem licitados;

- iv. É muito provável que nos deparemos com um sistema diferente do planejado. Cabe ao ONS monitorar a dinâmica de implantação desse Plano e se preparar para operar com lacunas na transmissão, de forma a buscar a garantia do atendimento ao mercado e a integração e escoamento da geração nova e existente; e

Já os benefícios do Plano de Obras apontados pelo expositor são o escoamento de geração, o reforço nas interligações e o atendimento a regiões em situação crítica.

Foram destacados também (i) os grandes esforços empreendidos pela EPE, pelo Ministério de Minas e Energia e pela ANEEL para a viabilização desse expressivo Plano de Obras; (ii) as dificuldades de consecução de obras de grandes grupos, o que causou problemas ao ONS, e os desafios para o planejamento; e (iii) a implantação de soluções mitigadoras (Subestações de Xingu, Gilbués II e Barreiras II) para solucionar atrasos de obras de transmissão, os quais não acarretaram um impacto tão grave devido à crise econômica do país.

O representante do ONS também deu ênfase à importância dos prazos de entrada em operação dos empreendimentos de transmissão, o que requer excelência na gestão da implantação destes empreendimentos. Comentou, ainda, sobre as dificuldades ambientais para viabilizar os empreendimentos, incluindo aqueles para atendimento de grandes centros, como a Subestação de Ratonés, em Santa Catarina, e as soluções para a grande São Paulo. Por fim foi realçando que a adoção de soluções “não convencionais”, como os cabos subterrâneos, as subestações isoladas a gás, HVDC, etc., cada vez mais farão parte da nova composição do SIN.

3- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

Roberto Huet, Superintendente Substituto do IBAMA, apresentou o tema “Licenciamento Ambiental Federal: Sistemas de Transmissão de Energia - LTs”. Durante sua fala, Huet apresentou os principais gargalos do processo de licenciamento e as melhores práticas para diminuir o tempo de aprovação para o início das obras. Na introdução, foi destacada a importância da valoração dos recursos ambientais no processo de desenvolvimento de infraestrutura no país, em seguida, foi descrito o que é o licenciamento ambiental e, por último, exposto os principais impactos socioambientais causados por projetos de linhas de transmissão.

O representante do IBAMA definiu que a degradação da qualidade ambiental é resultado de atividades que direta ou indiretamente alteram o meio ambiente, causando

um impacto ambiental ou poluição ao meio. A nº Lei 6.938/1981 estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente e seus instrumentos. O art. 9º prevê que o objetivo do licenciamento ambiental é disciplinar, previamente, a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras. Por sua vez, no art. 10, tem-se que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento.

Assim, a construção de linhas de transmissão e subestações, grandes projetos que afetam a sociedade significativamente, devem utilizar os instrumentos de gestão ambiental, o que viabiliza o debate direto entre o poder público e a sociedade e gera a oportunidade de aperfeiçoamento dos projetos submetidos. Sendo assim, bons projetos em conjunto com um bom licenciamento ambiental produzem ganhos sociais sistêmicos, explicou o expositor.

Huet apresentou, em seguida, a Avaliação de Impacto Ambiental, com seus pontos notáveis ou críticos (licença prévia). O primeiro deste é o Termo de Referência (TR). O órgão ambiental faz um *checklist* ou verificação dos itens do TR, não realizando uma avaliação de conteúdo, apenas da itemização. Os pontos críticos do TR destacados por Huet são:

- i. Problemas recorrentes que podem levar ao não aceite do estudo: falta de parte do estudo, como componente indígena e unidades de conservação;
- ii. Falta de correspondência aos itens do TR;
- iii. Problemas de organização do estudo: dificuldade de localização da informação no mesmo;
- iv. Sumários incorretos, falta de numeração de página, documentos avulsos, a exemplo de mapas; e
- v. Documentos ilegíveis.

Na fase de audiências públicas, o expositor explicou que os seguintes critérios são definidos:

- i. Escolha dos locais;
- ii. Solicitações de audiência pública de acordo com Resolução CONAMA nº 9/1987;
- iii. Municípios em que a faixa de servidão apresente interferência direta em áreas urbanas;
- iv. Municípios com maiores quantitativos de pessoas residentes no corredor de 1 km de largura para cada lado;
- v. Municípios elegíveis para receber canteiros de obra;
- vi. Municípios onde a linha de transmissão interceptar Unidades de Conservação; e
- vii. Uma audiência, no mínimo, em cada estado interceptado.

Na fase de análise dos estudos ambientais, geralmente, faltam:

- i. Informações, como diagnóstico, prognóstico, impactos, medidas e programas, podendo haver necessidade de complementação;
- ii. Correspondência das informações requeridas no TR, a exemplo da coleta de dados primários nas áreas de estudo definidas;
- iii. Caracterização dos componentes do objeto licenciado, no caso os sistemas de transmissão;
- iv. Informações sobre as Unidades de Conservação impactadas, com dados protocolados ao longo da análise, sem solicitação do IBAMA, promovendo, muitas vezes, revisão de informações já analisadas anteriormente.

Na fase de análise do Plano Básico Ambiental (PBA) e do projeto construtivo/executivo os problemas recorrentes são:

- i. PBAs genéricos e inexequíveis, sem referências às informações levantadas no estudo ambiental, tais como, comunidades/adensamentos populacionais, áreas passíveis de erosão, APPs, áreas alagadas, acessos, etc, e nos pareceres de licença provisória; e
- ii. Projeto construtivo imaturo e sem considerar as condicionantes básicas do licenciamento e as áreas de canteiros de obra definitivas.

Na sequência, foram exibidos alguns exemplos e imagens sobre os impactos decorrentes da atividade de transmissão. Os exemplo de impactos socioeconômicos são (i) corredor de linha de transmissão que pode comprometer pequenas propriedades; (ii) torres próximas a residências; (iii) alteração do uso do solo; (iv) alteração da paisagem; (v) canteiro de obra que intervere na vizinhança; e (vi) canteiro de obra que acarreta em resíduos. Na

Figura 4, observa-se alguns destes casos.

Figura 4 - Exemplos de Impactos Socioambientais.



Fonte: IBAMA, 2017.

Também foram apresentados alguns impactos sobre os meios físico e biótico, como a abertura de acesso de forma inadequada. O alteamento das torres foi apontado pelo representante do órgão ambiental como uma solução para a minimização de impactos sobre a vegetação e o uso do solo.

Para Heut, as lições aprendidas e os desafios para o setor são o desenvolvimento de normativas internas e padronização de critérios técnicos e procedimentais, como TR, pareceres, condicionantes, programas e medidas mitigadoras. Os limites e características específicas de cada projeto tendem a ser respeitados, mas se deve prezar por uma padronização do processo de licenciamento.

Assim, propôs-se a elaboração de um Guia de Avaliação de Impacto que permita controle, previsibilidade e racionalidade. Também foi sugerido, pelos agentes, o desenvolvimento de um guia para cada relatório (R1, R2, R3, R4 e R5). Por sua vez, Heut destacou a importância do conhecimento técnico acumulado. Os agentes devem empregar nas atividades de licenciamento um corpo técnico especializado e experiente para minizar erros de relatórios e aumentar a qualidade dos mesmos, diminuindo,

assim, o tempo de licenciamento. Ressaltaram-se alguns avanços no processo licitatório, como o processo eletrônico de licenciamento, denominado SEI, e o processo de avaliação de impacto ambiental, o SIGA, que permitem a racionalização do tempo, transparência processual, gestão de demandas e a melhora de indicadores de resultados.

O Prof. Nivalde de Castro ponderou que o planejamento da transmissão deveria ser mais indicativo e mais consistente, para que os *players* possam se preparar para os futuros leilões, inclusive com mais conhecimento. Isso contribuiria para que transmissão deixasse de ser um gargalo do setor. Desse modo, haveria estímulo para entrada/retorno de importantes *players* do setor, como a Elektro, a CTEEP (retomando participação nos leilões), grupos chineses, a Energisa, a Equatorial, a EDP, etc.

Roberto Huet finalizou afirmando que o mais importante em um processo de licenciamento (nos relatórios) não é o volume (quantidade de páginas), mas sim a qualidade do trabalho. A mensagem central para redução do tempo de licenciamento é a elaboração de materiais técnicos de alta qualidade, focados no impacto e na solução de problemas específicos.

4- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Marcia Leal, representante do BNDES, apresentou o tema “Perspectivas da Transmissão de Energia: Condições de Financiamento BNDES”. Marcia enfatizou a importância do Setor Elétrica como infraestrutura básica e primordial para o desenvolvimento nacional. Este é um dos setores de infraestrutura prioritários do banco,

sobretudo pelo encadeamento que apresenta para com os demais setores. Também destacou as condições de financiamentos passadas e as alterações e ofertas do BNDES para o próximo leilão de transmissão, previsto para dezembro de 2017.

De acordo com a expositora, o BNDES segue algumas diretrizes para selecionar os projetos, quais sejam, aqueles que apresentam retorno social superior ao privado, possuem atuação onde há falhas de mercado, promovam a diversificação de fontes, com foco em renováveis, e colaboram com os compromissos assumidos no Acordo de Paris (COP 21).

O BNDES atua para reduzir a percepção de risco e, em parceria com o regulador e com o poder concedente, para atrair *funding*. Também opera como catalizador/estruturador de projetos, compartilha risco com repassadores/cofinanciadores e realiza parceria com o Mercado de Capitais, através de debêntures.

Observa-se, na Tabela 1, a participação do BNDES no SEB durante o período de 2003 ao primeiro semestre de 2017.

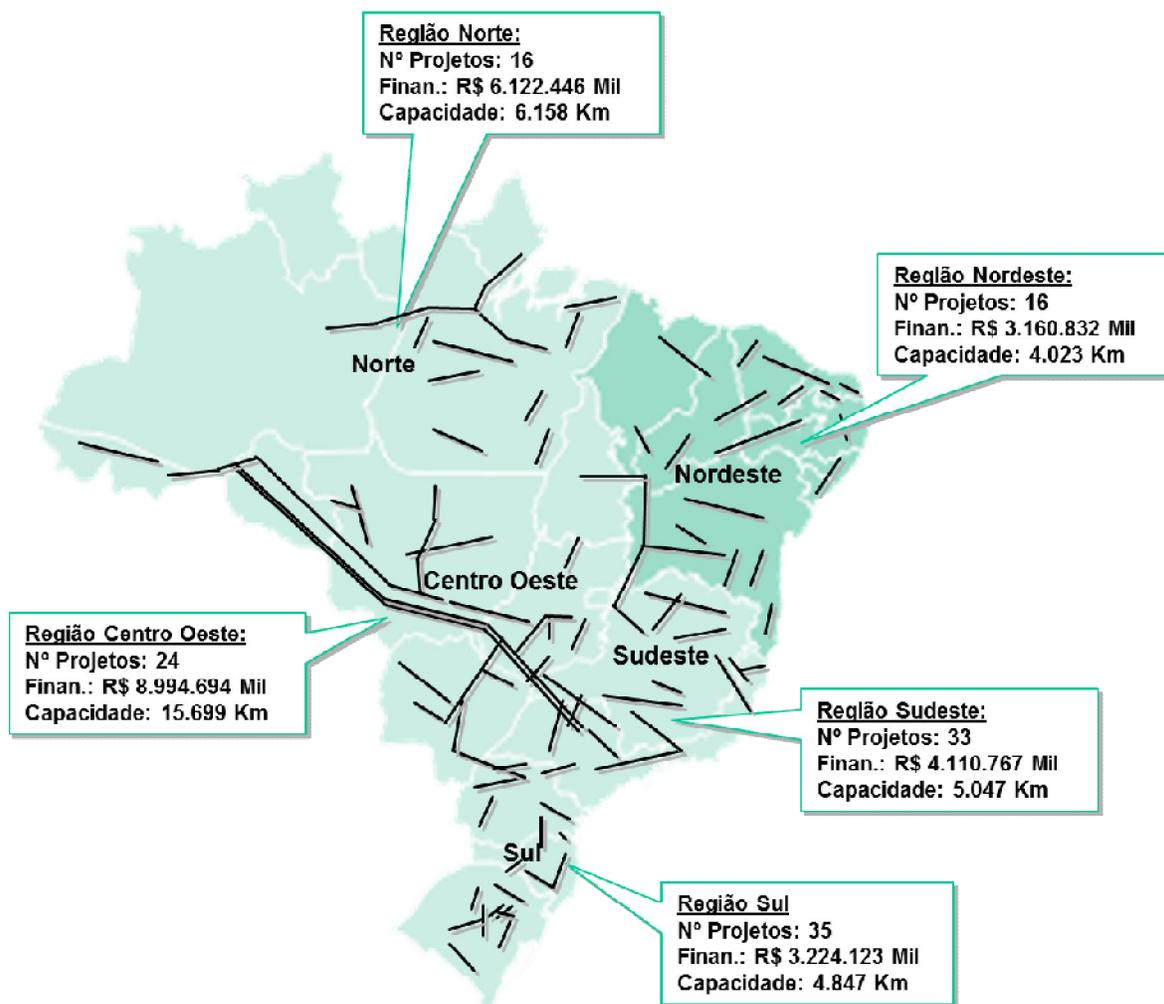
Tabela 1 - Atuação no Setor Energia: Aprovações de 2003 ao 1º Semestre de 2017

Segmento	Capacidade	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
1. Geração	55.951 MW	307	125.161.840	206.568.669
Hidrelétricas	34.620 MW	50	68.548.681	109.004.156
Eólicas	11.727 MW	94	33.212.926	56.479.047
Termelétricas	4.816 MW	12	6.328.861	13.572.467
PCH	2.652 MW	132	8.757.720	13.775.537
Nuclear	1.405 MW	1	6.180.915	10.488.029
Biomassa	581 MW	17	1.603.699	2.307.984
Solar	150 MW	1	529.039	941.448
2. Transmissão	35.774 Km	124	25.612.862	50.244.726
3. Distribuição	-	131	31.388.195	56.819.426
4. Racionalização	-	30	582.390	1.058.301
5. Outros	-	1	8.254	9.644
TOTAL		593	182.753.540	314.700.765

Fonte: BNDES, 2017.

O BNDES participou de 124 projetos de transmissão, que somaram 35.774 km de novas linhas. Na Figura 5, nota-se a participação segregada pelas sub-regiões do país.

Figura 5 - Linhas de Transmissão Financiadas entre 2003 e 1º Semestre de 2017



Fonte: BNDES, 2017.

No ano de 2017, o segmento de transmissão foi o segundo a mais receber recursos financeiros do BNDES dentre os investimentos do Setor Elétrico. As cifras giram na ordem de R\$ 2 bilhões, ficando atrás apenas do segmento de geração eólica, com R\$ 3,6 bilhões em desembolsos.

A Tabela 2 apresenta as novas políticas operacionais para o SEB. A participação de itens financiáveis é de 80% e o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de 2,0. O custo é de mercado, soma-se o *spread* básico de 1,7% a.a. e o *spread* de risco (0,4% a 3,37% a.a.). A amortização segue o sistema PRICE e o prazo é de 20 anos.

Tabela 2 - Condições de Financiamento

SEGMENTOS	Condições Financeiras			
	Participação Itens Financiáveis	Custo *	Amortização (sistema e prazo)	
Eficiência Energética	80%	TJLP	SAC	Cfm projeto
Solar	80%			20 anos
Eólica	70%			16 anos
Demais fontes alternativas	70%			20 anos
Hidrelétricas > 30 MW	50%			20 anos
Térmicas Gás Natural Ciclo Combinado	50%			16 anos
Transmissão	80% e ICSD 2,0	Mercado	PRICE	20 anos
Distribuição	50%	50% TJLP 50% Mercado	SAC	6 anos

Fonte: BNDES, 2017.

A Tabela 3 exibe a nova política de financiamento para o segmento de transmissão. Observa-se que o custo básico foi elevado de 1,5% a.a para 1,7% a.a. A participação máxima em equipamento para o leilão de 2017 foi de 60%, enquanto que para os leilões de 2016 era de 50%. O total de participação manteve-se constante em 80%. O ICDS mínimo também sofreu alterações. Em 2016, o global era constante para todo o período, no valor de 1,5. No leilão de 2017, o global foi de 1,3 (do ano 1 ao 10), de 1,4 (do ano 11 ao 15) e de 1,5 (a partir do ano 16). A aquisição de debêntures de infraestrutura

passou a ser até 100% da emissão. Segundo Marcia, os leilões de abril de 2017 e dezembro de 2017 terão estas mesmas condições citadas.

Tabela 3 - Novas Políticas Operacionais: Transmissão

	Leilão abr/2016	Leilão out/2016	Leilão 2017
Custo básico	TJLP	TJLP para máq equipamentos; IPCA demais itens	TJLP para máq equipamentos; IPCA demais itens
Spread básico	1,5% a.a	1,5% a.a.	1,7% a.a.
Intermediação financeira	0,5% a.a.	0,5% a.a.	0,4% a.a.
Participação máxima	70%, podendo ir a 80% em mercado	50% máq equipamentos; 80% global	60% máq equipamentos; 80% global
Prazo amortização	14 anos	14 anos máq equipamentos; 20 anos demais itens	14 anos máq equipamentos; 20 anos demais itens
Sistema de amortização	SAC, podendo converter para Price se houver deb infra	Price	Price
ICSD mín	1,2 (SAC)	2,0 para BNDES 1,5 global	2,0 para BNDES global 1,3 do ano 1 ao 10; 1,4 do ano 11 ao 15; 1,5 após
Aquisição debêntures infraestrutura	Regra geral (até 20% da emissão)	Até 50% da emissão	Até 100% da emissão

Fonte: BNDES, 2017.

A representante do BNDES destacou, ainda, que o financiamento só pode ser concedido após a licença prévia ambiental. Além disso, desde outubro de 2016, a TJLP é aplicada apenas para máquinas e equipamentos, com a aplicação do IPCA para os demais itens. Como a TJLP permanece para equipamentos, estes têm que atender às condições de conteúdo nacional.

Ao final da apresentação, foram apontados o retorno de *players* tradicionais e a entrada de novos investidores, estes com lógica mais financeira. O BNDES está aguardando o novo leilão para avaliar como mercado vai reagir às recentes alterações e está em interação com a ANEEL para que esta dê os sinais para o Banco realizar os

ajustes necessários, no intuito de atrair mais investidores, sobretudo após a alteração, no segmento de transmissão, para juros de mercado. Marcia também ponderou como o mercado vai receber, em termos de captação de recursos, todo o volume previsto para a expansão da transmissão, o que ainda é uma incognita.

O Prof. Nivalde de Castro contribuiu pontuando que os contratos de linhas de transmissão são muito consistentes e de baixo risco, o que permite ao ganhador o acesso a financiamento por parte do BNDES e de outras debêntures para assegurar a capitalização de recursos financeiros necessários para garantir a expansão do sistema.

5- ANEEL -Agência Nacional de Energia Elétrica

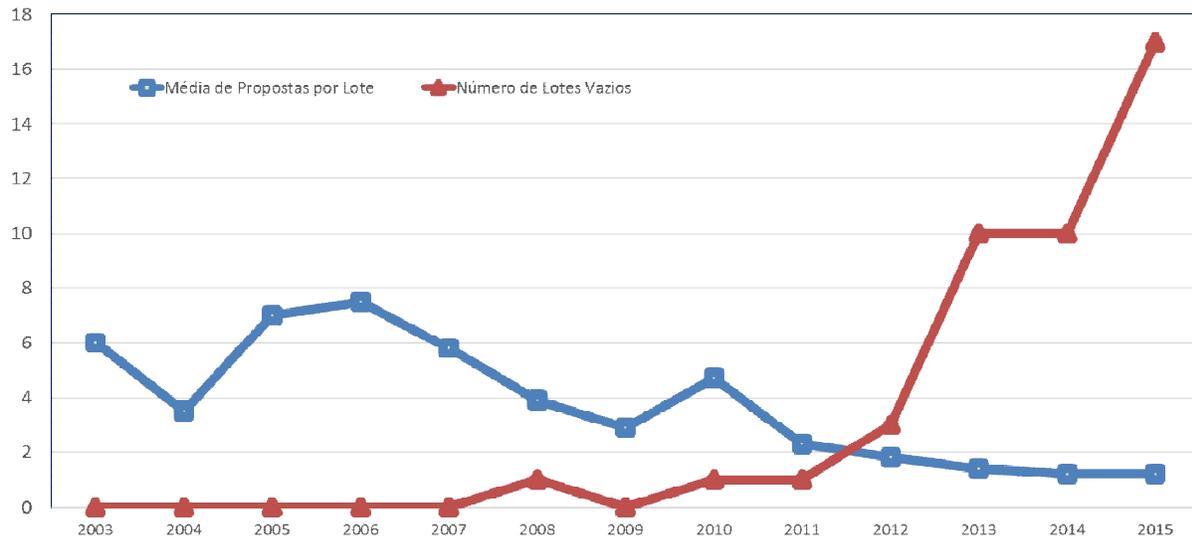
Ivo Sechi Nazareno, Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição da ANEEL, apresentou o tema “Pontos Centrais do Edital

do Leilão de Transmissão nº 02/2017". Durante sua exposição, Ivo destacou o resultado dos últimos leilões, as ações do órgão regulador para aumentar a atratividade dos leilões de linhas de transmissão, enfatizou o Leilão nº 02/2017, apresentando para os agentes presentes as principais características e premissas adotadas no edital, e, por último, pontuou os principais desafios da transmissão.

O representante da ANEEL iniciou as explicações sobre a evolução da dinâmica dos leilões de transmissão apresentando a média de proponentes por lote e lotes vazios no período 2003-2015, como pode ser observado na

Figura 6. Desde 2012, os leilões perderam atratividade, implicando em uma redução na média de propostas por lote e em um aumento expressivo do número de lotes vazios. Até 2011, os lotes vazios eram fruto de alguma questão específica, não muito relevante. A partir de 2012, sob a mesma lógica de contratação, o número de lotes vazios aumentou significativamente e, em 2015, este número atingiu 17 unidades produtivas. Ficou evidente, portanto, a necessidade de se repensar a viabilidade/atratividade dos leilões de transmissão.

Figura 6 - Média de Proponentes por Lote e Lotes Vazios de 2003 a 2015



Fonte: ANEEL, 2017.

Diante de tal cenário, a ANEEL elaborou um diagnóstico que contou com a colaboração dos principais *stakeholders*, tais como associações, transmissoras, centros de pesquisas e órgãos licenciadores e intervenientes. O resultado do diagnóstico foi de que as estimativas de investimentos, os prazos e a remuneração eram insuficientes e havia falta de transparência na alocação de riscos e falta de bonificação para performance.

Uma série de medidas foram tomadas para restabelecer a atratividade dos leilões de transmissão e a revisão das estimativas de investimentos contou com as seguintes ações:

- i. Revisão do banco de preços da ANEEL;
- ii. Detalhamento maior da estimativa por meio de visitas técnicas *in loco*;
- iii. Apuração mais criteriosa dos custos fundiário e ambiental;

- iv. Precificação mais detalhada dos custos específicos, tais como terraplanagem, travessias, porcentagem de estruturas autoportantes, etc.; e
- v. Aprimoramento dos custos de O&M;

Como resultado, a estimativa de CAPEX dos projetos se elevou entre 30% a 50% e o OPEX, que anteriormente era de 1,8% a 2% do valor do CAPEX, passou a ser ajustado de acordo com a escala do negócio.

A partir de 2013, o prazo de entrega das obras saltou para 48 meses, o dobro dos períodos anteriores. Isso ocorreu, em grande medida, em razão da complexidade envolvida nos processos, como o aumento da importância de questões ambientais e socioeconômicas. Como ficou claro que este era um problema recorrente em várias concessões, e não um problema isolado, medidas sistêmicas foram adotadas. Para correção dos prazos de entrega das obras de transmissão, o leilão que ocorreu em 2017 adotou duas medidas centrais: a pulverização dos lotes e a gestão de contratos.

Atualmente, o prazo para as grandes obras é de 54 meses. Contudo, o que se observa é que, em média, com a elevação do tempo para entrega, as obras de linha de transmissão passaram a durar entre 6 e 7 anos no processo integral - todas as fases, como licitação, estudo, obra, etc. Ivo ressaltou que, caso algum órgão socioambiental atrase, o agente pode pedir avaliação por parte da ANEEL para que o contrato seja readequado em termos de prazo. Além disso, foi implementado um esquema de bonificação por antecipação da entrega de obras, desde que essa faça sentido.

Para minimizar o problema de transparência na alocação de riscos, foram adotadas algumas medidas centrais, pontuadas abaixo:

- i. Maior publicidade e transparência na divulgação e nos procedimentos;
- ii. Editais com maior prazo e em 3 línguas;
- iii. Critério adicional de qualificação econômico-financeira, com a exigência de avaliações especializadas sobre a viabilidade e exequibilidade do plano de negócios da proponente, sob os aspectos da montagem financeira e contábil/tributária;
- iv. Estabelecimento da Matriz de Riscos integrante do contrato (compartilhamento do risco sócio-ambiental);
- v. Estabelecimento das regras para apresentação de casos fortuitos e de força maior (excludentes de reponsabilidade); e
- vi. Critério de antecipação de obra predefinido no contrato e automático.

O expositor explicou que a premissa de taxa de retorno implícita foi revista através da utilização de título público nacional indexado à inflação para o cálculo da taxa livre de risco e risco país. Assumiu-se o terceiro quartil da amostra, sendo este a média diária por valor emitido das NTNBS com prazo superior a 5 anos, com janela de 1 ano. Outra premissa adotada foi a de consideração de 100% de capital próprio durante o período de construção, com a finalidade de mitigar o risco de o agente não conseguir captar recurso durante o período da construção. O custo de capital de terceiros também foi alinhado com debêntures do Setor Elétrico ao invés do BNDES e assumiu-se o terceiro quartil da amostra, sendo este a média diária dos rendimentos dos debêntures do Setor Elétrico com janela de 1 ano.

O resultado do Leilão nº 05/2016 evidencia que as alterações realizadas foram bem recebidas pelo mercado. Dos 35 lotes, 31 foram contratados. O investimento total contratado foi de R\$ 12,7 bilhões, 96,7% do total previsto (R\$ 13,1 bilhões). A Receita Anual Permitida (RAP) teto dos 31 lotes era de R\$ 2,63 bilhões, enquanto a RAP contratada ficou em R\$ 1,67 bilhões, o que representa um deságio médio de 36,5 %, anulando o aumento da rentabilidade em edital. Foi o leilão com maior público em evento (990 pessoas), mais de 6 horas de duração e o maior volume negociado em uma única sessão (R\$12,7 bilhões de reais).

Em seguida, Ivo apresentou os 11 lotes do Leilão nº 02/2017, com 38 empreendimentos, um investimento projetado de cerca de R\$ 8,8 bilhões e uma estimativa de 18.000 novos postos de trabalho. A receita máxima é de R\$ 1,5 bilhões, a aprovação do edital está prevista para 24 de outubro de 2017 e a sessão pública para 15 de dezembro de 2017.

Ivo também destacou os quatro aprimoramentos feitos para este leilão, quais sejam:

- i. Disponibilização das minutas de contrato de concessão já na audiência pública (Audiência Pública nº 047/2017), com as condições específicas de cada lote;
- ii. Exclusão dos seguintes anexos (modelos) do edital, mas com a ressalva de que permanece a obrigação de assinatura desses contratos, disponíveis no *site* do ONS:
 - a. Anexo 2 Modelo do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST;
 - b. Anexo 3 Modelo do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST;

- c. Anexo 4 Modelo do Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão – CCT; e
 - d. Anexo 5 Modelo do Contrato de Compartilhamento de Instalação – CCI.

- iii. Inserção, na Seção 10.9 – Qualificação Técnica, de itens que tornam dispensável a apresentação dos documentos de qualificação técnica para empresas que:
 - a. Sejam concessionárias de transmissão com contratos de concessão assinados nos últimos 36 meses; e
 - b. Sejam controladoras de empresa na condição do item (i)¹.

- iv. Exclusão do Apêndice H – Carta de Instituição Financeira ou Entidade Financeira.

¹ Os itens (i) e (ii) se aplicam a consórcios que tenham em sua composição empresas que os atendam, desde que sua participação total no consórcio seja maior ou igual a 50%.

Os parâmetros médios de cálculo da RAP teto do Leilão nº 02/2017 podem ser observados na Figura 7.

Figura 7 - Parâmetros de Cálculo da RAP Teto do Leilão nº 02/2017

Custo Médio Ponderado de Capital (WACC): 8,09% a.a.
Custo de Capital Próprio: 10,22% a.a.
Custo de Capital de Terceiros: 8,07% a.a.
Estrutura de Capital: 66% Capital Próprio/34% Capital de Terceiros
RAP / Invest = 17,56 %
O&M Médio: 2,10 %

Fonte: ANEEL, 2017.

A partir desses novos parâmetros, a relação entre RAP e Investimento foi elevada ao patamar de 20,8%, valor suficiente para garantir a atratividade dos lotes. Sendo assim, as medidas apresentadas pela ANEEL demonstraram-se suficientes para resgatar a atratividade dos leilões de transmissão e devem ser mantidas para os próximos certames. Destaca-se que existe um processo de revisão dos preços em andamento, com prazo de término para o 2º trimestre de 2018. Como conclusão, os riscos foram devidamente precificados e a remuneração voltou a ser suficiente.

Entretanto, os desafios ainda são muitos, ponderou Ivo. A pulverização dos lotes aumenta o número de concessões para fiscalização e gestão. Atualmente, existem 280 contratos de concessão de transmissão. Para Ivo, são necessárias novas fontes de receita para que o cenário de expansão seja sustentável, como a entrada de novos usuários no sistema, para que não haja um aumento real da tarifa para os consumidores já estabelecidos.

Mauricio Moszkowicz, pesquisador do GESEL, trouxe para debate algumas considerações referentes ao aperfeiçoamento da regulação atual. A primeira questão dizia respeito à vida útil de ativos que ainda estão aptos a operar, ou seja, que poderiam ter seus contratos estendidos. Neste sentido, Ivo comentou que falta incentivo para extensão ou melhoria, só havendo para troca ou substituição através de novos leilões. Uma segunda questão relevante versava sobre as penalidades da Resolução Normativa nº 729/2016, isto é, se havia possibilidade de aperfeiçoamento para considerar uma visão sistêmica nas penalidades. Para Ivo, a ANEEL entende que não há penalidade, pois se trata de uma regulação por incentivo, havendo, assim, um desincentivo e não uma penalidade. Ivo ponderou que há outras boas formas de regulação, mas que a aplicada atualmente (por incentivo) também é muito boa e atende ao que o regulador espera.

Por fim, ainda relativo ao tema de aperfeiçoamentos regulatórios, o grupo Energisa questionou se seria “*correto alterar as resoluções que regulamentam os contratos ao longo de uma concessão*”. Segundo o representante da ANEEL, o contrato firmado entre as partes estabelece que há nível de risco por alteração da regulação, logo que há espaço para estes aperfeiçoamentos. Além disso, todas as alterações promovidas pela ANEEL buscam as melhores práticas, ou seja, busca-se trazer maiores benefícios ao sistema e à sociedade, justificando, assim, suas implementações.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL - Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros - em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel - ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos - work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas - no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: facebook.com/geselufrj

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249

ENDEREÇO:

**UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.**

**Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240**