

# SEGMENTO DE TRANSMISSÃO: PROJEÇÕES, DESAFIOS E PROBLEMAS EXISTENTES NO ATUAL MODELO DE GESTÃO

Seluiyv Gonçalves Silva   Lais Resende Bonfim   Roberta Ramos Santos   Geraldo Caixeta Guimarães  
Universidade Federal de Uberlândia / Departamento de Engenharia Elétrica, Uberlândia - MG  
seluiyv@hotmail.com   lais.resendebonfim@gm ail.com.br   robertaramossantos@hotmail.com   gcaixetag@gmail.com

**Resumo** – As grandes perspectivas de expansão do sistema de transmissão nacional em contraste com as recentes imposições regulatórias tem conduzido este segmento a uma situação crítica. Embora esse segmento exija menores investimentos, em relação à geração e distribuição, a transmissão permite a integração de diversas fontes de energia, a otimização dos processos e o aumento da confiabilidade do sistema. Verifica-se crescente expansão desse sistema nas últimas décadas, porém nos últimos anos esse segmento tem enfrentado grandes dificuldades. Assim, esse artigo tem o objetivo de apresentar a visão geral sobre este segmento explorando as principais dificuldades enfrentadas no processo e ainda apresentar possíveis soluções a serem adotadas.

**Palavras-Chave** – Desafios, Descapitalização, Expansão, Regulação, Soluções, Transmissão

## TRANSMISSION OF SEGMENT ANALYSIS OF THE MAIN CHALLENGES AND PROPOSED SOLUTIONS TO MANAGEMENT MODEL

**Abstract** - Severe regulatory charges in contrast to the great prospects of the national transmission system expansion has led this segment with a critical situation. Although this segment requires smaller investments in relation to the generation and distribution, the transmission allows the integration of various energy sources, optimization of processes and increasing system reliability. There is growing expansion of this system in recent decades, but in recent years this segment has faced great difficulties. Thus, this article aims to present the overview of this segment exploring the main difficulties faced in the process, focusing the decapitalization suffered by transmission, and also present possible solutions to be adopted.

**Keywords** - Challenges, capitalization, expansion, regulation, Solutions, Transmission

## I. INTRODUÇÃO

Os suprimentos das demandas energéticas no Brasil são realizados, em sua maioria, por grandes empreendimentos de geração hidrelétrica em regiões distantes dos grandes centros consumidores. Essa realidade orientou o estabelecimento de uma extensa malha transmissora, denominada de Rede Básica, as quais possuem uma tensão maior ou igual a 230 kV.

Nesse contexto as expansões previstas abrangem a integração de grandes usinas hidrelétricas, quase todas as fio-d'água, na região norte e de fontes intermitentes, localizadas principalmente no nordeste.

Essa perspectiva de crescimento, entretanto, esbarra nos grandes desafios e problemas para esse segmento. Alterações na regulação do setor elétrico e na própria legislação do país apresentam-se como verdadeiras barreiras para cumprimento das metas de expansão. Assim, esse artigo tem o objetivo de apresentar uma visão geral sobre o segmento de transmissão de energia elétrica, bem como, os desafios lançados às empresas frente às novas exigências legais. O artigo será dividido em quatro seções além dessa introdução. Na segunda seção será apresentado o estado atual, as perspectivas e os desafios para a expansão do segmento de transmissão. Na terceira seção serão abordados os pontos relativos aos principais problemas atuais e suas causas e, finalmente, na quarta seção, as conclusões desse estudo.

## II. SITUAÇÃO ATUAL, PROJEÇÕES E DESAFIO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

As estimativas do PIB e as projeções para o consumo de eletricidade até 2020 podem ser vistas na figura 1, extraída da Projeção de Demanda de Energia Elétrica de 2016- 2020 emitido pela EPE em dezembro de 2015.

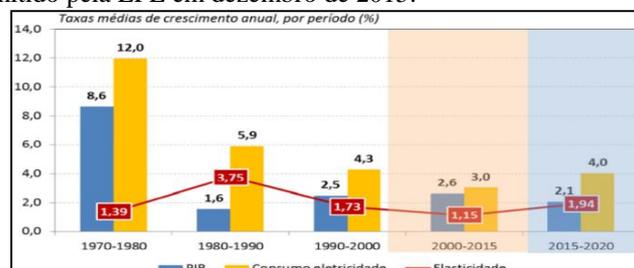


Figura 1. Elasticidade-renda do consumo de eletricidade [1].



Os últimos estudos de expansão, apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em outubro de 2015 no Plano de Expansão da Transmissão (PET), apresenta para os anos de 2015 a 2020 investimentos da ordem de R\$ 31 bilhões, sendo previsto R\$ 25 bilhões para construções de linhas de transmissão e R\$ 6 bilhões para subestações. A tabela I e II permite verificar a distribuição regional dos investimentos citados.

Tabela I – Investimentos previstos em linhas por região [2].

| REGIÃO               | LINHAS        |                      |
|----------------------|---------------|----------------------|
|                      | EXTENSÃO      | INVEST.              |
| Sudeste Centro-Oeste | 6.603         | 7.633.682,79         |
| Norte                | 3.291         | 7.925.884,27         |
| Nordeste             | 6.436         | 7.166.616,95         |
| Sul                  | 3.687         | 3.515.497,81         |
| <b>Total</b>         | <b>20.018</b> | <b>26.241.681,82</b> |

Tabela II – Investimentos previstos em subestações por região [2].

| REGIÃO               | SE/EQUIP  |                     |
|----------------------|-----------|---------------------|
|                      | EMPREEND. | INVEST.             |
| Sudeste Centro-Oeste | 27        | 5.548.783,05        |
| Norte                | 15        | 956.543,68          |
| Nordeste             | 11        | 807.394,90          |
| Sul                  | 07        | 862.866,73          |
| <b>Total</b>         | <b>60</b> | <b>6.175.588,36</b> |

A tabela 3 apresenta a extensão de linhas de transmissão em 2015 e a projeção de expansão para os anos de 2016 e 2017.

Tabela III. Linhas em 2015 e projeção 2016 e 2017 (km) [2]

| Tensão (kV)  | 2015 (km)      | Part. %    | Previsão         |                  |
|--------------|----------------|------------|------------------|------------------|
|              |                |            | 2016 (km)        | 2017 (km)        |
| 138          | -              | -          | 182,5            | 98               |
| 230          | 54.100         | 41,9       | 4.487,20         | 2.384,00         |
| 234          | 10.303         | 8          | -                | -                |
| 345          | -              | -          | 106              | 60               |
| 440          | 6.733          | 5,2        | 412              | 161              |
| 500          | 42.622         | 33         | 5.632,10         | 8.424,00         |
| 600          | 12.816         | 9,9        | 0                | 0                |
| 750          | 2.683          | 2,1        | 0                | 0                |
| <b>Total</b> | <b>129.258</b> | <b>100</b> | <b>10.637,30</b> | <b>11.029,00</b> |

A capacidade instalada no Brasil, em 2015, atingiu o valor de 140.858 MW, com previsão de expansão em 2016 e 2017 de 9.847,118 MW e 10.303,375 MW respectivamente [2].

As atividades de expansão contribuem diretamente para o atual sistema, do qual apenas 1,7% da energia requerida no país encontram-se fora do SIN [3].

Conforme demonstrado, o segmento da transmissão tem projeções de crescimento da ordem de 31 bilhões no período 2015-2020, com importantes obras de interligação de grandes usinas na região norte e de fontes renováveis na região nordeste do país. Entretanto diante dessa relevância torna-se preocupante o estado atual deste segmento, visto que existem grandes desafios, a saber:

- Escoamento e integração energética;
- Aumento das exigências ambientais;
- Aumento das exigências quanto à disponibilidade;
- Reposição, reforços e melhorias da rede existente;

A seguir será abordado cada um dos itens elencados na lista anterior.

#### A. Escoamento e integração energética

A expansão do sistema de transmissão está relacionada diretamente com a previsão para os próximos anos da entrada em operação comercial de empreendimentos de geração localizados em áreas distantes dos centros consumidores, destacando-se o potencial hidráulico da região norte, e o potencial eólico da região nordeste do país.

Verifica-se que um descompasso entre a oferta e a demanda entre os quatro subsistemas do setor elétrico. Assim, com as projeções de expansão verifica-se que 69% da energia adicional virá do subsistema Norte e Nordeste e que correspondem a somente 32% da demanda de energia a ser consumida. A figura 2 permite verificar esse descompasso entre oferta e expansão de carga entre os quatro subsistemas, tem-se assim que as diferenças deverão ser compatibilizadas com as expansões do sistema de transmissão [4].

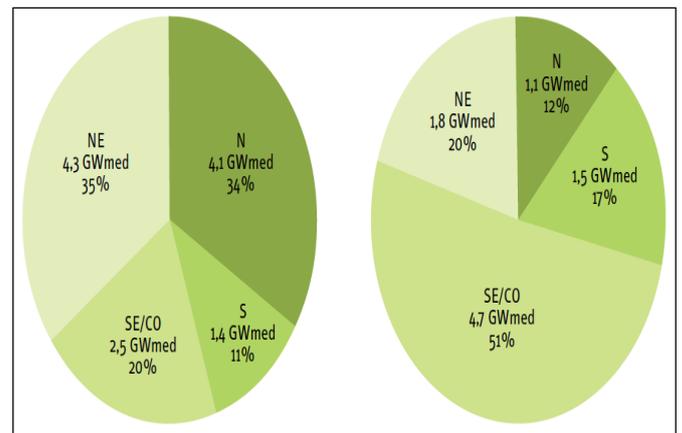


Figura 2. Evolução da oferta e demanda projetada (2015-2020) [4].

Nessa análise merece destaque as linhas de 600 kVcc com extensão de 2.375 km para o escoamento da energia das hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, o qual na época fora considerada a mais longa do mundo, mas que será, em breve, superada com a conclusão das obras de duas linhas de transmissão em 800 kVcc com 2.092 km e 2.439 km para o escoamento da energia de Belo Monte, localizado no Pará [3]. A conexão final dessa linha acontecerá na subestação de Estreito localizado no município de Ibiraci – MG.

Além de possibilitar o escoamento da energia dos empreendimentos citados, existem outros fatores motivacionais para a expansão dos sistemas de transmissão, sendo:

- Aumentar a flexibilidade e a segurança operacional do sistema;
- Agregar sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional;
- Redução dos encargos cobrados por meio da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) que subsidia os custos dos combustíveis dos sistemas isolados;

- Possibilitar maior capacidade de transmissão entre os subsistemas permitindo que consumidores possam desfrutar de fontes mais econômicas de energia.
- Interligar sistemas de outros países.

### B. Aumento das exigências Socioambientais

O atendimento as expectativas de expansão esbarra no rigor para obtenção das licenças socioambientais a que os empreendimentos devem submetidas. Isto leva a um atraso nos empreendimentos da área.

No Brasil verifica-se que o processo e obtenção das licenças é lento e em alguns casos há um rigor excessivo dos analistas ambientais. Este rigor é motivado pela Lei de Crimes Ambientais (Lei 6.905/08) no qual versa que o funcionário público que conceder licença, autorização ou permissão em desacordo com as normas ambientais, está sujeito à detenção de um a três anos, e multa. É importante citar que a atual regulamentação ambiental é considerada umas mais rigorosas do mundo [4].

Conforme relatório emitido pela Superintendência de Fiscalização de Serviços de Eletricidade (SFE) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) dos 351 empreendimentos de transmissão em andamento atualmente 60,11% encontram-se atrasados, sendo a principal causa as dificuldades na obtenção das licenças ambientais. Isto pode ser observado na figura 3. O atraso médio das obras é de 518 dias [5]

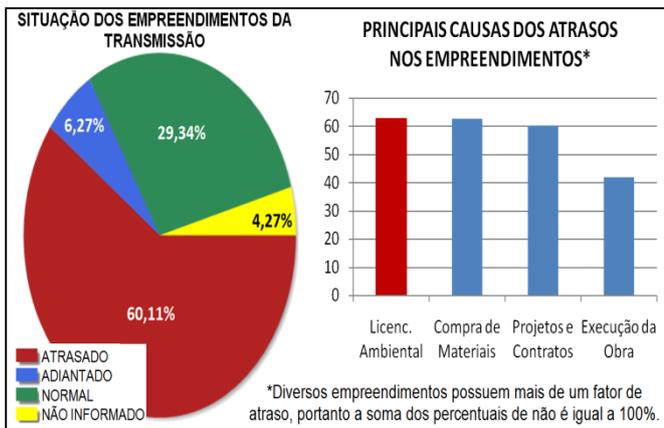


Figura 3. Empreendimentos de transmissão em março/2016 [5]

Outra dificuldade para as empresas transmissoras está relacionada com a passagem de linhas de transmissão por terras indígenas. Embora existam documentos que determinam os rituais para esse procedimento, não há clareza quanto à sua forma, o que tem tornado a operacionalização complexa no âmbito do processo de licenciamento.

### C. Aumento das exigências quanto à disponibilidade

A remuneração das transmissoras está diretamente relacionada com a disponibilidade dos ativos sob sua outorga. Portanto para os ativos do sistema de transmissão são previstos uma determinada quantidade de horas no ano em que é permitido o desligamento para realização de manutenções ou até mesmo desligamentos intempestivos, sem a penalização das transmissoras. Porém, após o tempo de indisponibilidade estabelecido, as transmissoras são penalizadas pela Parcela

Variável de Indisponibilidade (PVI), orientada pela resolução ANEEL nº 270/2007 [6].

Nesse contexto durante o processo de renovação das concessões orientado pela Lei 12.783/2013 a ANEEL emitiu a resolução nº 512/2012 retirando, para os ativos concessões renovadas, os valores de horas por ano de isenção da aplicação da penalidade.

As Parcelas Variáveis (PV) são descontos aplicado ao Pagamento Base (PB). O objetivo da aplicação das PV é de incentivar a qualidade do serviço e contribuir com a modicidade tarifária, proporcionando uma maior disponibilidade dos ativos ao sistema. Entretanto, pela análise da figura 4 a penalização por PV elevou-se a uma taxa muito superior ao aumento da disponibilidade dos ativos.

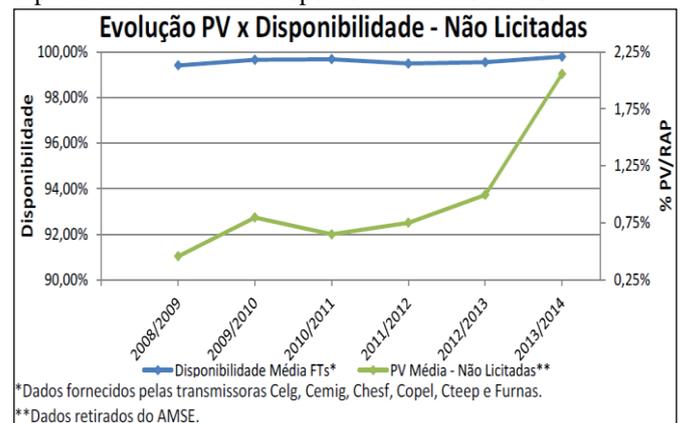


Figura 4. Aumento das penalizações por PV [4]

Outro aspecto regulatório que afeta as transmissoras está nas propostas apresentadas pelas ANEEL no processo de revisão da resolução responsável pela aplicação de penalidades às transmissoras, nº 270/2007. Dentre as propostas apresentadas destaca-se a aplicação de PV para desligamentos causados por queimadas ocorridas em áreas adjacentes à faixa de servidão das linhas, ou seja, eventos não gerenciáveis pelas transmissoras podem se tornar elementos resultantes de penalidades às transmissoras [7].

### D. Reposição, Reforços e Melhorias da Rede Existente

Outro desafio para o setor de transmissão está na necessidade de modernização das redes existentes. Aproximadamente 75% dos ativos das concessionárias de transmissão já foram depreciados ou amortizados. Verifica-se ainda que grande parte dos ativos já possui tempo de operação superior à sua vida útil [4].

As constantes modernizações dos parques geradores, com a inserção de fontes de intermitentes de energia, demandarão uma rede de transmissão mais flexível e robusta, sendo necessários a digitalização dos sistemas de proteção e controle.

## III. PROBLEMAS PARA O SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

Conforme demonstrados apesar das grandes expectativas de crescimento o segmento de transmissão enfrenta grandes desafios para os próximos anos. Entretanto a análise da situação atual já é possível perceber diversos problemas enfrentados pelos agentes, destacando-se:

- Frustração de leilões;
- Descapitalização de empresas de transmissão;
- Atrasos nos empreendimentos;
- Transferência de ativos as distribuidoras.

A seguir será abordado cada um dos itens elencados na lista anterior.

#### A. Frustração de leilões

Um dos problemas que já assolam o segmento de transmissão está a constatação dos fracassos dos últimos leilões de transmissão, ou seja, a partir de 2013 tornou-se cada vez mais comum a ocorrência de lotes vazios nos leilões.

É importante destacar que cada vez que um lote não é contratado, ocorre um atraso generalizado, pois será necessária a preparação e revisão dos documentos para celebração de um novo leilão [4].

A figura 5 permite verificar os resultados dos leilões dos últimos anos, onde é possível verificar um aumento da quantidade de lotes vazios para os lotes de transmissão.

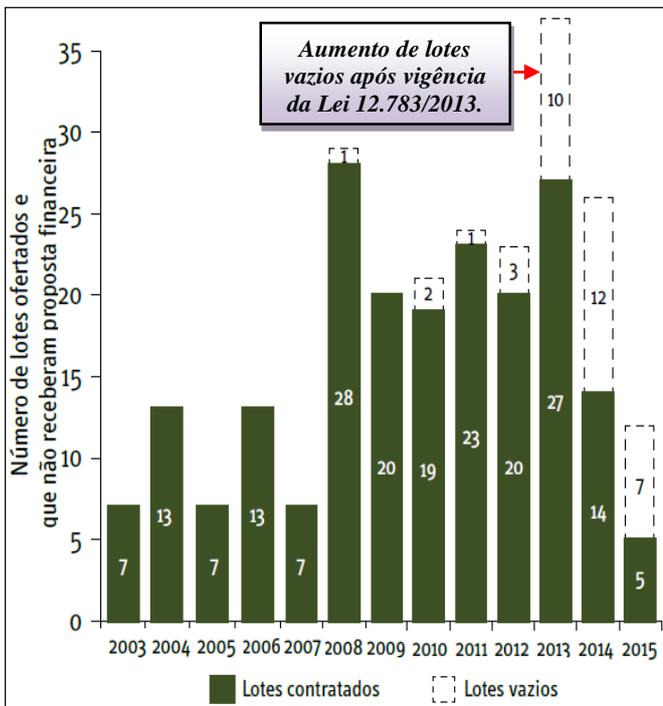


Figura 5. Empreendimentos de transmissão em março/2016 [4]

Um dos aspectos que tem contribuído para o fracasso nos leilões está relacionado com a Lei 12.783/2013 que apresenta novas regras de remuneração para ativos com concessões renovadas (os impactos dessa lei serão abordados no próximo item). Essas legislações estabelecem que os ativos ainda não amortizados deveriam ser indenizados, entretanto, somente uma parte dos ativos foi indenizada. Conforme portaria do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 580/2012, o restante da indenização só foi divulgado em 2016, ou seja, 3 anos após a entrada em vigências da lei 12.783/2013 pela portaria de MME nº 120/2016. Essa condição levou a uma redução severa dos caixas das empresas, aumentou o risco regulatório para investidores e, por consequência a diminuição de proponentes para os leilões.

#### B. Descapitalização de empresas de transmissão

Conforme mencionado, a Lei nº 12.783/2013 apresentou novas regras de remuneração dos ativos com concessão a serem renovadas. Essa lei teve sua origem na Medida Provisória MP 579/2012 o qual tinha o objetivo de promover a redução no custo final de energia 20% [8].

Para possibilitar essa redução de foi proposto a antecipação das concessões, que teriam seus prazos vencidos a partir de 2015. Na renovação proposta, o prazo de outorga possibilitava às transmissoras a operação e manutenção dos ativos por mais 30 anos, entretanto, as empresas deveriam aceitar as regras impostas aos ativos. O novo regime de renovação dos contratos estabelece que as em devem ser remuneradas pela operação e manutenção dos ativos de transmissão [9].

Para antecipação da renovação das concessões, por mais 30 anos, as transmissoras deveriam aceitar os novos valores de RAP e uma indenização para os ativos ainda não amortizados. O gráfico da figura 6 apresenta, sem a contabilização das indenizações, o impacto para algumas das principais transmissoras do país, sendo ela a CEEE, Celg GT, Chesf, Copel, CTEEP, Eletronorte, Eletrosul e Furnas [4].

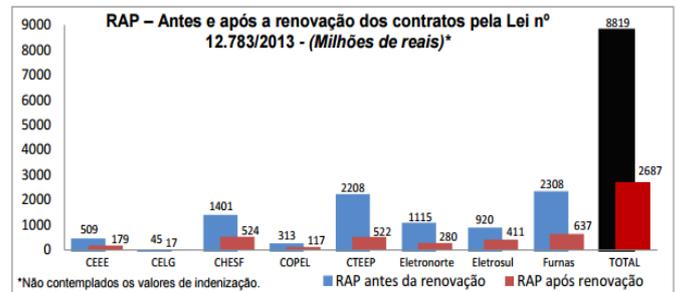


Figura 6. RAP de algumas das transmissoras do setor elétrico [4]

Essa nova aplicação da receita disponibilizadas às transmissoras levanta questionamentos quanto à sustentabilidade do novo modelo de renovação, pois a nova RAP estabelecida é inferior aos custos operacionais das concessionárias [4].

#### C. Atrasos nos empreendimentos

As frustrações dos leilões não são únicos fatores relacionados com os atrasos nos empreendimentos. Conforme mencionado grande partes dos empreendimentos de transmissão encontram-se atrasados, e em muitos casos os atrasos não são gerenciáveis pelas transmissoras.

Os atrasos dos empreendimentos de transmissão relacionam-se com os segmentos de geração, com a impossibilidade da energia gerada, e na distribuição, com o efeito de carregamento dos sistemas. Nesse contexto verifica-se que o impacto consolidado dos atrasos dos empreendimentos entre os anos de 2009 e 2013 é da ordem de R\$ 8,3 bilhões [4].

#### D. Transferências de DITs

As DIT (Demais Instalações de Transmissão) são classificadas como instalações em nível de tensão inferior a 230 kV, as quais possuem sua tensão geralmente entre 69kV e 138kV e fazem parte dos ativos das transmissoras. Esses ativos são remunerados às transmissoras por receitas (RAP) desses empreendimentos. Ocorre que existe a possibilidade,

conforme, AP nº 041/2015, de ocorrer a transferência desses ativos às distribuidoras. A título de exemplo, destaca-se a CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) que possui grande parte de sua receita anual proveniente de instalações tipo DIT. Nesse companhia a transferência desses ativos resultaria numa redução de sua RAP no ciclo 2014-15 de R\$ 639 milhões e R\$ 400 milhões [4].

#### IV. CONCLUSÕES

Esse artigo possibilitou uma visão geral sobre o atual momento vivenciado pelas transmissoras de energia elétrica do país. Conforme mencionado, nos últimos anos severas imposições regulatórias e legislativas transformaram-se em verdadeiras barreiras para as transmissoras.

Esses fatores têm elevado o risco regulatório do setor, tornando o segmento de transmissão menos atrativo, o que impacta diretamente as expansões desse sistema. Afinal aumenta a dificuldade das transmissoras em conseguir capital para participação em leilões e o cumprimento dos reforços e melhorias para o sistema de transmissão, essa afirmação pode ser constatada pelos diversos lotes vazios dos últimos leilões de transmissão.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Universidade Federal de Uberlândia (UFU) pelo apoio na elaboração desse artigo.

#### REFERÊNCIAS

- [1] EPE. **Estudos da Demanda**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019-15%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202016-2020.pdf>. Acesso em: 30 de Junho de 2016.
- [2] MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/2027273/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Dezembro-2015.pdf/dee4fa2a-f287-4117-89fe-bb0123997001>. Acesso em: 30 de Junho de 2016
- [3] ONS. **Conheça o Sistema**. Disponível em: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sistema.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sistema.aspx). Acesso em: 30 de Junho de 2016.
- [4] Instituto Acende Brasil (2015). Transmissão: O Elo Integrador. White Paper 15, São Paulo, 40p.
- [5] ANEEL. **SFE - Relatório Trimestral - Março 2016**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656808/0/Relat%C3%B3rio+Trimestral+de+Acompanhamento+Diferenciado+dos+Empreendimentos+de+Transmiss%C3%A3o/46a5edc5-c67c-48fe-b7dc-abeaa023402c&gt;>. Acesso em: 30 de Junho de 2016.
- [6] ANEEL. **Resolução Normativa**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2007270.pdf>. Acesso em: 30 de Junho de 2016.
- [7] ANEEL. **Nota Técnica nº 181/2014-SRT/ANEEL**. Disponível em:

[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/documento/nt\\_181-anexo\\_1-aprimoramento\\_ren\\_270-2007.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/027/documento/nt_181-anexo_1-aprimoramento_ren_270-2007.pdf). Acesso em: 30 de Junho de 2016.

- [8] UNB. A Lei 12.783/2013 e o segmento de transmissão de energia elétrica no Brasil. Disponível em: [http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15483/1/2013\\_CristianoRibeiroRocha.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15483/1/2013_CristianoRibeiroRocha.pdf). Acesso em: 30 de Junho de 2016.

- [9] Planalto GOV. **Lei nº 12.783 de 11 de Janeiro de 2013**. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/lei/L12783.htm). Acesso em: 30 de Junho de 2016.