

## **EXPANSÃO E PERSPECTIVAS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO APÓS A CRISE ENERGÉTICA DE 2001**

**Humberto Rodrigues Macedo<sup>1</sup>, Claudio Silva dos Santos<sup>2</sup>, Kaison Teodoro de Souza<sup>3</sup>, Ricardo Frangiosi de Moura<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>Professor Tecnólogo em Sistemas de Potência do IFTO-Campus Palmas. E-mail: humberto.macedo@ifto.edu.br

<sup>2</sup>Tecnólogo em Sistemas de Potência. E-mail: claudio.santos@bbtecn.com.br

<sup>3</sup>Professor Mestre em Engenharia Elétrica do IFTO-Campus Palmas. E-mail: kaison@ifto.edu.br

<sup>4</sup>Professor Doutor em Engenharia Elétrica do IFTO-Campus Palmas. E-mail: ricardo@ifto.edu.br

**Resumo:** Dentre os elementos que constituem o sistema elétrico, a linha de transmissão é o elo fundamental para interligar as unidades geradoras e as unidades consumidoras de energia elétrica. O país utiliza o Sistema Interligado Nacional – SIN, que oferece vantagens de logística em relação ao transporte de energia elétrica, aproveitando a diversidade hidrológica e as características sazonais das regiões. Neste contexto, as linhas de transmissão passam a ter fundamental importância para o equilíbrio e a eficiência do sistema elétrico. A crise energética ocorrida em 2001 deixou clara a necessidade de maiores investimentos no setor elétrico, no qual destacamos o sistema de transmissão. A taxa média de crescimento das linhas de transmissão durante a década de 1990 não passou de 1,7%. Após a crise de energia elétrica de 2001, conhecida como “apagão”, as instituições do setor energético passaram por uma reestruturação e foram criadas novas instituições como o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Estas instituições, incorporadas as já existentes, passaram a ter a missão de evitar novas crises, buscar a modicidade tarifária e a universalização da energia elétrica, dentre outras. A partir de 2001 foi constatado o aumento da taxa média de crescimento da oferta de transmissão em relação ao decênio anterior. A expansão da fronteira de geração para a região Norte prevista no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2010 – 2019 contribuiu para a criação de linhas de transmissão com extensões superiores a 2.000 km. Ampliando consideravelmente o Sistema Interligado e modificando a integração eletroenergética no Brasil, sobretudo com a transmissão da energia gerada nos rios da bacia amazônica para as regiões Sudeste e Nordeste, e a utilização de novas tecnologias de transmissão.

**Palavras-chave:** Crise Energética, Expansão, Linhas de Transmissão

### **1. INTRODUÇÃO**

A crise do setor elétrico decretada oficialmente em 2001, devido à falta de investimentos no setor elétrico e a escassez de chuvas mostraram a fragilidade do sistema elétrico brasileiro, tornando-se evidente a necessidade de intervenção estrutural no setor e uma mudança no modelo de gestão do sistema elétrico. Assim foram criadas novas instituições com a finalidade de expandir, ampliar e reforçar a rede básica do sistema interligado nacional, visando afastar o risco de novas crises no setor elétrico (ANEEL, 2013).

Na última década tem-se observado uma mudança no mapa do setor elétrico do país, como a ampliação do parque energético, em especial da região Norte, influenciada principalmente pela demanda cada vez mais crescente por energia elétrica. Usinas de grande porte que estão sendo instaladas na região amazônica constituem a nova fronteira hidrelétrica nacional e irão interferir não apenas na dimensão do sistema de geração, mas também no perfil de transmissão de energia elétrica em todo o país

Neste cenário, a necessidade de transmitir grandes blocos de energia por distâncias cada vez maiores, a exemplo da região Norte para as regiões centro-sul do país, através de linhas de

transmissão que ultrapassam os 2.000 km de extensão contribui para a importância de estudos relacionados com a eficiência e o desenvolvimento de novos modelos de linhas de transmissão.

O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento do segmento de transmissão de energia elétrica frente as mudanças do cenário energético nacional nas últimas décadas. Para realizar tal estudo utilizou-se a crise no setor elétrico em 2001 como marco inicial e a análise da expansão da oferta de transmissão após a crise.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

A pesquisa foi realizada nos sítios das instituições do setor elétrico como: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, EPE, Ministério de Minas e Energia - MME, entre outros, analisando os relatórios por eles emitidos. Também foram utilizados trabalhos acadêmicos e livros relacionados com o tema em questão. Todas as informações colhidas foram analisadas, afim de comparar e avaliar o setor de transmissão de energia elétrica após a crise energética de 2001.

## 3. EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO DE TRANSMISSÃO APÓS A CRISE ENERGÉTICA DE 2001

A partir dos dados de expansão do SIN fornecidos pela ELETROBRAS e pelo ONS, foi elaborado o gráfico, mostrado na Figura 1, o qual se faz uma comparação com a expansão das linhas de transmissão, antes e após o ano da crise do setor elétrico em 2001.

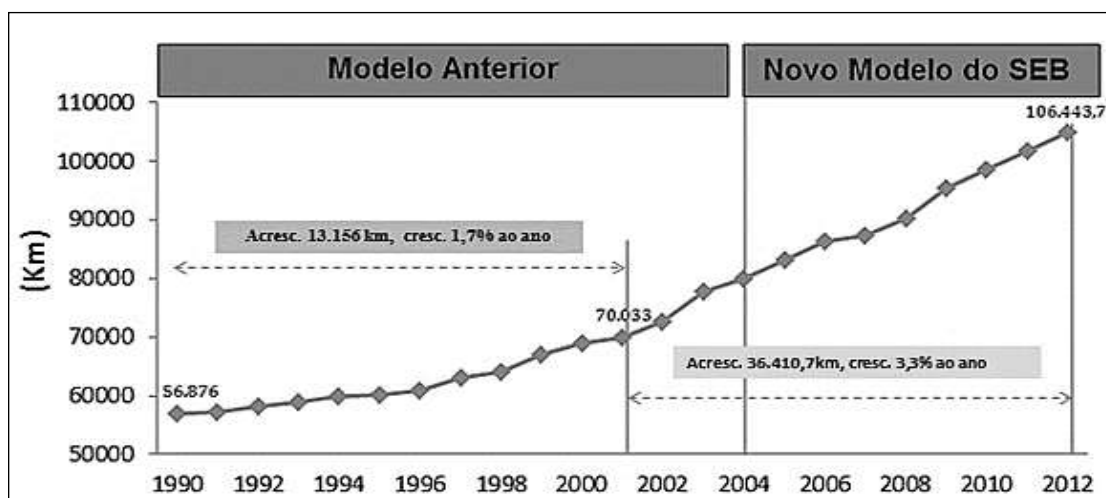


Figura 1 - Expansão das linhas de transmissão de 1990 a 2012. Fonte: Elaborado pelos autores – Dados Relatórios Eletrobrás/ONS (2014).

Portanto no período de 11 anos, compreendido entre 1990 a 2001, o sistema de transmissão brasileiro foi ampliado em 13.156 km, a uma taxa de crescimento média de 1,7% ao ano. Para um mesmo período de 11 anos, entre 2001 e 2012, o SIN foi ampliado em 36.410,7 km, uma taxa de crescimento médio de 3,3% ao ano (SANTOS; MACEDO, 2014).

A capacidade de transformação do SIN, o qual leva em consideração a capacidade e potência das linhas de transmissão, é indicador de grande relevância. O novo modelo de legislação, a necessidade de reforços e as ampliações no SIN, com a finalidade de evitar novas crises, foram fatores que impulsionaram a expansão da capacidade de transformação.

Portanto observa-se através da Figura 2 que a partir da crise em 2001 até o ano de 2012 foram adicionados mais de 100.000 MVA de potência ao SIN. Assim o sistema interligado,

além de ampliar sua área territorial e diminuir as regiões isoladas, também amplia sua capacidade de escoar os blocos de energia.

Também destacamos a falta de monitoração nas obras de construção de linhas de transmissão como um dos motivos que contribuíram para que o crescimento da capacidade de transformação não superasse o demonstrado na Figura 2.

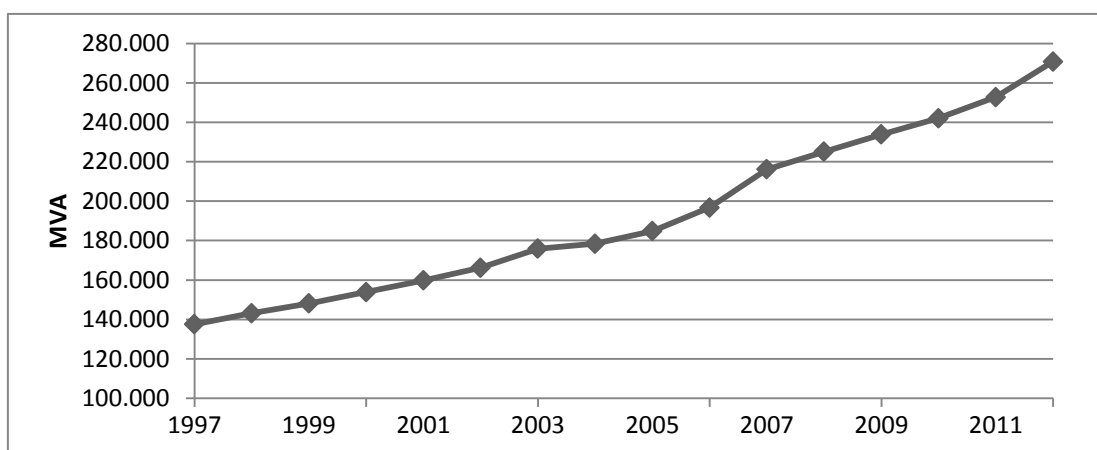


Figura 2 - Evolução da capacidade de transformação do SIN, Fonte: Elaborada pelos Autores. Dados relevantes/ONS.

Em função do modelo energético adotado pelo Brasil privilegiando a matriz energética hidráulica e o esgotamento dessas fontes próximas aos grandes centros consumidores, região centro-sul, fez com que a fronteira de produção de energia elétrica se expandisse em direção a região norte do país, conforme a Figura 3, tornando o setor elétrico nacional cada vez mais dependente de um sistema de transmissão eficiente e confiável.

Para o transporte desta energia por distâncias superiores a 2.000 km, esta sendo considerada a viabilidade de tecnologias “ditas” como não convencionais de transmissão.

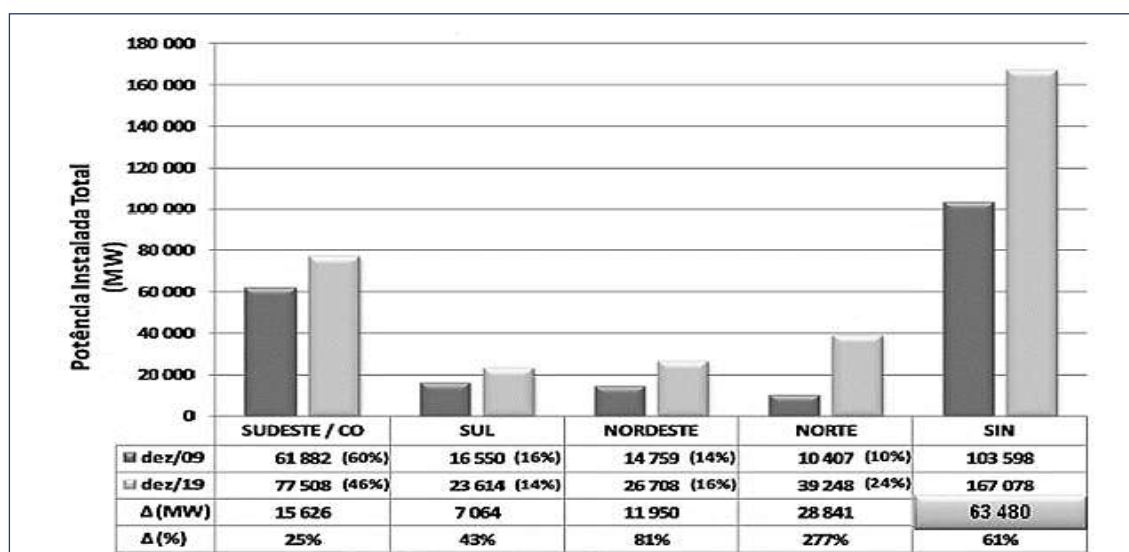


Figura 3 - Evolução da capacidade instalada do SIN de 2009 a 2019, considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada do Paraguai. Fonte: PDE (2022).

O mapa do sistema de transmissão de 2001 e 2012 ilustrado na Figura 4 permite observar a tendência de expansão do SIN para a região Norte, a diminuição dos sistemas isolados, e o benefício da exportação da energia excedente para a região Sudeste e Nordeste, que tradicionalmente sofrem com a escassez de chuvas, contrastando com as cheias dos rios da região Norte.

Em 26 de novembro de 2013 foi colocada em operação à primeira linha do complexo do Rio Madeira com 2.385 km em  $\pm 600$  kV CC. Esta linha cruza o Brasil de Norte a Sudeste, ligando a subestação coletora Porto Velho, em Rondônia, à subestação Araraquara 2, em São Paulo, sendo a mais extensa linha de transmissão em corrente contínua do mundo. É apenas a primeira de duas linhas previstas, e que escoará a energia de 3.150 MW gerados pelas usinas hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio no Rio Madeira (TRACTEBEL, 2014).

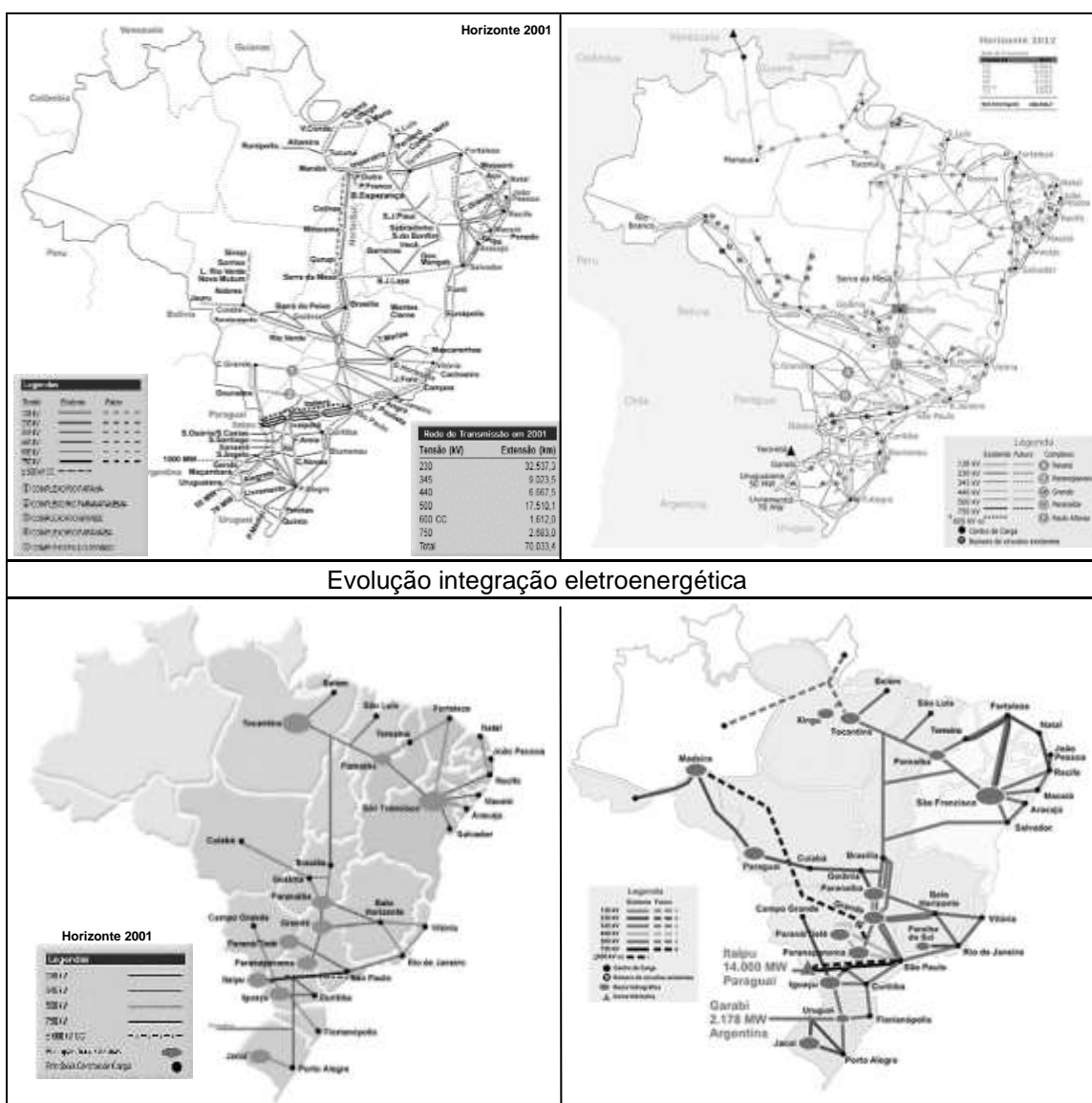


Figura 4 - Evolução do mapa de transmissão e integração eletroenergética. Fonte: ONS. Dados relevantes (2001, 2012).

#### 4. PERSPECTIVAS DE INVESTIMENTO E EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

O crescimento apontado no PDE 2013 - 2022 sugerem investimentos em linhas de transmissão e subestações transmissoras neste período para acompanhar o crescimento da demanda, assim como a oferta de energia elétrica para o decênio 2013 - 2022.

A EPE estima uma evolução física no sistema de transmissão de 47.732 km considerando o período 2012 - 2021, com a participação muito grande das linhas de 500 kV e de 7.325 km de linhas de transmissão em corrente contínua na tensão de  $\pm 800$  kV CC, conforme Tabela 1 (PDE 2021, 2012).

Tabela 1 - Estimativa da evolução física das linhas de transmissão (km)

Tensão	$\pm 800$ kV	750 kV	$\pm 600$ kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
Existente em 2011	0	2.683	1.612	34.851	6.679	10.063	45.349	<b>101.237</b>
Evolução 2012-2021	7.325	0	4.750	26.889	113	337	8.318	<b>47.732</b>
Evolução 2012-2016	0	0	4.750	21.547	47	337	7.874	<b>34.555</b>
Evolução 2012-2021	7.325	0	0	5.342	66	0	444	<b>13.177</b>
Estimativa 2021	7.325	2.683	6.362	61.740	6.792	10.400	53.668	<b>148.969</b>

Para o período 2011 – 2020, considerando os valores acumulados e as instalações já licitadas que entrarão em operação neste período, o valor dos investimentos chega a R\$30 bilhões em linhas de transmissão e R\$16,4 bilhões em subestações. Se retirarem desta conta os investimentos já licitados, ainda tem até o final do decênio, investimentos de R\$19 bilhões em linhas de transmissão e R\$10 bilhões em subestações (PDE 2020, 2011).

A capacidade de transformação do sistema prevista para o período de 2012 - 2021 é de 78.336 MVA, assim a estimativa do PDE 2021 é que ao final do ano 2021 o SIN tenha uma capacidade total de 311.213 MVA (PDE 2021, 2012).

No PDE 2021, os investimentos previstos anualmente em linhas de transmissão estão estimados em R\$36 bilhões de reais conforme Figura 5 e para as subestações um valor aproximado de R\$19,5 bilhões de reais, conforme Figura 6, incluindo as instalações já licitadas que entram em operação no período decenal e as expansões referentes à entrada de usinas eólicas neste período. Percebe-se que os maiores investimentos se concentram no período de 2012 a 2017, tanto em linhas de transmissão quanto em subestações (PDE 2021, 2012).



Figura 5 - Estimativa dos investimentos em linhas de transmissão. Fonte: PDE 2021.



Figura 6 - Estimativa dos investimentos em subestação. Fonte: PDE 2021.

Considerando os investimentos por níveis de tensão com o valor acumulado para o período 2012 - 2021, destaca-se os investimentos nas linhas de 500 kV e  $\pm 800$  kV CC e Para acompanhar o avanço e a ampliação das linhas de transmissão será investido em subestações para o mesmo período o valor de R\$19,5 bilhões, incluindo as instalações de fronteira, conforme Figura 7.

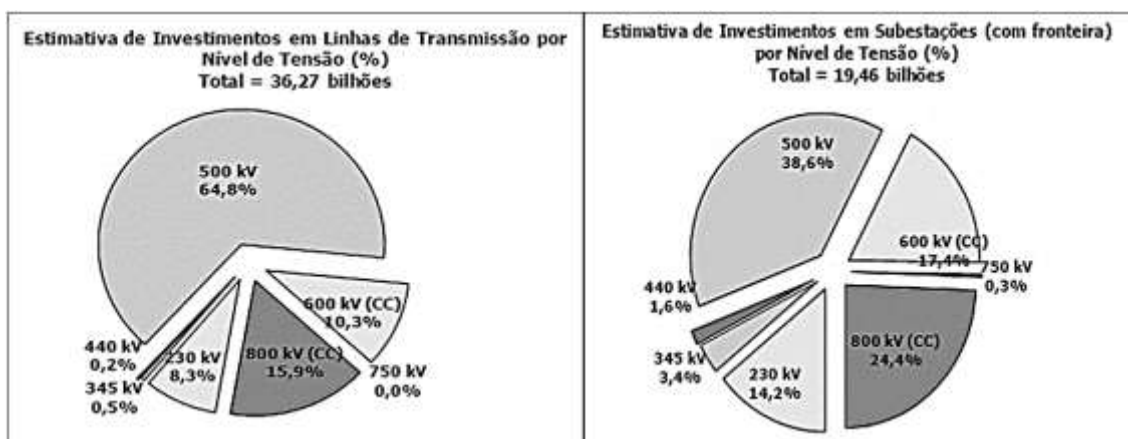


Figura 7 - Investimento em linhas de transmissão e subestação no período 2012 – 2021. (PDE, 2021).

Entre os destaques do programa está o sistema de transmissão associado à usina hidrelétrica de Belo Monte, cuja linha principal, em tensão de  $\pm 800$  kV CC, interligará a subestação Xingu, no Pará, ao Terminal Minas, em Minas Gerais. O empreendimento, cuja entrada em operação é estimada para janeiro de 2017 terá uma extensão de 2.140 km e capacidade de escoar até 4.000 MW para a região Sudeste. O investimento total previsto para implantação da linha de transmissão e das subestações associadas segundo o Programa de Expansão da Energia - PET é de R\$4 bilhões (PET 2013 -2017, 2013).

O maior investimento em linhas de transmissão será realizado na região Norte do país, onde existe abundância de recursos hídricos a serem explorados, e conseqüentemente maiores desafios para a construção de linhas de transmissão. Os investimentos por região em linhas de transmissão e subestações podem ser vistos na Tabela 2.

Tabela 2 - Investimentos em linhas de transmissão e subestações. Fonte: PET 2013-2017 (2013).

INVESTIMENTO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO		
REGIÃO	EXTENSÃO (km)	R\$ BILHÕES
Sudeste/Centro-Oeste	2.705	1,5
Sul	625	0,5
Nordeste	2.418	1,5
Norte	4.752	4,9
<b>TOTAL</b>	<b>10.500</b>	<b>8,4</b>

INVESTIMENTO EM SUBESTAÇÃO/EQUIPAMENTOS		
REGIÃO	NOVAS SUBESTAÇÕES	R\$ BILHÕES
Sudeste/Centro-Oeste	7	2,8
Sul	3	0,3
Nordeste	5	0,9
Norte	6	2,2
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>6,2</b>

Podemos observar conforme a Figura 8 um avanço na participação das linhas de 500 kV ca e de  $\pm 800$  kV cc, ultrapassando a barreira de 140.000 km de linhas de transmissão no SIN.

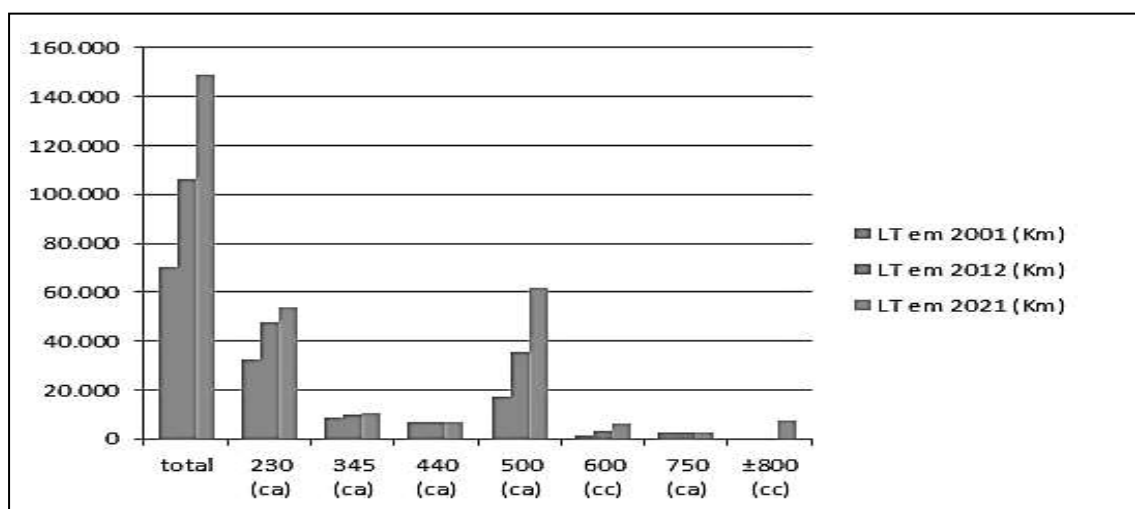


Figura 8 - Expansão das linhas de transmissão por níveis de tensão. Fonte: Elaborado pelos autores – Dados Relatórios Eletrobrás/ONS/PDE 2021.

## 6. CONCLUSÕES

O histórico de atrasos em obras de transmissão afeta o planejamento e a taxa de crescimento das linhas de transmissão. Cabe então a ANEEL impedir que empresas com atrasos na entrega de obras de transmissão não participem de novas licitações. Neste sentido cabe citar como ação a ser seguida em todos os novos leilões de transmissão, o Edital 02/2013, que possuía cláusula que impedia empresas que estivessem com grandes atrasos em obras de transmissão participassem do leilão (JORNAL DA ENERGIA, 2013).

Os atrasos na entrega de linhas de transmissão, como o ocorrido com a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF deixam marcas e desconfianças na sociedade sobre a capacidade de planejamento confiável do sistema elétrico (CHESF, 2014).

A crise do setor elétrico ocorrida em 2001 provocou mudanças significativas no setor elétrico. Embora a taxa média de crescimento da expansão da transmissão do SIN tenha quase dobrado, em relação à década de 1990, o novo modelo do setor elétrico não teve muito que comemorar após os dez anos de sua vigência, isto porque, em 2014, novamente se fala em risco de racionamento de energia elétrica devido aos baixos níveis dos reservatórios das principais hidrelétricas do país e pelo crescente aumento do consumo de energia elétrica, impulsionado pelo crescimento econômico do país.

Importante observar que durante o período de racionamento de energia elétrica, os consumidores, através de incentivos e metas, utilizaram de forma responsável, racional e eficiente a energia elétrica disponível.

## REFERÊNCIAS

ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resoluções Normativas**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 7/11/2013

CHESF - COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **Obras do sistema de transmissão têm atraso médio de 14 meses**. Disponível em: <<http://www.chesf.gov.br>>. Acesso em: 23/01/2014.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA. **INFORME À IMPRENSA: PET 2013-2017**. Rio de Janeiro, 18/03/2013.

JORNAL DA ENERGIA. **Aneel nega recurso de furnas para participar do leilão de transmissão**. Disponível em: <<http://www.jornaldaenergia.com.br/>>. Acesso em: 29/04/2014.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Brasília, 2010.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília, 2011.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília, 2012.

\_\_\_\_\_. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Brasília, 2013.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Dados Relevantes – Ano 2001 a 2012**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 15/11/2013.

SANTOS, S.C.; MACEDO, R.H. **Expansão e perspectivas do sistema de transmissão brasileiro após a crise energética de 2001**. 125 p. TCC – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Palmas, 2014. 1 CD-ROM.

TRACTEBEL. **Mais extensa linha de transmissão em corrente contínua no mundo é inaugurada**. Disponível em: <<http://www.tractebel-engineering-gdfsuez.com/>>. Acesso em: 13/02/2014.