

# Análise de Expansão do Sistema de Transmissão Sul Brasileiro de 32 Barras

Leonardo Jonas Piotrowski, Diogo Franchi, Mauricio Sperandio, Felix Alberto Farret  
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM  
Santa Maria, Brasil

leonardoljp@gmail.com, diogofranchi@gmail.com, mauricio.sperandio@ufsm.br, fafarret@gmail.com

**Resumo**— A rede de transmissão de energia elétrica está em constante processo de mudanças para suprir o aumento de demanda e da confiabilidade do sistema. Para a expansão do sistema de transmissão é fundamental realizar um planejamento e uma análise correta das alternativas disponíveis. Este artigo apresenta uma proposta para a expansão da rede de transmissão sul brasileiro de 32 barras com a inserção de duas novas linhas visando aumentar a sua robustez e disponibilidade. Considerou-se dois cenários, um com hidrologia regular e outro com baixa hidrologia das hidroelétricas. As linhas de transmissão foram dimensionadas e inseridas nas simulações do *software* ANAREDE para as análises de fluxo de potência, de contingências, de acréscimo de carga e das perdas de potência ativa. Entre os principais resultados apresentados neste artigo estão a diminuição tanto das perdas de potência ativa como do índice total de severidade das contingências.

**Palavras-chave**— Contingências, Expansão de sistemas, Linhas de transmissão, Nível de carregamento, Perdas de potência.

## I. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é constituído fundamentalmente por usinas hidroelétricas de grande porte [1]. Esta característica impõe grandes desafios para as linhas de transmissão (LTs) tanto para distribuir a energia elétrica às diversas cargas localizadas nos mais variados lugares, quanto para possibilitar a troca de energia elétrica entre as regiões que possuem diferentes demandas e níveis de geração.

O forte incentivo em mini e microgeração, como a eólica e a fotovoltaica, tem convenientemente postergado grandes investimentos nas linhas de transmissão por diminuir o nível de carregamento e melhorar a regulação da tensão local. Entretanto, estas fontes de geração distribuídas também agregam alguns aspectos negativos em decorrência da intermitência das fontes de energias renováveis e da maior complexidade ao operar o sistema interligado nacional. Portanto, mesmo com o incentivo na geração distribuída, as LTs mantêm-se indispensáveis para absorver as oscilações da geração renovável e transmitir energia elétrica com qualidade e confiabilidade. A maioria dessas fontes de energias renováveis dependem da velocidade do vento ou da irradiação solar, necessitando que o gerenciamento e a operação do sistema de potência se tornem mais flexíveis para manter a operação normal e estável [2].

Ao planejar uma obra de expansão no sistema de energia elétrico deve-se ater aos diversos fatores como a confiabilidade e a disponibilidade no atendimento da demanda, bem como a segurança e o baixo custo [3]. A inserção de uma nova LT, segundo [4], justifica-se pela possibilidade de conectar uma geração mais barata e distribuída para atender à uma crescente demanda por energia e aumentar a confiabilidade do sistema.

Mundialmente a geração de energia elétrica é composta, predominantemente por fontes não-renováveis como carvão, petróleo e gás natural [5]. Em contrapartida, grande parcela da geração de energia elétrica no Brasil provém de fontes de energias renováveis, principalmente das hidroelétricas [1]. A geração hídrica depende dos níveis de água dos reservatórios. Estes, por sua vez, dependem das precipitações pluviométricas. Portanto, a expansão do sistema precisa de uma metodologia capaz de analisar a influência das variações desses níveis de água dos reservatórios na transmissão de energia elétrica.

O planejamento do sistema de transmissão brasileiro é complexo devido à grande extensão territorial e, por consequência disso, possui grandes distâncias entre as unidades de geração de energia elétrica e os centros de consumo [6]. Portanto, as diversas LTs estão distribuídas por todo o país, constituindo o Sistema Interligado Nacional – SIN. Assim, o papel das LTs é fundamental no panorama brasileiro e o planejamento do SIN necessita ser tratado de forma minuciosa.

Este artigo aborda uma proposta para a expansão do sistema de transmissão sul brasileiro de 32 barras com a inserção de duas novas LTs. Para esta análise, consideram-se dois cenários, um com nível hidrológico regular (cenário base) e outro com baixa hidrologia. Além disso, após a inserção das duas linhas de transmissão foi realizado um aumento de carga de 5% com o intuito de verificar a robustez do sistema proposto quanto às contingências e ao fluxo de potência. Os padrões e limites das amplitudes de tensão, estabelecidos em [7] pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foram utilizados como referências para realizar as análises e simulações.

A proposta de expansão deste trabalho visa o aumento da confiabilidade do sistema como um todo, a redução dos níveis de carregamento nas LTs, bem como a diminuição das perdas de potência ativa, do índice total de severidade e da quantidade de contingências na rede. Todos esses objetivos foram analisados através das simulações no ANAREDE, principalmente por ser um *software* robusto e utilizado vastamente para o planejamento seguro do SIN.

Este artigo está organizado da seguinte forma. A Seção 2 apresenta uma breve revisão da literatura sobre o planejamento da expansão de sistemas de transmissão. A Seção 3 explana a modelagem e as simulações realizadas com os dois cenários propostos. Os resultados são discutidos na Seção 4. Por fim, a Seção 5 apresenta as conclusões e as contribuições deste estudo.

## II. REVISÃO DA LITERATURA

A importância do planejamento para a expansão dos sistemas de transmissão está relacionada a diversos fatores que buscam assegurar a confiabilidade e a segurança do sistema. Nesse sentido, se torna fundamental o planejamento e a quantificação das ocorrências de falhas e de eventos adversos nas redes de transmissão, uma vez que as incertezas operacional e ambiental podem gerar impactos catastróficos, tanto na economia como na segurança de regiões inteiras [8]. Uma das soluções propostas neste estudo é a criação de novas LTs para interligar barras em diferentes localidades. Assim, pretende-se tornar a operação do sistema mais seguro, equilibrado e reduzir as perdas na transmissão de energia.

No planejamento da rede de transmissão e da sua expansão utilizam-se alternativas que tornem a operação do sistema mais flexível, como o gerenciamento pelo lado da demanda, a reposta rápida no fornecimento e o armazenamento de energia [9]. Além disso, a previsão de possíveis adversidades na operação do sistema elétrico é essencial para o planejamento da rede, pois permite identificar as possíveis áreas que mais necessitam de investimentos, ampliações e reforços. Geralmente, essas áreas sofrem com as contingências que podem ser, por exemplo, as quedas de LTs e falhas em transformadores. Nesse contexto, estudos podem contribuir para o planejamento dos sistemas de transmissão que utilizam a *Internet-of-Things* (IoT), a energia *peer-to-peer*, contratos inteligentes, monitoramento e controle em tempo real [10]. Além desses estudos são usadas análises de regressão, econometria, lógica *fuzzy*, redes neurais artificiais e modelo cinza que são as técnicas de previsão mais utilizadas mundialmente [11, 12].

Diversos estudos na literatura tratam do projeto de expansão da rede com a inserção de linhas de transmissão, como em [13] que aborda especificamente o projeto, [14] a modelagem e [15] aborda o dimensionamento com um viés financeiro. Em [16] foi implementado um algoritmo envolvendo uma modelagem com fluxo de potência ótimo para determinar a melhor estratégia de investimento no planejamento de expansão do sistema de transmissão. Os resultados da utilização da lógica *fuzzy* para a tomada de decisão no planejamento do sistema elétrico brasileiro mostraram-se satisfatórios em [17]. Uma revisão abrangente sobre o planejamento da expansão no sistema elétrico foi desenvolvida por [18], destacando a resolução dos problemas de expansão nas aplicações em tempo real, uma vez que foram considerados diversos sistemas interconectados.

## III. MODELAGEM E SIMULAÇÕES

Nesta Seção apresentam-se as características do sistema de transmissão sul brasileiro com 32 barras simulado no *software* ANAREDE para o cenário base e de baixa hidrologia. Na sequência são apresentadas algumas características da rede escolhida para as simulações e o dimensionamento das novas linhas de transmissão utilizadas para a expansão do sistema.

### A. Sistema de transmissão sul brasileiro

O sistema de transmissão sul brasileiro utilizado para as simulações deste trabalho possui 32 barras com predominância de geração hidroelétrica. Os níveis de tensão são de 230 kV, na cor verde e 525 kV, na cor vermelha, conforme mostra a Fig. 1 com

destaque em azul para o local onde serão inseridas as duas novas LTs. Basicamente, esse sistema é dividido em três áreas. A área número 1 é a parte classificada em 525 kV, a área 2 é a parte do sistema em 230 kV e a área 3 é a área de importação de energia da região sudeste do Brasil.

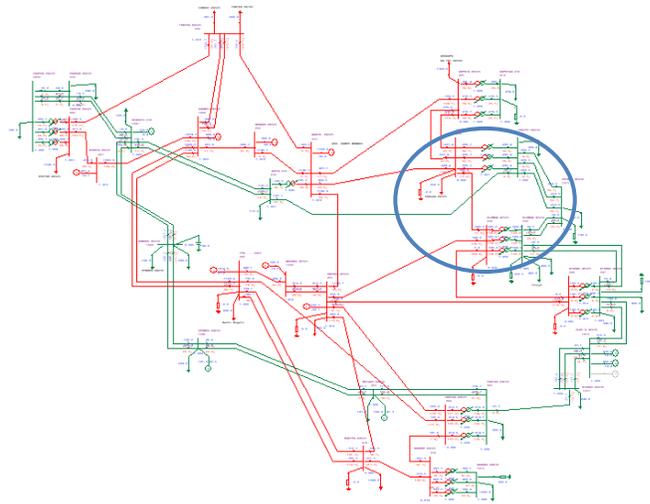


Fig. 1. Diagrama do sistema de transmissão sul brasileiro de 32 barras.

Uma análise inicial do fluxo de potência e das contingências deste sistema foi realizada no ANAREDE tomado como base de comparação às análises de expansão e acréscimo de carga das próximas simulações. A Tabela I resume o fluxo de potência para o cenário base e a Tabela II para o cenário de baixa hidrologia, cujas perdas de potência ativa registraram 315,6 MW e 328,9 MW, respectivamente. No cenário de baixa hidrologia houve um aumento de carga na área 3, pela maior importação de energia, uma vez que a geração total diminuiu devido ao baixo nível dos reservatórios de 7936,4 MW para 5088,0 MW.

TABELA I. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO BASE

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	6347,4	3119,0	211,2
	-213,8	428,0	-1958,9
2	1589,0	8328,0	91,5
	5,6	2044,0	209,6
3	0,0	-3826,2	12,9
	0,0	945,0	-931,6
Total	7936,4	7620,8	315,6
	-208,2	3417,0	-2680,9

TABELA II. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	3800,3	3119,0	189,0
	670,4	428,0	-2258,7
2	1287,8	8088,0	110,3
	134,0	2044,0	332,0
3	0,0	-6447,9	29,7
	0,0	1813,7	-615,9
Total	5088,0	4759,1	328,9
	804,4	4285,7	-2542,5

As contingências do cenário base e de baixa hidrologia estão representadas na Tabela III e na Tabela IV, respectivamente. O número de violações, o índice de severidade de cada contingência e a sua identificação podem ser vistos nessas tabelas. As contingências correspondem a queda de uma determinada LT, justamente para verificar quais são os trechos que precisam de reforços. A Tabela IV apresentou um índice de severidade total das contingências de tensão maior em relação àquele da Tabela III, bem como houve mais um trecho com violação de fluxo. A contingência 13 está presente nos dois cenários e ocorre devido a perda da LT que interliga as barras 938 e 959, ocasionando a violação de tensão na barra 938 e a sobrecarga das LTs que interligam as barras 939 e 1015.

TABELA III. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO BASE

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
				de	para	
Tensão	15	2	39,8	de	955	para 946
	13	3	27,7	de	938	para 959
	12	2	18,3	de	938	para 955
	24	2	9,9	de	995	para 979
	20	2	9,0	de	964	para 976
	16	3	8,7	de	955	para 964
	23	3	8,6	de	995	para 964
	5	1	1,9	de	896	para 897
	17	1	1,1	de	955	para 979
Fluxo	13	3	3,1	de	938	para 959
	38	1	1,0	de	963	para 965

TABELA IV. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
				de	para	
Tensão	5	4	98,7	de	896	para 897
	15	2	43,7	de	955	para 946
	13	3	39,9	de	938	para 959
	12	2	27,4	de	938	para 955
	28	1	4,0	de	999	para 933
	29	1	3,1	de	999	para 1060
	11	1	2,4	de	938	para 946
	24	1	1,3	de	995	para 979
	Fluxo	13	3	3,9	de	938
21		2	2,5	de	965	para 1057
30		1	2,0	de	1010	para 947

### B. Dimensionamento das linhas de transmissão

A modelagem das duas novas LTs é realizada para a implantação no ANAREDE da barra CURITI-PR525 para JOINOR-SC230 e da barra BLUMEN-SC525 para JOINOR-SC230. Essas barras foram as escolhidas para a conexão das novas LTs, pois é nelas que acontecem os maiores números de violações de tensão e fluxo (contingência 13). Sendo assim, entre os principais objetivos da inserção dessas novas LTs estão a diminuição das perdas de potência ativa, a diminuição do índice total de severidade e das contingências do sistema de transmissão.

Os dados para o dimensionamento das LTs podem ser vistos na Tabela V. Primeiramente, a impedância base foi calculada para encontrar a impedância da linha de transmissão de acordo com o seu comprimento. Após isso, foi identificado o valor da susceptância para o cálculo da energia reativa da linha. A associação em paralelo de dois transformadores foi suficiente para o fluxo de potência das duas novas LTs. Além disso, os dois

transformadores permitirão acréscimos futuros de carga no sistema e garantirão maior confiabilidade na transmissão em caso de alguma das linhas apresentar falhas de operação ou precisar de manutenção.

TABELA V. PARÂMETROS DAS NOVAS LTs E DOS TRANSFORMADORES

Parâmetros	CURITI-PR525 para JOINOR-SC230	BLUMEN-SC525 para JOINOR-SC230
	Comprimento (km)	106
Capacidade (MVA)	2700	2700
Tensão (kV)	500	500
Tipo de condutor	4 Rail	4 Rail
Impedância ( $\Omega/\text{km}$ )	0,01697 + 0,3188i	0,01697 + 0,3188i
Capacitância (nF/km)	13,55	13,55
Resistência (%)	0,065	0,031
Reatância (%)	1,226	0,578
Susceptância (MVar)	149,24	70,4
Capacidade (MVA)	600	
Impedância nominal (%)	1,92 + 7,5708i	
Tensão (kV)	525/230	
Taps (%)	$\pm 8 \times 1,875$	
Resistência (%)	0,32	
Reatância (%)	1,26	

As duas novas LTs projetadas no ANAREDE para o sistema de transmissão sul brasileiro podem ser vistas na Fig. 2 na cor azul. Uma barra chamada “BARRATRAFO” foi acrescentada para realizar a conexão entre os novos transformadores e as linhas de transmissão. Na barra JOINOR-SC230 foram realizadas as conexões entre os dois transformadores das LTs que chegam de CURITI-PR525 e de BLUMEN-SC525. Com essas especificações dos equipamentos foram realizadas simulações no ANAREDE.

As duas novas LTs foram inseridas tanto para as simulações do cenário base como para o de baixa hidrologia. Uma análise comparativa do fluxo de potência e das contingências foi realizada em relação as simulações anteriores a implantação das duas LTs e os seus resultados podem ser vistos na próxima Seção deste trabalho. Além disso, foi aplicado um acréscimo de 5% de carga em todo o sistema de transmissão sul para reavaliar o carregamento e as contingências em ambos os cenários simulados.

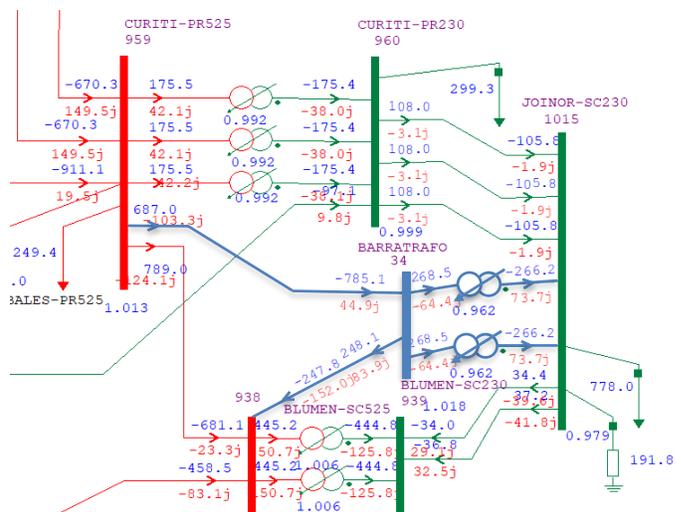


Fig. 2. Detalhe do diagrama do sistema sul brasileiro de 32 barras com as duas novas linhas de transmissão.

#### IV. RESULTADOS

Os resultados obtidos para este artigo permitem constatar os impactos que a implantação das novas LTs e o acréscimo de carga podem causar no sistema de transmissão sul brasileiro. Diversas análises podem ser realizadas com os resultados das simulações no *software* ANAREDE. Entretanto, nesta Seção são destacadas as perdas de potência ativa, as violações de carregamento da rede e as análises das suas contingências para os cenários base e de baixa hidrologia.

##### A. Fluxo de potência com a inserção de duas novas LTs

A Tabela VI apresenta o fluxo de potência do cenário base com a inserção das duas novas LTs propostas para este estudo. As perdas de potência ativa atingiram 287,3 MW, ou seja, 28,3 MW a menos em relação ao cenário base. Este montante representa uma diminuição de 8,97% das perdas de potência da rede.

TABELA VI. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO BASE COM DUAS NOVAS LTs

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	6300,1	3111,2	203,1
	-738,4	426,9	-2335,9
2	1589,0	8307,2	70,9
	-8,4	2038,9	48,8
3	0,0	-3816,6	13,3
	0,0	942,6	-927,8
Total	7889,1	7601,8	287,3
	-746,8	3408,5	-3214,9

A Tabela VII apresenta o fluxo de potência do cenário de baixa hidrologia com as duas novas LTs. As perdas de potência ativa contabilizadas foram de 294,6 MW. Salienta-se que as duas LTs adicionadas ao sistema aqui discutido contribuíram para diminuir cerca de 34,3 MW, ou seja, 10,43% a menos das perdas iniciais.

TABELA VII. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA COM DUAS NOVAS LTs

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	3765,9	3119,0	176,6
	83,1	428,0	-2680,7
2	1287,8	8088,0	87,7
	135,6	2044,0	160,8
3	0,0	-6447,9	30,2
	0,0	1813,7	-611,1
Total	5053,7	4759,1	294,6
	218,8	4285,7	-3131,0

##### B. Contingências com a inserção de duas novas LTs

Nas Tabelas VIII e IX estão representadas as contingências dos cenários base e de baixa hidrologia, respectivamente, com a inserção das duas novas LTs. Para o cenário base foi obtido uma redução de 5 contingências de tensão e 2 contingências de fluxo que possuíam altos índices de severidade na rede. A contingência de número 13, por exemplo, possuía um dos maiores índices de severidade entre os observados nas Tabelas III e IV, tanto para os níveis de tensão, como para o carregamento das linhas. Com a inserção das novas LTs, essa contingência foi completamente eliminada no cenário base. A contingência de número 15 teve o índice de severidade reduzido em 48,84% para o cenário base e o número de violações caiu pela metade em ambos os cenários.

Entretanto, apesar de um índice menor na severidade, a contingência de fluxo de número 13 permaneceu antes e depois da inserção das duas LTs para o cenário de baixa hidrologia.

TABELA VIII. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO BASE COM DUAS NOVAS LTs

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
	Tensão	17	1	20,3	de	955
15		1	20,3	de	955	para 946
34		3	8,1	de	1057	para 1010
11		1	1,7	de	938	para 946

TABELA IX. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA COM DUAS NOVAS LTs

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
	Tensão	11	4	98,8	de	938
17		1	8,4	de	955	para 979
15		1	8,4	de	955	para 946
16		1	3,8	de	955	para 964
Fluxo	13	2	2,5	de	938	para 959
	32	1	2,0	de	1030	para 955

##### C. Fluxo de potência com o acréscimo de carga

Os resultados obtidos para o fluxo de potência com o acréscimo de duas LTs na rede e de 5% no valor total da carga do sistema de transmissão sul brasileiro podem ser vistos nas Tabelas X e XI para os cenários base e de baixa hidrologia, respectivamente. Apesar do aumento da carga no sistema, as perdas de potência ativa continuaram abaixo dos valores iniciais observados nas Tabelas I e II. O valor das perdas ativas para o cenário base foram de 295,2 MW e para o cenário de baixa hidrologia foram de 298,4 MW, ou seja, o acréscimo de carga gerou 7,9 MW e 3,8 MW de perdas a mais em cada cenário, respectivamente.

TABELA X. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO BASE COM DUAS NOVAS LTs E ACRÉSCIMO DE 5% DE CARGA

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	6899,4	3275,0	210,8
	-441,4	449,4	-2181,8
2	1589,0	8744,4	71,7
	14,3	2146,2	89,0
3	0,0	-3826,2	12,7
	0,0	945,0	-934,6
Total	8488,4	8193,2	295,2
	-427,1	3540,6	-3027,4

TABELA XI. FLUXO DE POTÊNCIA DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA COM DUAS NOVAS LTs E ACRÉSCIMO DE 5% DE CARGA

Área	Geração (MW/MVAr)	Carga (MW/MVAr)	Perdas (MW/MVAr)
1	4330,2	3275,0	179,7
	322,1	449,4	-2593,7
2	1287,8	8492,4	89,2
	137,1	2146,2	202,1
3	0,0	-6447,9	29,5
	0,0	1813,7	-620,6
Total	5617,9	5319,5	298,4
	459,3	4409,3	-3012,2

#### D. Contingências com o acréscimo de carga

Nas Tabelas XII e XIII apresentam-se as contingências dos cenários base e de baixa hidrologia, respectivamente, com a inserção das duas LTs e do acréscimo de 5% de carga em todo o sistema. O cenário base se manteve com as mesmas contingências de tensão, porém com um maior índice total de severidade e com duas novas contingências de fluxo. Por outro lado, no cenário de baixa hidrologia houve um aumento de violações e do índice total de severidade. As contingências de tensão foram um total de 4 para 5 e as contingências de fluxo de 2 para 4.

TABELA XII. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO BASE COM DUAS NOVAS LTs E ACRÉSCIMO DE 5% DE CARGA

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
				de	para	
Tensão	17	1	28,7	de 955	para 979	
	15	1	28,7	de 955	para 946	
	34	3	11,0	de 1057	para 1010	
	11	1	4,3	de 938	para 946	
Fluxo	21	2	2,3	de 965	para 1057	
	20	2	2,3	de 964	para 976	

TABELA XIII. CONTINGÊNCIAS DO CENÁRIO DE BAIXA HIDROLOGIA COM DUAS NOVAS LTs E ACRÉSCIMO DE 5% DE CARGA

	Contingência	Nº. de violações	Índice de severidade	Identificação da contingência		
				de	para	
Tensão	11	4	107,9	de 938	para 946	
	17	1	13,2	de 955	para 979	
	15	1	13,2	de 955	para 946	
	34	3	8,7	de 1057	para 1010	
	16	1	3,6	de 955	para 964	
Fluxo	13	2	2,7	de 938	para 959	
	21	2	2,3	de 965	para 1057	
	20	2	2,3	de 964	para 976	
	32	1	2,0	de 1030	para 955	

#### E. Comparação entre os cenários

A Fig. 3 reúne o montante das perdas de potência ativa e a redução percentual das perdas em relação ao sistema base de cada cenário simulado neste artigo. Nota-se que as perdas de energia representam valores superiores para o cenário de baixa hidrologia em relação ao cenário base. Os maiores percentuais de redução de perdas de potência ativa ocorrem com a inserção das duas novas LTs e sem o acréscimo de carga, sendo 8,97% e 10,43% para os cenários base e de baixa hidrologia, respectivamente.

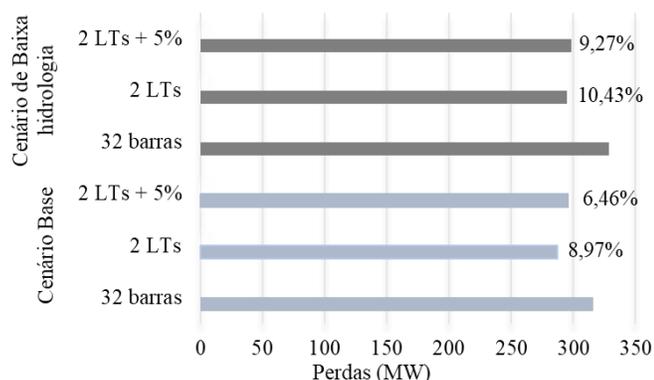


Fig. 3. Comparação entre as perdas de potência ativa de cada cenário.

Ao se adicionar 5% no carregamento do sistema de transmissão houve um aumento nas perdas, mas o valor total permaneceu inferior aquele registrado inicialmente no sistema com 32 barras (Fig. 3). A redução das perdas no cenário base com a inserção de duas LTs e de 5% de carga ficou em torno de 6,46% e para o cenário de baixa hidrologia foi de 9,27%. A implantação das novas LTs possibilitou uma redução geral das perdas no sistema de transmissão além de permitir um aumento de 5% de carga.

#### F. Viabilidade econômica da obra de duas novas LTs

Os custos associados à obra de implantação das duas novas LTs e as especificações dos equipamentos podem ser vistos na Tabela XIV. As duas LTs possuem juntas uma extensão total de 156 km, capacidade de 2700 MVA cada uma e condutores do tipo 4 Rail. São usados dois transformadores no total associados em paralelo para comportar com folga o fluxo de potência simulado nos cenários estudados neste trabalho. O montante da obra totalizou R\$ 141.039.076,40.

A previsão de retorno financeiro considerando as reduções médias de perdas entre os dois cenários analisados neste estudo (base e de baixa hidrologia) foi de 10 anos. O custo estimado em perdas de energia no valor presente para um cenário de 30 anos é de R\$ 248.816.054,05 adotando o valor de expansão em 187,46 R\$/MWh com uma taxa de desconto de 8% ao ano.

TABELA XIV. CUSTOS DA OBRA DAS DUAS NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES

	Trechos	Especificação		Total (R\$)
Linhas de transmissão	CURITI-PR525 para JOINOR-SC230	106 (km)	LT 500 kV 4 Rail	83.682.392,18
	BLUMEN-SC525 para JOINOR-SC230	50 (km)	LT 500 kV 4 Rail	39.472.826,50
Transformadores 525/230 kV	CURITI-PR525 para JOINOR-SC230	2 (un.)	600 MVA (cada)	17.883.857,72
	BLUMEN-SC525 para JOINOR-SC230			
	Custo total da obra (R\$)			

#### V. CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta a análise de uma proposta de expansão do sistema de transmissão sul brasileiro de 32 barras. Consideraram-se dois cenários para as simulações no software ANAREDE, destacando os resultados de fluxo de potência e de contingências da rede. Tanto no cenário base de hidrologia regular quanto no de baixa hidrologia foram adicionados duas linhas de transmissão, uma barra, dois transformadores e 5% de carga. Por último, foram relacionados os custos da obra e a previsão do retorno financeiro.

O dimensionamento e a implantação das duas LTs proporcionaram resultados positivos para a expansão do sistema sul brasileiro. As perdas de potência ativa foram reduzidas assim como as contingências da rede. O acréscimo de 5% de carga no sistema gerou menores perdas de potência do que no sistema sem

as duas novas LTs. Além disso, a implantação das duas LTs proporcionou uma significativa diminuição na severidade total das principais contingências da rede, tanto no cenário base, como no cenário de baixa hidrologia.

Este artigo contribui para o planejamento assertivo e para uma expansão mais coerente com a realidade atual dos sistemas de transmissão. Contabilizados os custos da obra e estimada a viabilidade econômica verificou-se uma redução significativa das despesas geradas por perdas de potência ativa, tornando a obra de expansão ainda mais atrativa. Além dos valores da confiabilidade, que também contribuem para justificar o investimento, a estimativa econômica apresentou um retorno dos investimentos da obra em 10 anos. Por fim, verificou-se que a inserção estratégica de novas linhas de transmissão permite o aumento da confiabilidade e da disponibilidade do sistema.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001. Os autores agradecem a CAPES e ao Programa de Excelência Acadêmica (PROEX) por seu apoio decisivo.

#### REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “Sistema de Informações de Geração - SIGA,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2020.
- [2] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, R. Hakvoort, “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: a review of incentives for market design,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 64, pp. 237–47, 2016.
- [3] V. P. Menezes, “Linhas de transmissão de energia elétrica aspectos técnicos, orçamentários e construtivos”. Monografia de Conclusão de Curso da Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- [4] F. F. Wu, F. L. Zheng, F. Wen, “Transmission investment and expansion planning in a restructured electricity market”. *Energy* 31, p. 954 – 966. Universidade de Tsinghua, Shenzhen, China, 2006.
- [5] EPE, “Matriz energética e elétrica,” Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia>>.
- [6] L. J. Martinez, J. H. Lambert, C. W. Karvetski, “Scenario-informed multiple criteria analysis for prioritizing investments in electricity capacity expansion,” *Reliab Eng Syst Saf*, 2011.
- [7] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, 2018.
- [8] F. Cadini, G. L. Agliardi, E. Zio, “Estimation of rare event probabilities in power transmission networks subject to cascading failures,” *Reliab Eng Syst Saf*, 2017.
- [9] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl Energy*, vol. 137, pp. 511–36, 2015.
- [10] M. Andoni, V. Robu, D. Flynn, S. Abram, D. Geach, D. Jenkins, P. McCallum, A. Peacock, “Blockchain technology in the energy sector: a systematic review of challenges and opportunities,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 100, pp. 143–74, 2019.
- [11] L. Suganthi, A. A. Samuel, “Energy models for demand forecasting a review,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol.16, pp. 1223-40, 2012.
- [12] Z. Shao, F. Chao, S. L. Yanga, K. L. Zhou, “A review of the decomposition methodology for extracting and identifying the fluctuation characteristics in electricity demand forecasting,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 75, pp. 123-36, 2017.
- [13] H. H. Farr, “Transmission Line Design Manual”. Publicação Técnica de Energia e Água. Denver, Estados Unidos, 1980.
- [14] M. Andreev, A. Suvorov, A. Sulaymanov, “Universal mathematical model of three-phases electrical transmission lines”. Instituto de Engenharia de Energia, Universidade Politécnica Nacional de Pesquisa Tomsk, Tomsk, Russia, 2016.
- [15] L. S. Matzenbacher, “Sistema de dimensionamento de condutores de linhas aéreas de transmissão e análise financeira preliminar”. Monografia de Conclusão de Curso da Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.
- [16] E. J. Oliveira, I. C. da Silva, J. L. Pereira, S. Carneiro, “Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 20, pp. 1616–21, 2005.
- [17] A. S. Sousa, E. N. Asada, “Fuzzy guided constructive heuristic applied to transmission system expansion planning,” *International conference on intelligent system applications to power systems*, pp. 1–6, 2009.
- [18] Niharika, S. Verma, V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: a review,” *International Conference On Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, pp. 350–5, 2.