

# Influence of Distributed Generation on Electric Energy Losses in Transmission Lines

*M. Xavier, acadêmico, UFGD., E. Biasotto, professor, UFGD. G. B. Gibelli, professor, UFGD, and M. R. Devecchi, engenheiro físico, UEMS.*

**Abstract** - Considering the increase in installed capacity of distributed generation in Brazil, it is imaginable a chance in the dynamics of the processes of generation, transmission, and distribution of electricity in the country. Since power flow in an electrical network essentially depends on measurable physical parameters, it is possible to model the electrical system with algebraic equations, which, through their solutions, provide essential information about the state of the network. The objective of this project is to calculate and analyze how these power flows behave under the influence of distributed generation and how it affects the electricity losses in transmission lines. Using the simulation software ANAREDE and taking some real interconnections of the SIN as a reference, the implemented methodology involves simulating power flow in various scenarios and analyzing how electricity losses behave in these scenarios.

**Keywords** - power flow, electrical energy losses, transmission networks, distributed generation.

## I. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico, industrial e social é inerente ao consumo de energia em qualquer sociedade. Nosso cotidiano, por exemplo, está cercado de energia elétrica e por mais que pareça simples a utilização desse recurso, os fatores necessários desde a geração até seu consumo, tornam todo processo mais complexo do que se parece [1].

Segundo Bento Albuquerque, sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 “...o PDE 2030 indica a necessidade de investimento da ordem de R\$ 2,7 trilhões no setor de energia para os próximos 10 anos, sendo R\$ 2,3 trilhões relacionados a petróleo, gás natural e biocombustíveis, e R\$ 365 bilhões a geração centralizada, geração distribuída e transmissão de energia elétrica.” [2]

Na geração centralizada, forma tradicional de produção de energia, as unidades geradoras estão concentradas em locais distantes das unidades de consumo. Sendo assim, se faz necessário a utilização de extensos sistemas de transmissão e distribuição de energia, denominados sistemas elétricos de potência.

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são sistemas constituídos por centrais de produção de energia elétrica, subestações de transformação e de interligação, linhas de transmissão e de distribuição, e cargas, que, ligadas eletricamente entre si, são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo a determinados padrões [3].

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores, e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão e transformadores. Os geradores e cargas são considerados como a parte externa do sistema, e são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. A parte interna do sistema é constituída pelos demais componentes [4].

A injeção de potência que flui pelos componentes elétricos do sistema, pode ser estudada através da análise do fluxo de potência. A necessidade de se ter SEP cada vez mais confiáveis e eficientes, tem motivado a evolução dos métodos de análise de fluxos de potência, buscando soluções que facilitem a obtenção de informações referentes às grandezas elétricas [5].

O objetivo principal do fluxo de potência consiste em determinar as magnitudes de tensão, os ângulos de fase na rede e as distribuições de potências nas barras. Para isso, o sistema elétrico precisa ser modelado por meio de um conjunto de equações e/ou inequações que representem algebricamente seus componentes, como linhas de transmissão, transformadores de potência, geradores e cargas [6].

Para atender o fluxo de potência demandado, o Brasil utiliza um complexo SEP interligado, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), cuja operação está sob controle e coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que, por sua vez é regulamentado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica [7].

A geração distribuída (GD), segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), é uma forma de produção de energia localizada próxima à unidade consumidora. Esse tipo de geração diminui necessidade de linhas de transmissão em altos níveis de tensão para o transporte de energia aos centros consumidores [8].

---

M. Xavier é acadêmico do curso de Engenharia de Energia da Faculdade de Engenharia - FAEN, Universidade Federal da Grande Dourados, Dourados/MS, 79804-970, Brasil (e-mail: matheusdasilvaxavier@hotmail.com).

E. Biasotto e G. B. Gibelli são docentes da Faculdade de Engenharia - FAEN, Universidade Federal da Grande Dourados, Dourados, MS, 79804-970, Brasil (e-mail: etiennebiasotto@ufgd.edu.br; gersongibelli@ufgd.edu.br).

M. R. Devecchi é engenheiro físico e pós graduado pela Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul, Dourados/MS, 79804-970, Brasil (e-mail: engenheiomarcosrenan@gmail.com).

Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. Essa prática, denominada Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD) é uma alternativa que aliam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade [9].

As perdas nas linhas de transmissão acima de 230 kV, também denominada Rede Básica, são calculadas pela diferença entre a energia gerada e a energia entregue nas redes de distribuição [10].

As perdas na Rede Básica são apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). No ano de 2023, a CCEE constatou uma perda média mensal de aproximadamente 4% do total de energia gerada [11].

A disseminação da GD contribui para a redução significativa dos grandes índices de perdas no sistema elétrico usual. Entretanto, vale ressaltar que para a implementação de uma otimização da GD com recuo da injeção de energia em redes sobrecarregadas e, conseqüentemente, nos locais onde há os maiores índices de perdas de energia, é necessária a aplicação de um sistema de comunicação integrado e uma análise dos locais favoráveis e do nível de inserção adequado para onde a geração distribuída deve ser instalada sem acarretar outros impactos ao sistema [12].

O programa computacional ANAREDE é um abrangente conjunto de funções de análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente, que inclui o fluxo de potência. O software é utilizado por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, públicas e privadas, além de entidades setoriais, como ONS e EPE, consultoras e universidades [13].

Em suma, à medida que a humanidade progride, é inevitável que a demanda por energia elétrica aumente. Portanto, é imprescindível estudar e analisar abordagens mais eficientes para o uso consciente desse recurso, e assim atender toda essa demanda com menores perdas possíveis. Isso é essencial para trilharmos um desenvolvimento tecnológico e econômico sustentável na sociedade.

## II. REFERENCIAL TEÓRICO

Os estudos de fluxo de potência são efetuados para verificar o comportamento da rede elétrica em regime permanente, ou seja, os parâmetros elétricos da rede são invariáveis com o tempo [14].

Um dos componentes internos da rede elétrica é o transformador, nesse trabalho vamos considerar esses equipamentos como um transformador ideal. Um transformador ideal é um dispositivo sem perdas com um enrolamento de entrada e um enrolamento de saída, ou seja, tem resistência nula e coeficiente de acoplamento entre as bobinas unitário [15].

Por fim, considera-se que a inserção de GD em cada barra do sistema será o limite máximo que as redes de distribuição suportam. Segundo Renato Povia, gerente de inovação da CPFL Energia, as redes de distribuição estão preparadas para suportar uma penetração de até 20% de microgeração solar. Portanto, na adição de GD, será atribuído o valor de 20% da carga ativa demanda da subestação local [16].

### A. Modelagem do SEP

A representação de um SEP geralmente é feita por meio de diagramas unifilares, esses diagramas representam as interconexões entre os elementos externos e internos do sistema. Embora os SEP sejam compostos por sistemas trifásicos, o diagrama unifilar fornece uma representação simples dos sistemas. Além disso, quando se tratam de sistemas equilibrados (como os sistemas de transmissão de energia), a análise pode ser feita utilizando apenas uma das fases, e o uso do diagrama unifilar facilita essa análise.

### B. Formulação básica

Em geral, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas são conhecidas e duas são incógnitas:

$V_k \rightarrow$  tensão nodal da barra  $k$

$\theta_k \rightarrow$  ângulo da tensão nodal

$P_k \rightarrow$  potência ativa da barra  $k$

$Q_k \rightarrow$  potência reativa da barra  $k$

Dependendo de quais variáveis são conhecidas e de quais são tratadas como incógnitas, definimos três tipos de barras diferentes:

$PQ \rightarrow$  Onde  $V_k$  e  $\theta_k$  são incógnitas

$PV \rightarrow$  Onde  $Q_k$  e  $\theta_k$  são incógnitas

$V\theta \rightarrow$  Onde  $Q_k$  e  $P_k$  são incógnitas

As barras PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração. Enquanto a barra V $\theta$ , conhecida também como barra de referência, é utilizada como referência angular do sistema.

A formulação básica do fluxo de potência é obtida impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff nas barras:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (1)$$

$$Q_k = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2)$$

### C. Formulação Matricial

Conforme aumentamos o número de barras em um SEP, aumentamos também os números de equações do problema. Portanto, se torna mais cômodo a utilização de uma formulação matricial para solucionar o sistema de equações.

As equações de potência ativa e reativa, na barra  $k$ , de forma matricial:

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (4)$$

### III. METODOLOGIA

Essa seção tratará sobre a metodologia utilizada para o estudo do fluxo de potência no SEP adotado (Fig. 1), que tem como referência interligações reais do SIN (Fig. 2).

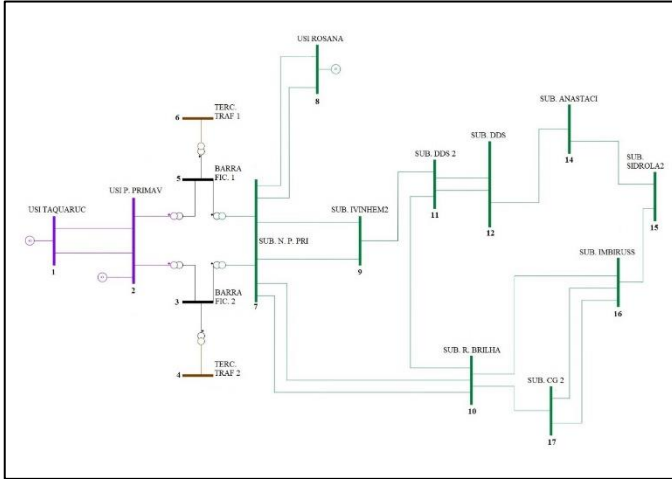


Fig. 1 - SEP adotado

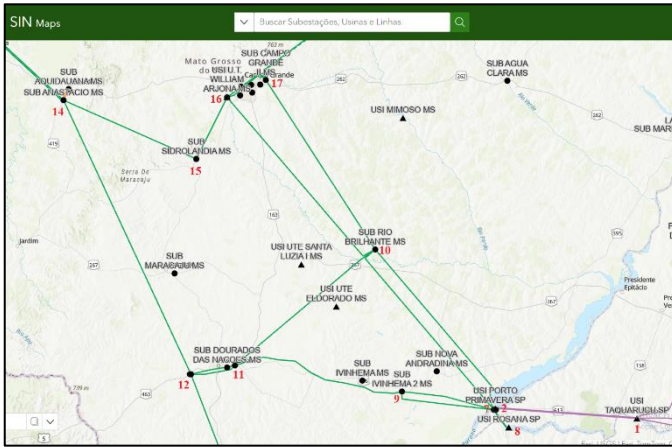


Fig. 2 - SEP de referência

#### A. Geradores

No SEP em questão, tem-se 3 barras com geração, onde duas delas são barras PV (Usina de Taquarucu e a Usina de Rosana) e a outra é a barra de referência  $V\theta$  (Usina de Porto Primavera). A Tabela I mostra os dados de entrada das barras de geração são:

TABELA I

DADOS DE ENTRADA DAS BARRAS DE GERAÇÃO

Barra	Nome	Tipo	P (MW)	$P_{M\acute{a}x}$ (MW)	V (p.u)	$\theta$ (°)
1	Usi Taquar	PV	149,3	525,0	1,0	
2	Usi P. Primav	$V\theta$		1540,0	1,0	0,0
8	Usi Rosana	PV	152,7	354,0	1,0	

#### B. Cargas

Todas as barras de carga no sistema são subestações, tratadas como barras do tipo PQ. A Tabela II mostra os dados de entrada das barras de carga:

TABELA II

DADOS DE ENTRADA DAS BARRAS DE CARGA

Barra	Nome	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa
7	Sub. Nova Porto	5,5	1,8
9	Sub. Ivinhema 2	15,0	4,9
10	Sub. Rio Brillhante	10,2	3,4
11	Sub. Dourados 2	66,3	21,8
12	Sub. Dourados	90,0	29,6
14	Sub. Anastácio	30,0	9,9
15	Sub. Sidrolândia 2	20,0	6,6
16	Sub. Imbirussu	65,0	21,4
17	Sub. Campo Grande 2	50,0	16,4

#### C. Linhas de transmissão

Todos os dados de linha foram obtidos através da plataforma SINDAT, um site oficial da ONS que fornece informações sobre as linhas de transmissão e diversos outros equipamentos elétricos que compõe o SIN (Sistema Interligado Nacional). Segue da Tabela III, os dados de entrada nas linhas de transmissão.

TABELA III

DADOS DE ENTRADA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Barra DE	Barra PARA	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)
1	2	0,15	1,94	109,0
1	2	0,15	1,94	109,0
7	8	0,11	1,19	4,0
7	8	0,11	1,19	4,0
7	9	0,49	4,19	16,0

7	9	0,5	4,26	16,0
7	10	1,1	9,34	36,0
7	10	1,12	9,61	37,0
9	11	1,01	8,58	33,0
10	11	0,93	7,93	30,0
10	16	1,16	9,8	38,0
10	17	1,13	9,66	37,0
11	12	0,37	3,1	12,0
11	12	0,37	3,13	12,0
12	14	2,45	17,24	43,0
14	15	0,99	6,76	27,0
16	15	0,41	2,83	11,0
17	16	0,39	3,58	12,0
17	16	0,4	3,41	13,0

**D. Transformadores**

Através do SINDAT, foram identificados dois transformadores de 3 enrolamentos que interligam a usina porto primavera até a subestação nova porto primavera e coletados seus respectivos dados de reatância.

TABELA IV  
 DADOS DE ENTRADA DOS TRANSFORMADORES

Barra DE	Barra PARA	Reatância (%)
2	3	2,29
2	5	2,33
3	4	14,79
3	7	11,72
5	6	13,47

5	7	10,87
---	---	-------

**E. Estudo de caso**

O estudo será realizado comparando-se o SEP adotado (Fig. 1), com a adição progressiva de geração distribuída em cada barra. A adição de GD começará na barra com maior carga e seguirá alternadamente para a de menor carga, até todas as barras do SEP serem cobertas. Dessa forma, teremos 10 cenários diferentes de perda de potência ativa.

Como dito na seção anterior, as linhas de distribuição aguentam até 20% de GD. Portanto, a adição de geração será 20% da carga de cada subestação. A Tabela V mostra como ficou a inserção de GD para cada barra.

TABELA V  
 ADIÇÃO DE GD EM CADA BARRA

Barra	Nome	Carga Ativa (MW)	Adição de GD (MW)
7	SE Nova Porto	5,50	1,10
9	SE Ivinhema 2	15,0	3,00
10	SE Rio Brilhante	10,20	2,04
11	SE Dourados 2	66,30	13,26
12	SE Dourados	90,00	18,00
14	SE Anastácio	30,00	6,00
15	SE Sidrolândia 2	20,00	4,00
16	SE Imbirussu	65,00	13,00
17	SE Campo Grande 2	50,00	10,0

Portanto, segue na Tabela VI, como ficaram os cenários de simulação:

TABELA VI  
 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Cenário	Adição de GD nas Barras	Potência Ativa (MW)
1		
2	12	18,00
3	12	18,00

	7	1,10
4	12	18,00
	7	1,10
	11	13,26
	12	18,00
5	7	1,10
	11	13,26
	10	2,04
	12	18,00
6	7	1,10
	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	12	18,00
7	7	1,10
	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	12	18,00
8	7	1,10
	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	12	18,00

	9	3,00
9	17	10,00
	12	18,00
	7	1,10
	11	13,26
9	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	17	10,00
	15	4,00
10	12	18,00
	7	1,10
	11	13,26
	10	2,04
	16	13,00
	9	3,00
	17	10,00
	15	4,00
14	6,00	

#### IV. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Tendo rodado o fluxo de potência e em seguida gerado um relatório de operação para cada cenário diferente no ANAREDE, obtem-se os resultados. A Tabela VII diz respeito ao relatório de potência ativa, já a Tabela VIII diz respeito ao relatório de potência reativa.

A. Potência ativa

TABELA VII  
 RESULTADOS DOS CENÁRIOS – POTÊNCIA ATIVA

Cenário	Geração (MW)	GD (MW)	Perdas (MW)
1	360	0	8,0
2	359,5	18	7,5
3	359,5	19,1	7,5
4	359,2	32,4	7,1
5	359,1	34,4	7,1
6	358,7	47,4	6,7
7	358,7	50,4	6,7
8	358,4	60,4	6,4
9	358,3	64,4	6,3
10	358,2	70,4	6,2

À primeira vista, nota-se que a geração do SEP diminui conforme os cenários progredem. Isso é claro pois, quanto maior é a adição de GD, menor é a utilização da geração das usinas presentes, como visto na Fig. 3.

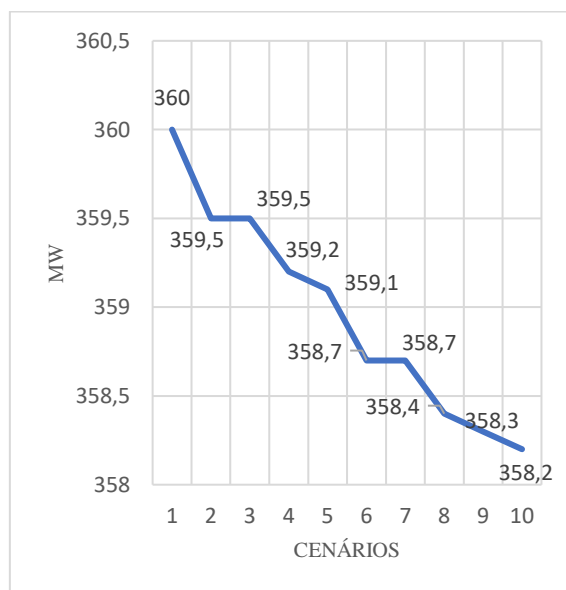


Fig. 3 Potência ativa das usinas por cenário

No primeiro cenário temos 360 MW gerado pelas usinas, já no décimo temos 358,2 MW. Ou seja, com a adição de GD em

todas as barras, houve uma redução de 0,5% na geração de potência ativa das usinas.

Outro ponto a se notar é que, conforme se progredem os cenários, as perdas de potência ativa do sistema vão diminuindo, isso também se dá ao fato de que ao aumentar a adição de GD, utiliza-se menos as usinas do SEP e conseqüentemente as perdas na transmissão de energia vão sendo cada vez menor, como visto na Fig. 4.

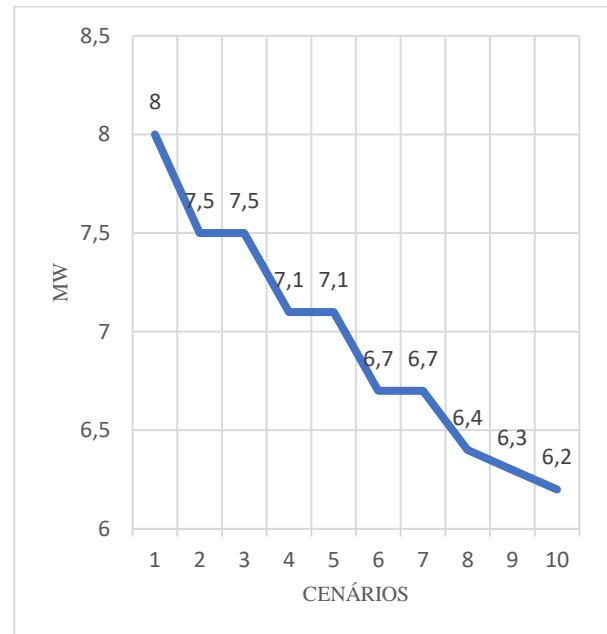


Fig. 4 Perda de potência ativa por cenário

No primeiro cenário temos 8,0 MW de perda de potência ativa no sistema, já no décimo temos 6,2 MW. Ou seja, com a adição de GD em todas as barras, houve uma redução de 22,5% nas perdas de potência ativa do sistema.

É importante notar que nem todos os cenários apresentam uma redução significativa tanto na geração das usinas quanto na perda de potência ativa do sistema. Isso ocorre, pois, a adição de GD foi feita de acordo com a carga na barra, portanto quanto menor a carga da barra, menor a adição de GD na mesma e conseqüentemente menos impacto se tem no sistema.

B. Potência reativa

Analisando agora os cenários em relação às potências reativas, conforme a Tabela VIII:

TABELA VIII  
 RESULTADOS DOS CENÁRIOS – POTÊNCIA REATIVA

Cenário	Geração (Mvar)	GD (MW)	Perdas (Mvar)
1	-428,0	0	-543,8
2	-439,4	18	-555,2
3	-439,6	19,1	-555,4

4	-447,1	32,4	-562,7
5	-447,8	34,4	-563,6
6	-455,9	47,4	-571,4
7	-456,4	50,4	-572,2
8	-462,1	60,4	-577,7
9	-464,2	64,4	-579,9
10	-465,8	70,4	-581,6

Nota-se primeiramente apenas valores negativos de potência reativa, isso ocorre pois há cargas indutivas consumindo essa potência reativa.

Tanto em relação a potência reativa das usinas, quanto em relação à perda de potência reativa, vemos que os valores vão aumentando (em módulo ou intensidade) conforme os cenários progredem, conforme visto na Fig. 5 e Fig. 6.

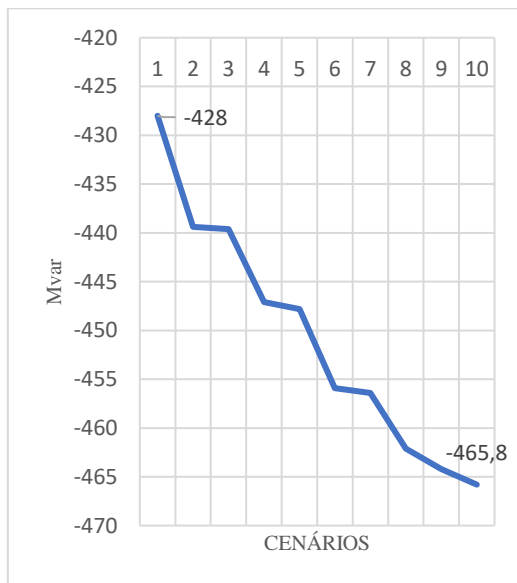


Fig. 5 Potência reativa das usinas por cenário

Com a adição da GD em todas as barras, houve um aumento de 8,8% na geração de potência reativa das usinas.

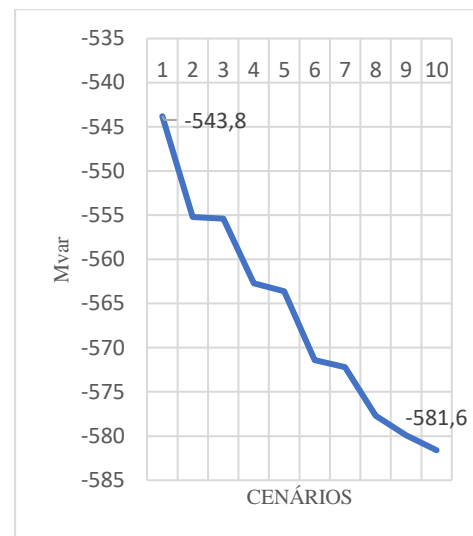


Fig. 6 Perda de potência reativa por cenário

Com a adição de GD em todas as barras, houve um aumento de 6,9% nas perdas de potência reativa do sistema.

Esse comportamento ocorre, pois, a inserção de GD costuma ser projetada para operar com fator de potência unitário, ou seja, gerar apenas potência ativa. Como no caso as cargas são do tipo indutivas e a demanda de carga ativa permanece constante em cada barra, para ter um fluxo de potência convergente na rede elétrica, as usinas necessitam fazer essa compensação de energia reativa no sistema. Dessa forma, quanto maior é a adição de GD, maior é a geração de potência reativa e consequentemente maior é a perda de potência reativa do sistema.

## V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A geração distribuída aparenta ser uma grande aliada no setor elétrico nacional. Além de aliviar a demanda de energia elétrica suprida pelas grandes usinas centralizadas, tem-se uma redução da necessidade da utilização de extensas linhas de transmissão, onde se tem consideráveis perdas de energia.

Através das simulações feitas em diferentes cenários, foi possível observar que a GD tem maiores impactos no SEP quanto maior for a inserção de potência ativa na barra. Inserindo em todas as barras, uma potência ativa no valor de 20% de sua carga, pode-se obter uma redução de mais de 20% nas perdas de potência ativa total do sistema.

Através do cenário 9, onde foi adicionado 4,00 MW de GD na barra 15 (barra que se encontra mais distante das usinas presentes), pode-se observar também que a inserção de potência ativa GD se mostra mais significativa quanto mais distante a carga estiver das usinas.

Apesar da grande vantagem na redução de perdas de potência ativa, a GD mostrou uma desvantagem com o aumento da potência reativa no sistema. Fato que pode ser avaliado e compensado com a inserção de bancos de capacitores no SEP.

De forma, geral a geração distribuída tem o potencial de transformar a dinâmica de geração e consumo da energia elétrica no Brasil. Além de diversificar nossa matriz energética, há uma contribuição significativa para um uso mais sustentável, consciente e eficiente da energia.

## VI. REFERÊNCIAS

- [1] SIMABUKULO, L. et. Al. Energia, Industrialização e Modernidade História Social. São Paulo, 2006.
- [2] ALBUQUERQUE, B. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Portaria Normativa nº 2/GM/MME, de 25 de fevereiro de 2021. Brasília, 2021.
- [3] LEÃO, R. Notas de aula da disciplina: geração, transmissão, distribuição e energia elétrica. Curso promovido pela Universidade Federal do Ceará. Ceará, 2009.
- [4] MONTICELLI, A. J; CEPTEL. Fluxo de Carga em Redes de Energia elétrica. 1 ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1983.
- [5] JUNIOR, A. P; MEDEIROS, B. T. Aplicação de Fluxo de Potência no Nível de Subestação à Sistemas de Potências Reais. Curitiba, 2009.
- [6] SILVA, R. S. Sistemas Elétricos de Potência I. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A, 2019.
- [7] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Relatório – Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Ed. 01/2021.
- [8] NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [9] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: fev. 2024
- [10] ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Relatório – Perdas de Energia Elétrica na Distribuição. Ed. 01/2021.
- [11] CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Dados abertos. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda\\_rb\\_mes/resource/48097a10-4115-4ec7-8464-26d309643480](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda_rb_mes/resource/48097a10-4115-4ec7-8464-26d309643480). Acesso em: mai. 2024
- [12] NARUTO, D. T. Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.
- [13] CEPTEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica. Procedimento de rede submódulo 18-2 “Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais”. Audiência Pública nº 49/2008.
- [14] ONS. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Resolução Normativa nº 903/2020.
- [15] CHAPMAN, Stephen J. Fundamentos de Máquinas Elétricas. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013. 69 p.
- [16] FREIRE, W. Canal Energia. Rede pode suportar até 20% de GD, aponta CPFL. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53068807/rede-pode-suportar-ate-20-de-gd-aponta-cpfl>. Acesso em: mar. 2024

## VII. BIOGRAFIAS



**Etienne Biasotto** nasceu em Dourados, Mato Grosso do Sul, Brasil, em 23 de janeiro de 1980. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de Araraquara (UNIARA), obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos (EESC), Universidade de São Paulo (USP) em 2009 e 2012, respectivamente. Obteve o título de Especialista em Gestão de Hospitais Universitários pelo Instituto Sírio Libanês de Ensino e Pesquisa (IEP) em 2014. Foi chefe da divisão de logística e infraestrutura do HU/UFGD - EBSERH, diretor da Faculdade de Engenharia e Pró-Reitor de Avaliação Institucional e Planejamento. Atualmente é professor associado e Pró-Reitor de Ensino de Graduação da UFGD. Dentre as áreas de interesse destacam-se a proteção de sistemas elétricos de potência, qualidade da energia elétrica, técnicas de inteligência artificial e planejamento estratégico situacional.



**Gerson Bessa Gibelli** nasceu na cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, Brasil, em 25 de novembro de 1970. Possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade São Judas Tadeu (2002), Mestrado (2009) e doutorado (2016) em Engenharia Elétrica (Escola de Engenharia de São Carlos) pela Universidade de São Paulo. Foi Diretor da Faculdade de Engenharia no período de 2019-2023 e atualmente é Professor Adjunto na Universidade Federal da Grande Dourados. Suas principais áreas de pesquisa incluem softwares de simulação analítica e numérica, projetos de motores elétricos, proteção de sistemas elétricos de potência, qualidade da energia elétrica, eficiência energética, energias renováveis e técnicas de inteligência artificial.



**Matheus da Silva Xavier** nasceu na cidade de São Paulo, no Estado de São Paulo, Brasil, em 24 de janeiro de 1998. Acadêmico do curso de Engenharia de Energia na Universidade Federal da Grande Dourados (FAEN/UFGD). Suas áreas de interesse são a geração de energia por fontes renováveis, análise e simulação de sistemas elétricos de potência, transmissão e distribuição da energia elétrica e eficiência energética.



**Marcos Renan Devechi** nasceu na cidade de Palestina, no Estado de São Paulo, Brasil, em 8 de julho de 1995. Engenheiro físico pela Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul e professor do curso de Engenharia Elétrica. Possui mestrado em recursos naturais, voltado para área de eficiência energética na Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul. Suas áreas de interesse são a geração distribuída, subestação aérea/abrigada, SPDA e eficiência energética.