



Grupo de Estudo de Geração Eólica, Solar e Armazenamento-GES

Aplicação do Método do Centro Elétrico para a alocação de eletrocentros em usinas solares fotovoltaicas, visando à redução do CAPEX e maior produção de energia

**THALES TERROLA E LOPES(1); LUCAS DA SILVA FARIA(2);
UFF(1);VOLTALIA(2);**

RESUMO

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de fácil implementação para a alocação otimizada de eletrocentros, inversores e caixas de junção em usinas solares fotovoltaicas, aplicando o método do centro elétrico. Pela alocação otimizada dos equipamentos, reduz-se o comprimento dos condutores dos circuitos CC e CA e a perda ôhmica, culminando na redução do CAPEX dos condutores e melhora das taxas de retorno do investimento. Para demonstrar a viabilidade, uma análise financeira é realizada, comparando uma situação real de instalação dos eletrocentros e inversores, com diferentes cenários de alocação destes equipamentos, resultantes da aplicação do método do centro elétrico.

PALAVRAS-CHAVE

Usina Solar Fotovoltaica, Método do Centro Elétrico, Eletrocentro, Inversores.

1.0 - INTRODUÇÃO

A geração solar fotovoltaica vem crescendo de importância no cenário energético mundial, decorrente dos custos associados a este tipo de geração sofrerem quedas significativas na última década, elevando assim a sua atratividade para os investidores. O Brasil é um dos países que têm uma incidência solar de 5,4 quilowatt-hora/metro quadrado, superior a países como Estados Unidos, China e Alemanha, por exemplo. Contudo, os custos para a implantação de usinas solares no Brasil ainda são elevados, dada a necessidade de importação de parte dos equipamentos utilizados e as elevadas taxas de juros nos financiamentos destas usinas. Com o intuito de expandir essa fonte energética no país, torna-se fundamental viabilizar projetos com redução dos investimentos iniciais (CAPEX) e dos custos para a sua operação e manutenção (OPEX).

Considerando a redução do CAPEX de uma usina solar fotovoltaica, a realização de projetos otimizados, com redução do volume de equipamentos empregados e que, por conseguinte, resulte em um aumento da eficiência energética, é uma situação que se bem trabalhada, eleva a viabilidade e reduz o tempo de retorno do investimento na usina. Um ponto de atenção no projeto é a definição do local para a instalação do(s) eletrocentro(s) na área da usina fotovoltaica, sendo geralmente feita em função da configuração arquitetônica da usina ou considerando a facilidade de acesso ao eletrocentro. Pode ser também uma decisão visando à segurança do empreendimento, principalmente quando o seu produto é de alto risco. Porém, nem sempre o local escolhido é o mais tecnicamente adequado, ficando a subestação afastada por demais do "centro elétrico" (centro de carga), o que acarreta em alimentadores longos e de seção elevada para que não haja perda ôhmica relevante. A alocação dos inversores conectados a um conjunto de painéis e das caixas de junção dos condutores de saída dos inversores também seguem a mesma lógica de alocação dos eletrocentros, não sendo posicionados, em geral, no local tecnicamente mais adequado. Publicações têm sido realizadas a longa data abordando o problema da alocação de subestações em redes de distribuição, como em [1], e mais recentemente

publicações abordaram o problema da alocação de eletrocentros (subestações unitárias) em usinas solares, como em [2] e [3]. Verifica-se que as publicações aplicam sistemas de georeferenciamento e complexos algoritmos de tomada de decisão para a alocação do eletrocentro.

Neste sentido, este trabalho desenvolve um método para a alocação otimizada de eletrocentros (subestações unitárias) em usinas solares fotovoltaicas, aplicando o método do centro elétrico ou centro de massa de um sistema, inicialmente proposto em [4] para alocação de quadros de distribuição em sistemas elétricos de baixa/média tensão. Pela alocação otimizada do eletrocentro na área da usina fotovoltaica, procura-se reduzir o comprimento dos condutores dos circuitos CC e/ou CA, reduzindo-se a perda ôhmica nestes condutores e, assim, atuando na redução do CAPEX dos condutores e na melhora das taxas de retorno do investimento na usina. O método proposto neste trabalho foi avaliado na realocação dos eletrocentros em uma usina fotovoltaica de 3,9 MWp de potência instalada, situada na cidade de Oiapoque, Estado do Amapá. Devido à configuração adotada para a usina, a metodologia do centro elétrico pode ser aplicada também na alocação otimizada dos Strings Box (caixas de junção) e dos inversores ligados aos conjuntos de painéis. O software PVSyst foi aplicado para obtenção da produção total de energia na usina e determinação do quantitativo de perdas ôhmicas nos cabos CC e CA, possibilitando comparar a situação real de instalação com as alocações propostas para os eletrocentros pelo método do centro elétrico. Com o intuito de avaliar os impactos da alocação dos eletrocentros, inversores e caixas de junção no CAPEX da usina e na produção de energia, foi realizada uma análise financeira que deixou evidente que a alocação otimizada dos equipamentos impacta positivamente no tempo de retorno do investimento na usina. Vale enfatizar, que ao contrário dos métodos abordados nas publicações técnicas, este artigo desenvolve um método simples e de fácil implementação e interpretação pelos projetistas de usinas solares fotovoltaicas, contribuindo para a redução do CAPEX em cabos condutores CA e CC, redução nas perdas ôhmicas nos circuitos e resultante elevação da taxa de produção da usina e taxa de retorno do investimento.

2.0 - APLICAÇÃO DO MÉTODO DO CENTRO ELÉTRICO NA ALOCAÇÃO DE ELETROCENTROS, INVERSORES E CAIXAS DE JUNÇÃO EM USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

O método do centro elétrico ou centro de massa tem sido tradicionalmente aplicado na alocação de quadros de distribuição em sistemas elétricos de baixa/média tensão [4] e, mais recentemente, na alocação de centros para recargas de veículos elétricos [5].

O centro de massa é definido pelo cálculo do baricentro dos pontos considerados como pontos de carga puntiforme, com suas respectivas distâncias a origem do plano tomado como referência. Na metodologia proposta, com base na disposição dos geradores fotovoltaicos (painéis) na área do projeto da usina, o cálculo do centro de massa (ou elétrico) considera um ponto de carga puntiforme como sendo um conjunto de painéis, que representam um bloco de geração, do qual sai um circuito em CA ou CC (a depender da configuração da usina) para conexão no eletrocentro. O processo para localização do "centro elétrico", que é o ponto proposto para alocação dos eletrocentros (subestação unitária), caixas de junção CA e inversores strings é definido pelo cálculo do baricentro dos pontos considerados como de carga puntiforme (blocos de geração), de acordo com a sua localização no plano x-y, e correspondentes à potência instalada em cada bloco.

Considerando, por exemplo, a alocação do eletrocentro de uma usina solar fotovoltaica, onde os conjuntos de painéis são agrupados em cinco blocos de geração (cargas puntiformes), para o cálculo do baricentro, as seguintes expressões são aplicadas:

$$X = \frac{(X_1 \times P_1) + (X_2 \times P_2) + (X_3 \times P_3) + (X_4 \times P_4) + \dots + (X_N \times P_N)}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + \dots + P_N} \quad Eq.1$$

$$Y = \frac{(Y_1 \times P_1) + (Y_2 \times P_2) + (Y_3 \times P_3) + (Y_4 \times P_4) + \dots + (Y_N \times P_N)}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + \dots + P_N} \quad Eq.2$$

Onde: Y_n = Coordenada Y do bloco n (metros); X_n = Coordenada X do bloco n (metros); P_n = Potência do bloco de geração n (kW).



De forma análoga, o método do centro elétrico pode ser aplicado para o reposicionamento dos inversores strings e das caixas de junção CA, de onde saem os condutores com seções maiores, resultando em reduções adicionais nas perdas ôhmicas do sistema. A aplicação do método do centro elétrico para a alocação dos inversores utiliza as coordenadas geográficas e as potências unitárias das mesas de painéis fotovoltaicos que se conectam a determinado inversor e que compõe um arranjo, aplicando as Eq. 1 e 2 para o cálculo do baricentro do arranjo e assim a obtenção da nova posição do inversor. A aplicação do método do centro elétrico para a alocação da caixa de junção CA emprega as coordenadas geográficas e as potências unitárias dos inversores que se conectam a caixa de junção CA, aplicando as equações 1 e 2 para a determinação da sua posição.

3.0 - PREMISSAS PARA A REALIZAÇÃO DOS ESTUDOS

3.1 Cálculo das Perdas Elétricas nos Circuitos CA e CC da Usina Solar Fotovoltaica

O critério utilizado para o dimensionamento da seção nominal dos cabos condutores e cálculo das perdas elétricas de uma usina solar fotovoltaica deve estar em conformidade com as normas brasileiras de instalações elétricas de baixa tensão [6] e de média tensão [7]. Para que se considere um circuito corretamente dimensionado, é necessária a aplicação de três critérios, onde em princípio, cada um deles pode resultar numa seção diferente para o condutor, sendo a seção a ser finalmente adotada a maior dentre as seções obtidas. Os critérios de dimensionamento aplicados são: 1) Capacidade de condução de corrente; 2) Curto-circuito; e 3) Queda de tensão.

3.2 Cálculo da Geração Solar Fotovoltaica

O software PVSyst foi aplicado para obter a produção esperada de energia da usina solar fotovoltaica analisada. O uso de pacotes de software de simulação é uma técnica popular para a previsão, já que permitem aos usuários modelar e analisar sistemas fotovoltaicos com as mais distintas configurações, determinado os seus rendimentos. Durante as simulações, os modelos de desempenho utilizam informações do design, da orientação e dos dados meteorológicos na localização do sistema fotovoltaico, para prever o rendimento energético durante um determinado período. O PVSyst se concentra na modelagem, dimensionamento, simulação e análise de sistemas solares fotovoltaicos [8]. Para a realização das previsões no PVSyst foram detalhados os principais parâmetros técnicos dos componentes da UFV e inseridas as perdas elétricas calculadas, as coordenadas do projeto e parâmetros climáticos (radiação solar global incidente e temperatura) no local da UFV.

4.0 - DETALHAMENTO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA ANALISADA

Localizada ao norte do Estado brasileiro do Amapá, a Usina Solar Fotovoltaica Oiapoque, objeto do estudo, tem como coordenadas: Latitude: 3°49'49.61"N e Longitude: 51°50'10.91"W. A Usina Solar Fotovoltaica Oiapoque fornece energia ao sistema isolado de Oiapoque, junto com a Usina Termoelétrica Oiapoque a diesel, com potência de 12 MW. A construção da usina solar foi um acordo feito entre a Empresa Voltalia Energia do Brasil e a ANEEL, na intenção de reduzir o consumo do combustível, cujo PPA (Power Purchase Agreement) foi assinado em junho de 2015 entre o Consórcio e a concessionária local, Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, para suprimento de energia elétrica através das fontes térmica à diesel, solar e hidrelétrica, para os 24.000 habitantes da cidade. Com um CAPEX total de implementação de R\$ 20.000.000,00, a UFV Oiapoque começou a operar em 27 de novembro de 2017. O custo do diesel utilizado na UTE Oiapoque para a geração de 1,0 MWh é de R\$ 975,00, e foi utilizado como o PPA da UFV Oiapoque.

A UFV Oiapoque apresenta um arranjo técnico composto por estruturas fixas de suporte do gerador fotovoltaico, inversores strings, módulos de silício poli cristalino, caixas de junção CA, além de duas subestações unitárias elevadoras. A Tabela 1 mostra o detalhamento dos principais parâmetros técnicos dos componentes da UFV Oiapoque. As caixas de junção CA (ACPB) reúnem um conjunto de 5 inversores, de onde saem os cabos de bitolas maiores que se conectam diretamente ao eletrocentro (Subestações unitárias). A rede de média tensão é interligada a ambos os eletrocentros, que se conectam ao barramento principal da CEA.

TABELA 1 – Detalhamento dos equipamentos da UFV Oiapoque.

--

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS					
ESTRUTURA	TIPO			TILT	SLOPE
	Fixa			5°	*
MÓDULOS FV	TIPO			POTÊNCIA	NÚMERO
	BYD-250-P6D-30			250 W	15840
STRINGS	MÓDULOS FV P/ STRING			NÚMERO	
	24			660	
INVERSORES	TIPO			POTÊNCIA	NÚMERO
	SCHNEIDER-CL25000E			25 kVA	132
ELETROCENTROS	TIPO			POTÊNCIA	NÚMERO
	SCHNEIDER-STRING-2000			2000 kVA	1
	SCHNEIDER-STRING-1600			1600 kVA	1
DADOS GEOMÉTRICOS	AZIMUTE	PITCH	ÁREA FV	PERÍMETRO FV	
	0°	6 m	6,74 ha	1328 m	
POTÊNCIA PICO INSTALADA				3960 kWp	
POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA				3300 kW	

A Figura 1 retrata o conjunto de painéis fotovoltaicos (arranjos) e o posicionamento dos eletrocentros na UFV Oiapoque, sendo esta situação considerada como o Caso Base para o estudo realizado neste trabalho. Verifica-se que os dois eletrocentros estão instalados na periferia das poligonais de cada agrupamento de painéis, atendendo a princípios de configuração arquitetônica da usina e facilidade de acesso aos eletrocentros. Conectados ao Eletrocentro 1 estão 25 arranjos de mesas de painéis fotovoltaicos, enquanto no Eletrocentro 2 estão 30 arranjos.

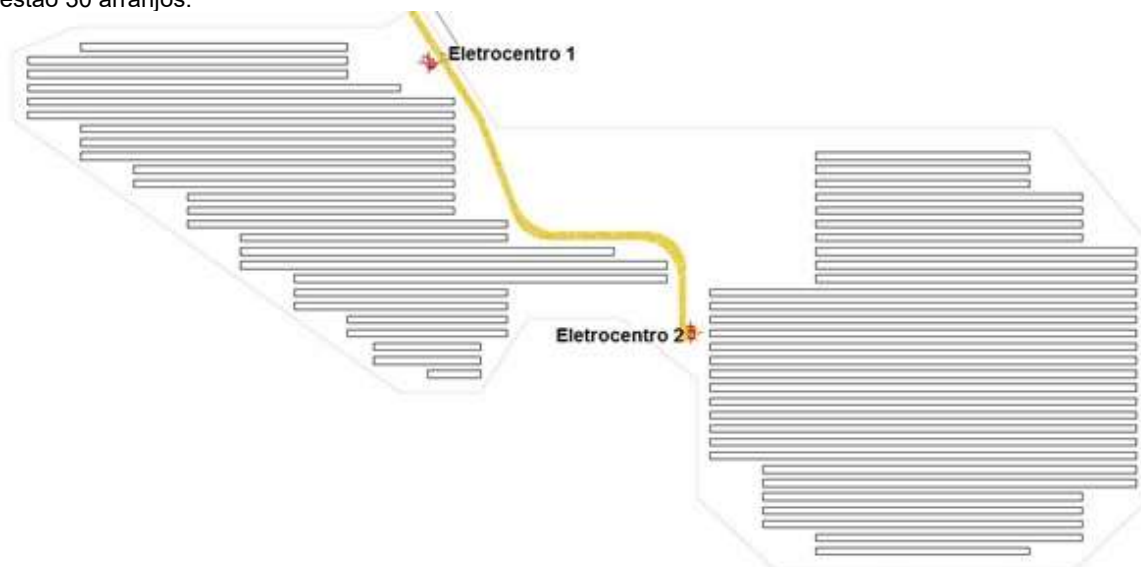


FIGURA 1 – Alocação dos Eletrocentros da UFV Oiapoque, Caso Base.

5.0 - ESTUDO DE CASO

O estudo de caso faz uma abordagem relativa à aplicação do método do "centro elétrico" para a otimização dos locais de instalação dos eletrocentros, inversores strings e das caixas de junção CA em uma planta solar fotovoltaica. O software PVSyst é utilizado para a simulação das expectativas de produção de energia elétrica, num horizonte de 20 anos, considerando diferentes alocações para os eletrocentros, resultantes da aplicação do método do "centro elétrico". Ao final, é realizada uma análise financeira da situação construtiva real, definida como caso referência (Caso Base) com outros dois cenários de alocação de eletrocentros (Caso 1 e Caso 2).

Para a modelagem dos Casos 1 e 2 foram preservadas as principais características e equipamentos da planta original, tais como: número de mesas (estruturas fixas), módulos fotovoltaicos, inversores, caixas de junção CA (ACPB) e espaçamento entre as mesas, realizando a realocação de algumas mesas quando necessário, em função do novo posicionamento do eletrocentro na área da UFV.

No Caso 1 serão considerados os mesmos eletrocentros do Caso Base (mesmo número e potência), porém será aplicado o método do centro elétrico para a realocação destes. No Caso 2 será considerada a alocação de um único eletrocentro para toda a usina fotovoltaica, com potência nominal equivalente a soma dos eletrocentros do Caso Base. A realocação dos inversores strings e das caixas de junção CA, em relação ao Caso Base, é válida para ambos os Casos 1 e 2, sendo descrita ao final deste tópico.

5.1 Caso 1 – Alocação de Dois Eletrocentros Idênticos aos do Caso Base na Usina Solar Fotovoltaica

O primeiro caso de estudo foi considerando o mesmo número de eletrocentros utilizados na configuração real da Usina Solar Fotovoltaica Oiapoque. Para a alocação do Eletrocentro 1 foi considerada as coordenadas e potências dos 25 arranjos conectados a este eletrocentro, enquanto que para a alocação do Eletrocentro 2 considera um conjunto de 30 arranjos. A Tabela 2 traz as coordenadas dos arranjos de mesas de painéis fotovoltaicos e as potências destes arranjos, que caracterizam blocos de geração, enquanto que a Tabela 4 apresenta as coordenadas resultantes para a realocação dos dois eletrocentros.

5.2 Caso 2 – Alocação de Um Único Eletrocentro na Usina Solar Fotovoltaica

O Caso 2 considera a presença de apenas um eletrocentro para toda a usina, estando os 55 (cinquenta e cinco) arranjos da usina conectados ao mesmo e representando os blocos de geração, com potências e coordenadas de seus respectivos centros de carga especificados na Tabela 3. As coordenadas determinadas após a aplicação do método do “centro elétrico” estão na Tabela 4. A Figura 2 mostra a posição resultante da aplicação do método do centro elétrico para os Casos 1 e 2, em relação ao posicionamento do Caso Base, representando as posições descritas na Tabela 4. Verifica-se que para o Caso 1 o posicionamento dos eletrocentros está no baricentro de cada um dos dois conjuntos de arranjos de painéis. Já para o Caso 2, o posicionamento do eletrocentro único reflete o baricentro de todos os 55 arranjos da usina.

TABELA 2 – Caso 1: Aplicação do método do centro elétrico para a alocação dos Eletrocentros 1 e 2 da UFV Oiapoque.

Eletrocentro 1					Eletrocentro 2				
Arranjos	Coordenadas - Centros de Cargas		Potências		Arranjos	Coordenadas		Potências	
	x[m]	y[m]	[kWp]			x[m]	y[m]	[kWp]	
1	407122,94	423513,30	P1	60	1	407445,22	423462,93	P1	48
2	407110,81	423507,00	P2	72	2	407445,22	423456,64	P2	48
3	407110,81	423500,71	P3	72	3	407445,22	423450,34	P3	48
4	407122,94	423494,41	P4	84	4	407457,34	423444,05	P4	60
5	407135,06	423488,12	P5	96	5	407457,34	423437,75	P5	60
6	407135,06	423481,82	P6	96	6	407457,34	423431,46	P6	60
7	407147,19	423475,53	P7	84	7	407457,34	423425,16	P7	60
8	407147,19	423469,23	P8	84	8	407469,47	423418,87	P8	72
9	407147,19	423462,93	P9	84	9	407469,47	423412,57	P9	72
10	407159,31	423456,64	P10	72	10	407469,47	423406,28	P10	72
11	407159,31	423450,34	P11	72	11	407445,22	423399,98	P11	96
12	407171,44	423444,05	P12	60	12	407445,22	423393,69	P12	96
13	407171,44	423437,75	P13	60	13	407445,22	423387,39	P13	96
14	407183,56	423431,46	P14	72	14	407445,22	423381,09	P14	96
15	407195,69	423425,16	P15	60	15	407445,22	423374,80	P15	96
16	407219,94	423418,87	P16	84	16	407445,22	423368,50	P16	96

17	407232,06	423412,57	P17	96	17	407445,22	423362,21	P17	96
18	407244,19	423406,28	P18	84	18	407445,22	423355,91	P18	96
19	407207,81	423399,98	P19	48	19	407445,22	423349,62	P19	96
20	407207,81	423393,69	P20	48	20	407445,22	423343,32	P20	96
21	407219,94	423387,39	P21	36	21	407445,22	423337,03	P21	96
22	407219,94	423381,09	P22	36	22	407445,22	423330,73	P22	96
23	407219,94	423374,80	P23	24	23	407445,22	423324,44	P23	96
24	407219,94	423368,50	P24	24	24	407457,34	423318,14	P24	84
25	407232,06	423362,21	P25	12	25	407457,34	423311,85	P25	84
					26	407445,22	423305,55	P26	72
					27	407445,22	423299,25	P27	72
					28	407445,22	423292,96	P28	72
					29	407457,34	423286,66	P29	60
					30	407445,22	423280,37	P30	48
TOTAL 1				1620	TOTAL 2				2340

TABELA 3 – Caso 2: Aplicação do método do centro elétrico para a alocação do Eletrocentro 1 (Único) da UFV Oiapoque.

Arranjos	Coordenadas dos Centros de Cargas		Potências		Arranjos	Coordenadas dos Centros de Cargas		Potências	
	x[m]	y[m]	[kWp]			x[m]	Y[m]	[kWp]	
1	407122,94	423513,30	P1	60	28	407445,2 2	423450,3 4	P28	48
2	407110,81	423507,00	P2	72	29	407457,3 4	423444,0 5	P29	60
3	407110,81	423500,71	P3	72	30	407457,3 4	423437,7 5	P30	60
4	407122,94	423494,41	P4	84	31	407457,3 4	423431,4 6	P31	60
5	407135,06	423488,12	P5	96	32	407457,3 4	423425,1 6	P32	60
6	407135,06	423481,82	P6	96	33	407469,4 7	423418,8 7	P33	72
7	407147,19	423475,53	P7	84	34	407469,4 7	423412,5 7	P34	72
8	407147,19	423469,23	P8	84	35	407469,4 7	423406,2 8	P35	72
9	407147,19	423462,93	P9	84	36	407445,2 2	423399,9 8	P36	96
10	407159,31	423456,64	P10	72	37	407445,2 2	423393,6 9	P37	96
11	407159,31	423450,34	P11	72	38	407445,2 2	423387,3 9	P38	96
12	407171,44	423444,05	P12	60	39	407445,2 2	423381,0 9	P39	96
13	407171,44	423437,75	P13	60	40	407445,2 2	423374,8 0	P40	96
14	407183,56	423431,46	P14	72	41	407445,2 2	423368,5 0	P41	96
15	407195,69	423425,16	P15	60	42	407445,2 2	423362,2 1	P42	96
16	407219,94	423418,87	P16	84	43	407445,2 2	423355,9 1	P43	96

17	407232,06	423412,57	P17	96	44	407445,2 2	423349,6 2	P44	96
18	407244,19	423406,28	P18	84	45	407445,2 2	423343,3 2	P45	96
19	407207,81	423399,98	P19	48	46	407445,2 2	423337,0 3	P46	96
20	407207,81	423393,69	P20	48	47	407445,2 2	423330,7 3	P47	96
21	407219,94	423387,39	P21	36	48	407445,2 2	423324,4 4	P48	96
22	407219,94	423381,09	P22	36	49	407457,3 4	423318,1 4	P49	84
23	407219,94	423374,80	P23	24	50	407457,3 4	423311,85	P50	84
24	407219,94	423368,50	P24	24	51	407445,2 2	423305,5 5	P51	72
25	407232,06	423362,21	P25	12	52	407445,2 2	423299,2 5	P52	72
26	407445,22	423462,93	P26	48	53	407445,2 2	423292,9 6	P53	72
27	407445,22	423456,64	P27	48	54	407457,3 4	423286,6 6	P54	60
-	-	-	-	-	55	407445,2 2	423280,3 7	P55	48
TOTAL									3960

TABELA 4 – Coordenadas calculadas para a alocação dos eletrocentros da UFV Oiapoque - Caso 1: 2 Eletrocentros; Caso 2: 1 único Eletrocentro.

Caso 1: 2 Eletrocentros				Caso 2: Eletrocentro Único	
Eletrocentro 1		Eletrocentro 2		Eletrocentro 1	
X1	407170,0885 m	X2	407449,8813 m	X1	407335,4206 m
Y1	423449,3181 m	Y2	423367,2770 m	Y1	423400,8393 m

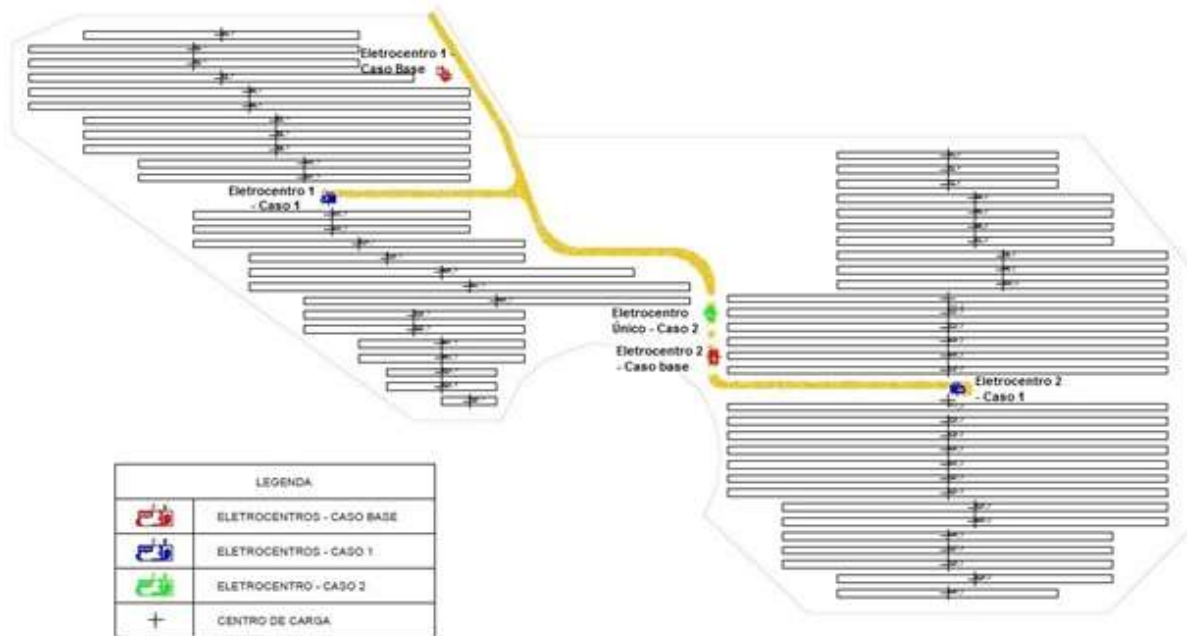


FIGURA 2 – Alocação dos Eletrocentros da UFV Oiapoque: Caso Base, Caso 1, Caso 2.

5.3 Realocação dos inversores strings e das caixas de junção CA

A realocação dos inversores é ilustrada a partir da Figura 3, que ilustra cinco arranjos de mesas de painéis fotovoltaicos, onde cada arranjo possui um inversor conectado ao conjunto de painéis. Tomando as coordenadas geográficas e as potências unitárias das mesas que se conectam a determinado inversor e que compõe um arranjo, aplicou-se as equações 1 e 2 para o cálculo do baricentro do arranjo e assim a obtenção da nova posição do inversor. Na Figura 3, a posição do Caso Base é ilustrada pela legenda em vermelho, estando todos os inversores posicionados próximos um dos outros e na extremidade do arranjo. O resultado da realocação, ilustrado em azul na Figura 3, mostra os inversores localizados no centro elétrico de cada arranjo, acarretando em reduções no comprimento dos cabos CC e nas perdas elétricas nos mesmos.

Na Figura 3 também é ilustrada a realocação da caixa de junção ACBP 1.1, que recebe os condutores CA dos inversores INV 1.1.1 até INV 1.1.5. A aplicação do método do centro elétrico considera as localizações geográficas e as potências unitárias dos inversores INV 1.1.1 até INV 1.1.5, que se conectam a caixa de junção ACBP 1.1. Analisando a figura, verifica-se que na condição de realocação, o comprimento dos cabos que conectam os inversores as caixas de junção se elevaram, contudo, os comprimentos dos cabos de maior bitola, que conectam as caixas de junção aos eletrocentros, se reduziram em relação ao Caso Base. As novas localizações indicadas para a alocação dos inversores e caixas de junção (ACBP) são utilizadas nos Casos 1 e 2 para a obtenção dos comprimentos dos cabos condutores CA e CC e as perdas nos mesmos.

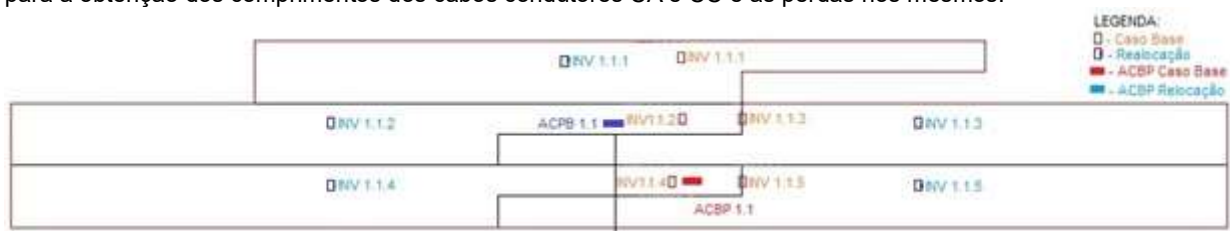


FIGURA 3 – Exemplo da realocação dos inversores e das caixas de junção CA em relação ao Caso Base, utilizando o método do centro elétrico.

5.4 Análise Comparativa entre o Caso Base, Caso 1 e Caso 2

De acordo com as disposições dos equipamentos obtidas para os Casos Base, 1 e 2, efetuou-se o processo de cálculo das perdas elétricas e a determinação da produção final de energia elétrica, através do software PVSyst.

5.4.1 Determinação da Produção de Energia e Perdas Elétricas

Considerando a potência nominal da UFV, a Tabela 5 mostra o comparativo das perdas elétricas para os 3 (três) Casos. Evidencia-se a melhora do rendimento da UFV Oiapoque para os Casos 1 e 2 devido à aplicação do método do "centro elétrico" para os inversores, com uma diminuição de 0,44% para 0,26% de perdas ôhmicas nos circuitos CC. Para as perdas CA, no Caso 1 houve uma diminuição de 1,68% para 1,42%, totalizando uma redução global de 0,44% em relação ao Caso Base. Já para o Caso 2, apesar da diminuição das perdas ôhmicas em CC, as perdas nos circuitos CA sofreram uma elevação, passando de 1,68% para 2,29%, com um aumento de 0,43% em relação ao Caso Base e de 0,87%, em relação ao Caso 1. Apesar do Caso 2 ter sido o pior cenário em relação às perdas ôhmicas, o mesmo não pode ser descartado de imediato, pois considera a instalação de um único eletrocentro, o que pode resultar na redução do CAPEX de equipamentos do eletrocentro.

TABELA 5 – Comparativo das perdas ôhmicas (%): Casos Base, 1 e 2.

CASO BASE		CASO 1		CASO 2	
PERDAS TOTAIS CC [%]	0,44	PERDAS TOTAIS CC [%]	0,26	PERDAS TOTAIS CC [%]	0,26
PERDAS TOTAIS CA [%]	1,68	PERDAS TOTAIS CA [%]	1,42	PERDAS TOTAIS CA [%]	2,29
PERDAS TOTAIS [kW]	83,6	PERDAS TOTAIS [kW]	66,3	PERDAS TOTAIS [kW]	100,8
PERDAS TOTAIS [%]	2,11	PERDAS TOTAIS [%]	1,67	PERDAS TOTAIS [%]	2,54

Os valores calculados para as perdas elétricas foram utilizados como dados de entrada para o Software PVSyst. A Tabela 6 mostra o comparativo de produção de energia pela UFV Oiapoque no horizonte de 20 anos, para os Casos 1 e 2 em relação ao Caso Base. Os resultados obtidos nos cálculos das perdas ôhmicas se refletiram nas estimativas de produção de energia. Um ponto importante a ser observado é que a energia estimada total para o Caso 2 não sofreu uma queda expressiva em relação ao Caso Base, mesmo com as maiores perdas.

TABELA 6 – Comparativo da produção de energia no horizonte de 20 anos: Casos Base, 1 e 2.

TOTAL EM 20 ANOS	CASO BASE	CASO 1	CASO 2
	PRODUÇÃO DE ENERGIA (MWh)	(MWh)	(MWh)
	113.375,00	113.661,00	113.141,00

5.4.2 Análise Financeira Decorrente da Nova Alocação dos Eletrocentros

Para a definição de qual é o caso mais atrativo financeiramente, foram analisadas a produção de energia ao longo dos 20 anos de contrato (Tabela 6), as perdas elétricas e os CAPEX Elétricos, caracterizados pelos respectivos custos dos equipamentos, instalações e comissionamentos para a montagem dos eletrocentros nos Casos Base, 1 e 2. A Tabela 7 apresenta um levantamento do CAPEX Elétrico com os custos necessários para a instalação dos eletrocentros nos três Casos. Foi aplicada na análise financeira o Valor Presente Líquido (VPL), com taxa mínima de atratividade (taxa de desconto) de 10%, desconsiderando a inflação e substituição de equipamentos.

TABELA 7 – Comparativo do CAPEX Elétrico: Casos Base, 1 e 2.

CAPEX Elétrico (equipamentos, comissionamento, O&M e instalação)	
CASO BASE	R\$ 1.736.729,04
CASO 1	R\$ 1.673.072,82
CASO 2	R\$ 1.753.383,42

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

Como já citado, o CAPEX total de implementação da UFV Oiapoque foi de R\$ 20.000.000,00 (investimento para o Caso Base), com custo do MWh de R\$ 975,00. A receita por MWh produzido pela geração de energia elétrica pode ser calculada através da expressão: $RECEITA (R\$) = Produção de Energia (MWh) * R\$ 975,00$; sendo os seus resultados empregados para o cálculo do VPL no horizonte de 20 anos. A Tabela 8 sumariza os resultados da análise financeira para os Caso Base, 1 e 2. No cálculo do VPL para o Caso 1 foi utilizado como valor inicial do investimento (CAPEX total), o custo global de implementação do Caso Base menos à variação entre seus respectivos CAPEX Elétrico. Já no cálculo do VPL para o Caso 2 foi utilizado como valor inicial do CAPEX total, o custo global de implementação do Caso Base mais a variação entre seus respectivos CAPEX Elétrico.

TABELA 8 – Cálculo do VPL dos Casos Base, 1 e 2.

VPL – CAPEX de R\$ 20.000.000,00 e 20 anos de receita		
VPL CASO BASE	VPL CASO 1	VPL CASO 2
R\$ 25.114.324,50	R\$ 25.281.412,30	R\$ 25.007.837,36

A análise financeira aponta que, apesar de todos os casos serem viáveis economicamente, o Caso 1 se destacou como o cenário mais interessante (VPL mais positivo) do ponto de vista da relação custo-benefício, ao passo que o Caso 2 se mostra menos eficiente (VPL menos positivo) devido ao maior custo de implementação e menor produção de energia elétrica se comparado ao Caso Base e ao Caso 1.

6.0 - CONCLUSÃO

O estudo comparativo entre os três casos de alocação dos eletrocentros na UFV Oiapoque revela a importância de uma análise mais criteriosa por parte do engenheiro projetista, dos possíveis locais de instalação dos principais equipamentos das usinas geradoras de energia elétrica. Ao aplicar o método do centro elétrico na realocação dos eletrocentros e inversores da UFV Oiapoque, verificou-se o Caso 1 como o mais vantajoso, com um aumento de R\$ 167.087,80 no VPL em relação ao Caso Base, equivalente a uma redução de 0,83% no CAPEX total, aliado ao aumento de 0,25% na capacidade de produção, dada pela redução das perdas ôhmicas nos condutores CC e CA.

O método do centro elétrico mostra-se de fácil implementação e interpretação dos seus resultados pelos projetistas de usinas solares fotovoltaicas, atuando como uma técnica viável para a avaliação de diferentes esquemas de alocação de eletrocentros na área da UFV, e na alocação de inversores e caixas de junção. Os resultados na usina avaliada demonstraram a sua aplicabilidade, propiciando reduções nos comprimentos dos cabos condutores e nas perdas ôhmicas nos circuitos CC e CA, elevando a sua taxa de produção e a taxa de retorno do investimento.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CRAWFORD, D. M., HOLT, S. B., "A mathematical optimization technique for locating and sizing distribution substations and deriving their optimal service areas", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 94, pp. 230-235, 1975.
- [2] TAHRI, M., HAKDAOUI M., MAANAN, M., "The evaluation of solar farm locations applying Geographic Information System and Multi-Criteria Decision-Making methods: Case study in southern Morocco," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 1353-1362, 2015.
- [3] YUNNA, W.; GENG, S., "Multi-criteria decision making on selection of solar-wind hybrid power station location: A case of China", *Energy Convers. Manag.*, 81, pp. 527–533, 2014.
- [4] MAMEDE FILHO, J. Instalações elétricas industriais, LTC, 7° ed., Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [5] MEYER, D.; "Determining the Ability of Distributed Generation to Relieve Stress Placed on the Grid by Electric Vehicle Charging", Thesis, Ohio State University, USA, 2016.
- [6] ABNT NBR 5410. Instalações elétricas de baixa tensão. 2ª edição, Setembro, 2004.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

3877
GES/25

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

[7] ABNT NBR 14.039. Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. 2ª edição, Maio, 2005.

[8] GURUPIRA, T., RIX, A. J., "PV Simulation Software Comparisons: PVSYS, NREL SAM AND PVLIB", SAUPEC 2017", Stellenbosch, South Africa, 2017.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Thales Terrola e Lopes possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica, pela UFSJ (2001), UFJF (2003) e pela COPPE/UFRJ (2008), respectivamente. Atualmente, trabalha como Professor Adjunto na Universidade Federal Fluminense (UFF) e como Engenheiro Eletricista na Eletrobras. Suas pesquisas estão relacionadas ao desenvolvimento de modelos de estimadores de estado, aplicação de técnicas inteligentes e modelos de otimização e análise das condições de estabilidade do sistema elétrico.



Lucas da Silva Faria possui graduação em Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas de Potência, pela UFF (2018). Atualmente, trabalha como Analista de Projetos na Voltalia Energia do Brasil. Suas atividades estão relacionadas ao desenvolvimento de projetos de usinas solares fotovoltaicas centralizadas e distribuídas.