

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

Alocação Ótima Simultânea de Geradores Fotovoltaicos
e de Sistemas de Armazenamento de Energia em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Igor Soares dos Santos

São Luís - MA

2018

Igor Soares dos Santos

**Alocação Ótima Simultânea de Geradores Fotovoltaicos
e de Sistemas de Armazenamento de Energia em
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Coorientador: Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira

São Luís - MA

2018

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Santos, Igor Soares dos.

Alocação ótima simultânea de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de distribuição de energia / Igor Soares dos Santos. - 2018. 128 f.

Coorientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

1. Estratégias evolutivas. 2. Geração distribuída. 3. Sistemas elétricos de potência. I. Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. II. Oliveira, Denisson Queiroz. III. Título.

Alocação Ótima Simultânea de Geradores Fotovoltaicos e de
Sistemas de Armazenamento de Energia em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica

Igor Soares dos Santos

Dissertação aprovada em 23 de fevereiro de 2018

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Bartolomeu Ferreira dos Santos Junior, UFPI
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Agradecimentos

Agradeço a Deus por permitir que tudo seja possível.

Aos meus pais, Arias e Marcelina, por toda dedicação e amor incondicional.

A minha esposa, Emmanuela, e a minha filha, Lívia, pelo companheirismo e amor.

Ao meu irmão, Moreira, por sempre estar do meu lado e a toda minha família.

Ao professor Osvaldo, meu orientador, pelo suporte e por sempre incentivar e acreditar neste trabalho.

Aos amigos e professores da graduação, da pós-graduação, do GSP e do IEE pela amizade.

Aos amigos da CEMAR pelo apoio durante essa jornada.

E a todos aqueles que não foram diretamente citados aqui, meu muito obrigado. Sou eternamente grato por tudo.

Resumo

Neste trabalho é formulado e resolvido o problema da alocação de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia simultaneamente em sistema de distribuição de energia elétrica, observando a minimização de perdas ativas na rede, enquanto restrições operacionais do sistema elétrico são satisfeitas. Para considerar adequadamente a característica de desequilíbrio das redes de distribuição, uma abordagem trifásica do alimentador é considerada utilizando o software OpenDSS. A resolução do problema é feita utilizando o algoritmo estocástico de busca Estratégia Evolutiva para otimização da função objetivo proposta. Para este propósito, implementou-se a técnica das Estratégias Evolutivas com adaptação da matriz de covariâncias da população, que visa melhorar a probabilidade de que bons indivíduos voltem a acontecer ao longo do processo evolutivo. Para ilustrar a metodologia, utilizou-se o sistema de distribuição teste IEEE-13 em três casos testes distintos. Os resultados obtidos ilustram adequadamente a formulação proposta e sua utilidade prática. A formulação resolvida através do algoritmo evolutivo apresenta bons resultados na redução de perdas técnicas do sistema, enquanto aloca simultaneamente os geradores fotovoltaicos e os sistemas de armazenamento no sistema elétrico de distribuição.

Palavras-chave: Estratégias evolutivas; Geração distribuída; Geradores fotovoltaicos; Sistemas de armazenamento de energia; Sistemas elétricos de potência.

Abstract

In this work, the problem of the allocation of photovoltaic generators and energy storage systems simultaneously in an electric power distribution system is formulated and solved, observing the minimization of active losses in the network, while operational network restrictions are satisfied. To properly consider the imbalance characteristic of distribution networks, a three-phase approach to the feeder and its components is considered using OpenDSS software. The solution of the problem is done using the stochastic search algorithm Evolution Strategy to optimize the proposed objective function. For this purpose, the Evolution Strategy technique with adaptation of covariance matrix of the population was implemented, which aims to improve the probability that good individuals will happen again throughout the evolutionary process. To illustrate the methodology, the IEEE-13 test distribution system was used in three different test cases. The results obtained adequately illustrate the proposed formulation and its practical utility. The solution solved through the evolutionary algorithm presents good results in the reduction of technical losses of the system, while simultaneously allocating photovoltaic generators and storage systems in the electric distribution system.

Keywords: Evolution strategy; Distributed generation; Photovoltaic generators; Energy storage systems; Electric power systems.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Consumo mundial de energia	14
Figura 2 – Concentração de CO ₂ na atmosfera	15
Figura 3 – Capacidade instalada de geração fotovoltaica	15
Figura 4 – Irradiação média e desvio padrão anual no Brasil	21
Figura 5 – Conversão da irradiação solar em eletricidade	22
Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	23
Figura 7 – Curva característica tensão-corrente à temperatura constante	24
Figura 8 – Curva característica tensão-potência à irradiação constante	25
Figura 9 – Gráfico de Ragone	26
Figura 10 – Bateria de fluxo por oxiredução de vanádio	27
Figura 11 – Esquemas elétrico do SAE	28
Figura 12 – Tensão na carga e corrente na linha em função da corrente da subestação	30
Figura 13 – Duas curva de perdas: aproximada e calculada	33
Figura 14 – GD atuando na redução do tempo de interrupção	34
Figura 15 – Barreiras para implantação dos SAEs	35
Figura 16 – Energia armazenada e gerada dos sistemas de armazenamento	35
Figura 17 – Comparação entre a metodologia de coordenação	36
Figura 18 – Estrutura do OpenDSS	39
Figura 19 – Sistema elétrico de potência	40
Figura 20 – Carga ligada em estrela	40
Figura 21 – Linha a 4 fios	41
Figura 22 – Sistema com 4 barras, três elementos de rede	42
Figura 23 – Admitância shunt e fonte de corrente de compensação	44
Figura 24 – Ciclo iterativo do fluxo de potência	45
Figura 25 – Modelo de sistema de geração fotovoltaica	46
Figura 26 – Modelo do sistema de armazenamento de energia	47
Figura 27 – Algoritmo evolutivo	51
Figura 28 – Exemplo de distribuição normal	54

Figura 29 – Algoritmo para estratégia evolutiva multi-indivíduos	58
Figura 30 – Evolução da população no CMA-ES	59
Figura 31 – Regiões equiprováveis de descendentes	62
Figura 32 – Amostra, estimação e nova distribuição	64
Figura 33 – Construindo uma distribuição de probabilidades	66
Figura 34 – Dois caminhos evolutivos idealizados.	67
Figura 35 – Três caminhos evolutivos idealizados.	69
Figura 36 – Algoritmo para o CMA-ES	70
Figura 37 – Fluxograma da simulação	81
Figura 38 – Sistema teste IEEE 13 barras	83
Figura 39 – Irradiação solar média mensal ao longo do ano	83
Figura 40 – Temperatura média horária	84
Figura 41 – Perfil de consumo médio mensal	84
Figura 42 – Distribuição de cargas no caso IEEE 13 barras	85
Figura 43 – Eficiência e fator de temperatura nos sistemas FV	86
Figura 44 – Curva de despacho dos SAE	86
Figura 45 – Potência na subestação – Caso base	88
Figura 46 – Perfil de tensão no alimentador – Caso base	90
Figura 47 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV	91
Figura 48 – Distribuição resultante dos sistemas FV no IEEE13 – Caso FV	91
Figura 49 – Potência na subestação – Caso FV	92
Figura 50 – Redução de perdas ativas em relação ao caso base – Caso FV	94
Figura 51 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV	94
Figura 52 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV-SAE 1	96
Figura 53 – Capacidade energética horária dos SAE – Caso FV-SAE 1	96
Figura 54 – Distribuição de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1	97
Figura 55 – Potência fornecida pela Subestação – Caso FV-SAE 1	97
Figura 56 – Redução de perdas em relação ao caso base – Caso FV-SAE 1	99
Figura 57 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV-SAE 1	99
Figura 58 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV-SAE 2	102
Figura 59 – Capacidade energética horária dos SAE – Caso FV-SAE 2	102
Figura 60 – Distribuição de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2	103
Figura 61 – Potência fornecida pela Subestação – Caso FV-SAE 2	103
Figura 62 – Redução de perdas em relação ao caso base – Caso FV-SAE 2	104
Figura 63 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV-SAE 2	104
Figura 64 – Comportamento do algoritmo evolutivo – Caso FV	111
Figura 65 – Comportamento do algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 1	113
Figura 66 – Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 2	115

Lista de tabelas

Tabela 1 – Matriz Y do elemento A	42
Tabela 2 – Matriz Y do elemento B	42
Tabela 3 – Matriz Y do elemento C	43
Tabela 4 – Matriz Y completa do sistema	43
Tabela 5 – Parâmetros de seleção de recombinação	80
Tabela 6 – Variância efetiva de seleção	80
Tabela 7 – Parâmetros de controle do tamanho o passo	80
Tabela 8 – Parâmetros de taxa na adaptação da matriz de covariâncias	80
Tabela 9 – Classe de consumo das carga	85
Tabela 10 – Resultado de consumo e perdas ativas – Caso base	89
Tabela 11 – Geração da SE e consumo – Caso base	89
Tabela 12 – Potência nominal dos sistemas FV – Caso FV	90
Tabela 13 – Resultado de consumo e perdas – Caso FV	93
Tabela 14 – Geração da SE e consumo – Caso FV	93
Tabela 15 – Valores nominais dos sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1	95
Tabela 16 – Resultados de consumo e perdas – Caso FV-SAE 1	98
Tabela 17 – Geração da SE e consumo – Caso FV-SAE 1	98
Tabela 18 – Resultado dos Sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2	101
Tabela 19 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV	109
Tabela 20 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV e SAE 1	112
Tabela 21 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV e SAE 2	114
Tabela 22 – Dados do segmento de linha	116
Tabela 23 – Configuração dos segmentos de linha	117
Tabela 24 – Dados dos transformadores	117
Tabela 25 – Informação sobre os reguladores de tensão	117
Tabela 26 – Potência nominal dos bancos de capacitores	117
Tabela 27 – Potência nominal das cargas	118

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Contexto	13
1.2	Justificativa	18
1.3	Objetivos	19
1.3.1	Objetivo geral	19
1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	Organização do trabalho	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1	Sistemas fotovoltaicos	20
2.1.1	A irradiação solar	20
2.1.2	Geração fotovoltaica	21
2.2	Sistemas de armazenamento de energia	25
2.2.1	Parâmetros de funcionamento	28
2.3	A alocação de geradores FV e SAE	30
2.4	Comentários do capítulo	36
3	MODELAGEM DA REDE	37
3.1	Introdução	37
3.2	Fluxo de potência com o OpenDSS	38
3.2.1	Construção da matriz de admitâncias	39
3.2.2	Algoritmo do fluxo de potência	43
3.3	Modelo dos sistemas fotovoltaico	46
3.4	Sistema de armazenamento de energia	47
3.5	Comentários do capítulo	49
4	ESTRATÉGIAS EVOLUTIVAS	50
4.1	Contexto	50
4.2	Estratégias evolutivas	52
4.2.1	Estratégias evolutivas com população unitária	52
4.2.2	Estratégias evolutivas multi-indivíduos	55
4.2.3	Algoritmo para EEs	57

4.3	EE com adaptação da matriz de covariâncias	58
4.3.1	A população (mutação)	59
4.3.2	Seleção e recombinação	62
4.3.3	Adaptação da matriz de covariâncias	63
4.3.3.1	Atualização de posto matricial μ	63
4.3.3.2	Atualização de posto matricial unitário	64
4.3.3.2.1	A não aleatoriedade com uso da matriz de covariâncias	65
4.3.3.2.2	Acumulação	66
4.3.3.3	Atualização da matriz de covariâncias	67
4.3.4	Controle do σ global	68
4.4	Comentários do capítulo	70
5	ABORDAGEM PROPOSTA	71
5.1	Formulação da função objetivo	71
5.1.1	Parcela A_F - Minimização das perdas	72
5.1.2	Parcela B_F - Potência dos sistemas FV	73
5.1.3	Parcela C_F - Capacidade dos SAE	75
5.1.4	Parcela D_F - Nível de tensão	76
5.2	Variáveis de controle	77
5.2.1	População do algoritmo evolutivo	78
5.2.2	Restrição nas variáveis de controle	79
5.3	Parâmetros do CMA-ES	79
5.4	Fluxograma	80
5.5	Comentários do capítulo	81
6	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	82
6.1	Estudo de caso - IEEE 13 Barras	82
6.2	Resultados	88
6.2.1	Caso base	88
6.2.2	Minimização de perdas sem limites para inserção de sistemas FV – Caso FV	90
6.2.3	Minimização de perdas sem limites para inserção de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1	94
6.2.4	Minimização de perdas com limites para inserção de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2	100
6.2.4.1	Cálculo do $P_{FV,TOTAL}$ e $C_{SAE,TOTAL}$	100
6.2.4.2	Resultado da otimização	101
6.3	Comentários do capítulo	104
7	CONCLUSÃO	106
7.1	Conclusões	106

7.2	Contribuições	107
7.3	Recomendações para trabalhos futuros	107
7.4	Artigo decorrente desta dissertação	108
A	RESULTADOS DO CMA-ES	109
A.1	Algoritmo evolutivo – Caso FV	109
A.2	Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 1	112
A.3	Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 2	114
B	DADOS DO SISTEMA TESTE	116
B.1	Dados do sistema teste IEEE 13 barras	116
B.1.1	Informações sobre o sistema e cargas	116
B.1.2	Dados de características das linhas	118
C	IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO EVOLUTIVO	120
C.1	Código fonte CMA-ES para MATLAB	120
C.2	Implementação do código em Python	122
	REFERÊNCIAS	123

Introdução

O aumento da geração fotovoltaica é uma realidade que busca mitigar os impactos no meio ambiente devido à crescente demanda por energia em todo planeta. Este capítulo contextualiza a ascensão dessa tecnologia com o problema da alocação e dimensionamento ótimo em redes elétricas. Também são apresentados os objetivos desta dissertação e a organização de seus capítulos.

1.1 Contexto

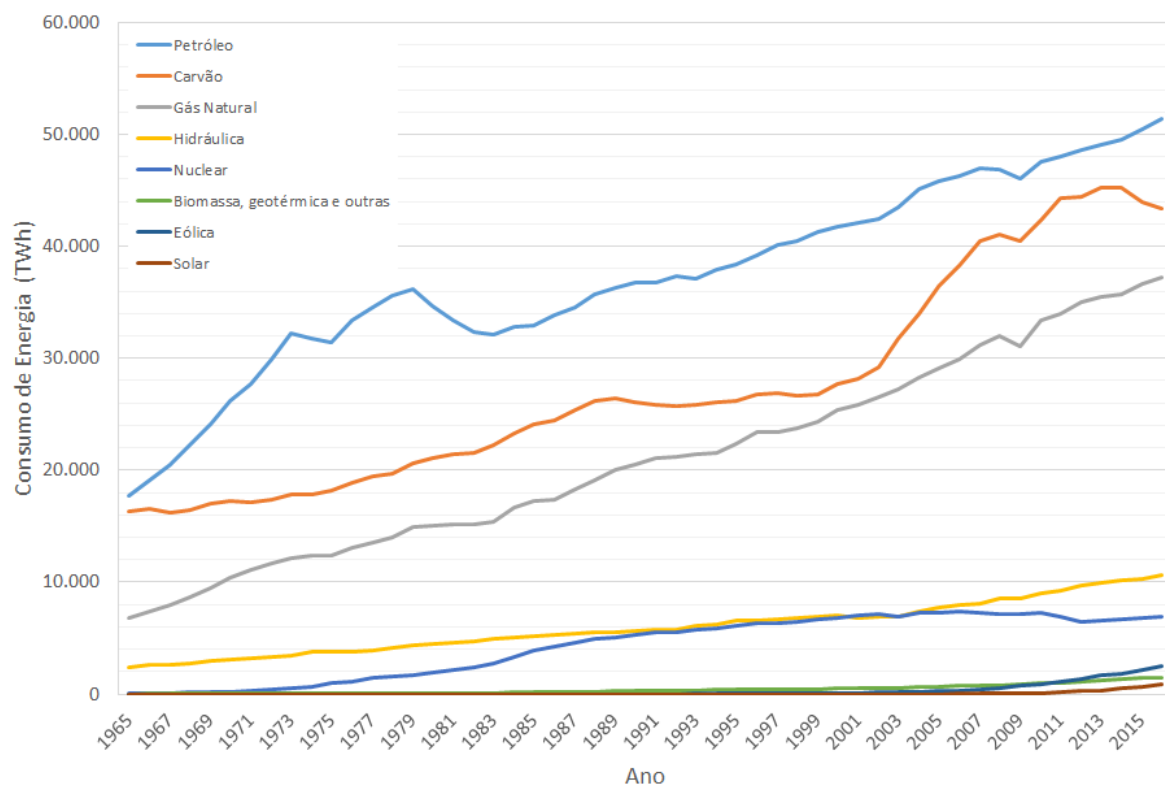
O aumento das necessidades do conforto da vida urbana, de maior mobilidade e do crescimento populacional fazem com que a demanda por energia reaja nas mesmas proporções. Nos últimos 150 anos houve uma forte ascensão do consumo de energia, que cresceu em uma taxa quase exponencial, em um contexto onde se espera a exaustão dos combustíveis convencionais em um horizonte de médio prazo (KRAUTER, 2006).

A Figura 1 mostra a evolução do consumo mundial de energia primária desde o ano de 1965, passando de 43.388 TWh para um patamar de 154.403 TWh (BP, 2017). Observa-se que a maior parcela do consumo primário é atendida por fontes fósseis de energia, tais como, petróleo, carvão e gás natural. Em seguida, têm-se as fontes de energia renovável hidráulica e de energia nuclear. Por último, aparecem o consumo de energias geotérmica, biomassa, eólica e solar.

Essa característica do consumo da energia primária faz com que a emissão de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera terrestre seja cada vez mais elevada, o que favorece o aumento da temperatura, a potencialização do efeito estufa e, conseqüentemente, as mudanças climáticas a nível mundial. Os efeitos da poluição não são percebidos somente nas camadas atmosféricas. Segundo Smets et al. (2016) os oceanos absorvem 30% do CO_2 emitido, o que vem causando sua acidificação ao longo do tempo.

A Figura 2 mostra o crescimento de concentração do dióxido de carbono na atmosfera para os últimos 420.000 anos. A escala temporal "Antes da Era Comum"(AEC)

Figura 1 – Consumo mundial de energia



Adaptada: (BP, 2017)

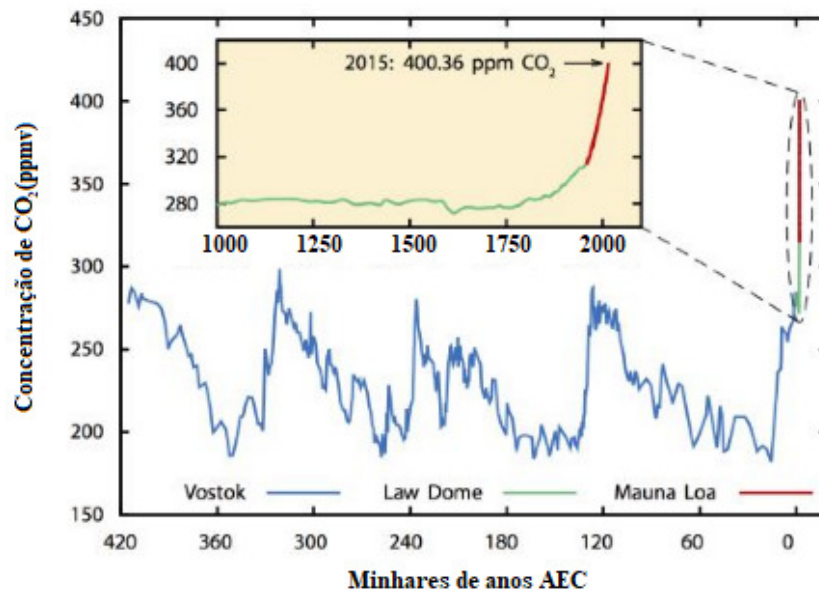
é decrescente e tem início em 2015. Os dados correspondem às concentrações de CO_2 depositadas em camadas de gelo em amostras coletadas nas estações de Vostok e Law Dome, na Antártida e em camadas de rochas em Mauna Loa, no Havaí. No destaque dos últimos 1.000 anos, observa-se que houve um abrupto crescimento na concentração de CO_2 a partir do século XVIII com surgimento da revolução industrial em grande escala.

Na última década, a demanda por utilização de fontes de energia renováveis, tais como, de origem solar fotovoltaica e eólica, tem apresentado um forte crescimento, principalmente quando comparada às fontes de energia derivadas de combustíveis fósseis (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011).

As fontes renováveis de energia surgem como uma ferramenta importante para reduzir as emissões de poluentes e diversificar matriz de disponibilidade energética, reduzindo a dependência dos combustíveis fósseis. Na forma de geração distribuída, elas podem ser instaladas próximas aos grandes centros de consumo, auxiliando significativamente a redução das perdas elétricas e contribuindo no adiamento de investimentos em transmissão de energia elétrica.

Apesar da maioria das fontes de energia renovável serem intermitentes, em comparação as fontes de energia fósseis convencionais, o investimento nestes recursos desempenha um papel estratégico e importante para o futuro, em especial para o cumprimento de

Figura 2 – Concentração de CO₂ na atmosfera

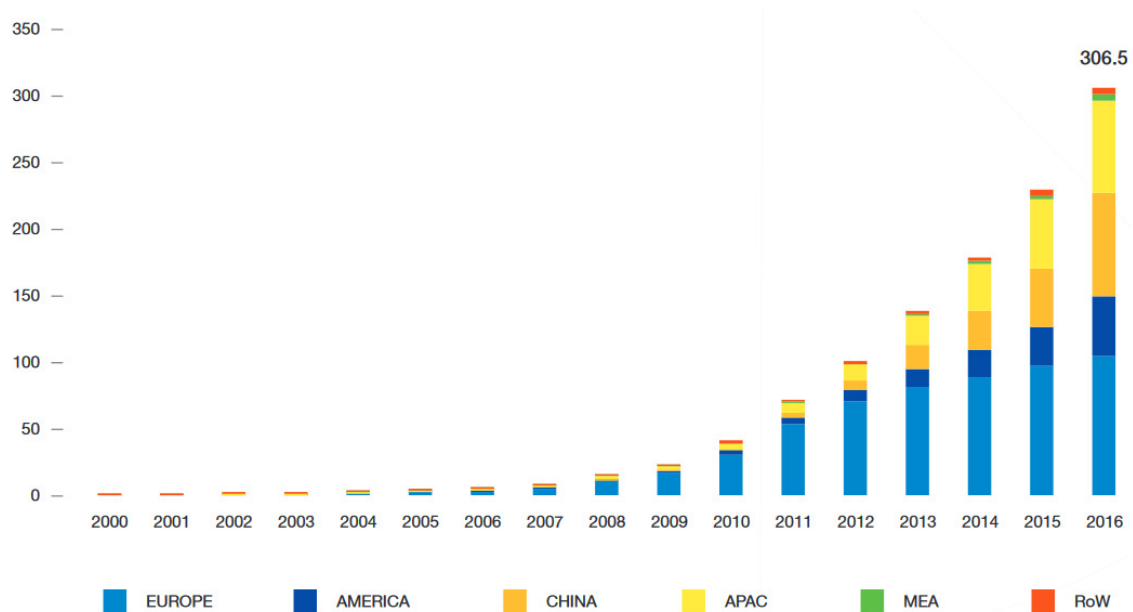


Adaptada: (SMETS et al., 2016)

metas globais cada vez mais rigorosas que visam o controle da emissão de gases poluentes que contribuem com o efeito estufa (LIN et al., 2012).

Dentre as várias fontes de energia renovável, a energia solar fotovoltaica se destaca com um grande potencial para a exploração econômica. A Figura 3 mostra o histórico de crescimento total da capacidade instalada de geração fotovoltaica no planeta em GW entre os anos 2000 e 2016 (SOLARPOWER-EUROPE, 2017).

Figura 3 – Capacidade instalada de geração fotovoltaica



Fonte: (SOLARPOWER-EUROPE, 2017)

Observa-se que a maior parte da capacidade fotovoltaica instalada se concentra no continente europeu, seguidos, na respectiva ordem por países da América, pela China, por países do Oeste Asiático sem a China (APAC¹), países do Oriente Médio e África (MEA²) e restante do mundo (ROW³). Dentro do bloco de países americanos está o Brasil, que em 2016, a micro e mini geração distribuída atingiu 104,1 GWh com uma potência instalada de 72,4 MW, com destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 53,6 GWh e 56,9 MW de geração e potência instalada respectivamente (EPE, 2017).

No Brasil, o consumo de energia solar fotovoltaica ainda tem uma participação pequena na matriz energética brasileira, apesar das inegáveis condições favoráveis do país na disponibilidade de irradiação solar, em especial quando comparado a países com condições ambientais menos favoráveis, como os países europeus. Todavia com a abundância de irradiação solar em grande parte do território e a gradativa diminuição dos custos para instalação de sistemas fotovoltaicos, espera-se uma grande proliferação da geração fotovoltaicas nos próximos anos, concomitantes as adequações da regulação do setor a essa nova realidade.

A instalação de fontes geradoras com injeção de potência fotovoltaica em redes elétricas resulta na redução das perdas ativas e na melhoria dos níveis de tensão da área, principalmente próxima à concentração de carga. No entanto também espera-se situações adversas sobre a regulação dos níveis de tensão, associadas ao aspecto intermitente desta fonte primária e do perfil de consumo das cargas nos locais com penetração de energia fotovoltaica e nas vizinhanças elétricas mais próximas (PAUDYAL; CANIZARES; BHATTACHARYA, 2011). Os principais problemas ocorrem devido à elevação das tensões e flutuação de tensão, em períodos de alta incidência solar simultaneamente com pouca carga ou em períodos com muitas nuvens.

A inserção de geradores fotovoltaicos na rede resultam em impactos que decorrem da natureza intermitente da sua fonte primária agregada a incertezas atribuídas ao perfil energético dos consumidores (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011). No caso de sistemas de distribuição de energia elétrica, essa penetração em grande escala também deve considerar características como desbalanceamento de cargas entre fases, topologia radial com poucas malhas e em grande extensão, deve estes serem aspectos típicos nesses sistemas (FARAG et al., 2011).

O planejamento para otimização da penetração de geradores fotovoltaicos fundamentam-se nas condições climáticas esperadas de temperatura e irradiação solar para o horizonte de planejamento em consideração. Este tem como objetivo maximizar a operação dos sistemas fotovoltaicos, aproximando-os ao máximo de sua capacidade nominal, o que possibilita menor tempo de retorno do investimento.

Essa consideração é importante em situações práticas, para favorecer uma geração

¹ Asia Pacific

² Middle East and Africa

³ Rest of the World

ininterrupta, com menos chaveamentos por cortes na geração, com o objetivo de não extrapolação dos limites operacionais de nível de tensão quando acontecer alta incidência solar. Esse é um automatismo comum em sistemas de geração fotovoltaica, implementado no inversor de potência. O adequado dimensionamento do sistema de geração implica no decréscimo do tempo de retorno do investimento realizado (LIN et al., 2010) (LIN et al., 2012).

Uma maneira de melhorar a forma de utilização das unidades fotovoltaicas é associá-las com uso de sistemas de armazenamento de energia. No caso em questão, seu uso tem efeito de mitigar a intermitência, pois a irradiação solar não é constante no intervalo diurno, podendo ocorrer flutuações por mudanças climáticas rápidas como passagem de nuvens e por variações mais longas, devido às mudanças da estação do ano. O armazenamento de energia visa também o deslocamento da oferta de energia, para que o excesso seja utilizado em outro horário.

As combinações de locais possíveis de unidades fotovoltaicas e sistemas de armazenamento que podem ser inseridas no sistema, assim como a combinação de suas capacidades nominais são muito diversas. Ainda mais quando estas combinações devem estar simultaneamente associadas a melhoria de alguma propriedade do sistema elétrico, como redução de perdas e melhoria de nível de tensão. Visto que é improvável melhorar todos os indicadores técnicos do sistema de distribuição ao mesmo tempo, sem aumentar os custos por investimento, os valores ótimos de alocação e o de dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento na rede de distribuição associados à melhoria de alguma característica do sistema elétrico de potência são tratados como variáveis de um problema de otimização.

Em sistemas de distribuição reais, esse problema pode ter elevada dimensionalidade e sua simulação requerer grande esforço computacional para se encontrar uma solução adequada. A dimensionalidade está ligada a extensão física da rede elétrica, quantidade de fases da rede e recursos financeiros disponíveis para implantação do projeto. O esforço computacional depende dos modelos não lineares para representação da modelagem do sistema elétrico e da técnica de resolução.

Na literatura existem técnicas de otimização para resolução de problemas não lineares. As vertentes baseadas em computação natural tem ganhado bastante destaque nos últimos anos, principalmente pelo aumento da capacidade de processamento dos computadores. Com isso a utilização de técnicas estocásticas para resolução de problemas não lineares de grande complexidade torna-se cada vez mais viável. Neste trabalho é utilizada a Estratégias Evolutivas com adaptação da matriz de covariâncias para resolução do problema de otimização.

1.2 Justificativa

Nesta Dissertação de Mestrado, é formulado e resolvido o problema da alocação ótima da penetração de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia simultaneamente, de forma que as perdas sejam minimizadas com o impacto dessas tecnologias no sistema, enquanto restrições operacionais de rede são satisfeitas. Por alocação ótima, entende-se o melhor arranjo dos valores operacionais distribuídos em conjunto com seus locais de instalação no sistema elétrico, ou seja, é um problema simultâneo de dimensionamento e de alocação das tecnologias de geração e armazenamento.

Para atender adequadamente o desequilíbrio das redes de distribuição, é considerada uma modelagem trifásica desequilibrada, com modelos não lineares. O modelo utilizado busca se assemelhar ao utilizado no mercado de energia, o que torna a metodologia replicável a situações reais da rotina de uma empresa de energia.

Existem várias formulações e objetivos de otimização que já foram objeto de estudo, por exemplo, a análise da penetração fotovoltaica máxima para atender parte da carga de uma rede, oferta limitada de geração fotovoltaica considerando o preço da energia, a utilização das perdas técnicas como critério de maximização da penetração fotovoltaica. Este trabalho baseia-se nessas pesquisas e aborda sobre a perspectiva onde um quantitativo de geração distribuída em escala deve ser implantada considerando os critérios de alocação da geração fotovoltaica e sistema de armazenamento e de restrições operacionais de tensão, através de uma metodologia de caráter prático que adota tecnologias acessíveis.

Na atual conjuntura do Brasil, a pesquisa em questão tem sua relevância no setor elétrico vindo ao encontro com a instalação de novos geradores fotovoltaicos, em grande parte, na região nordeste do país. Para o desenvolvimento desta pesquisa, legislação e política estratégica governamental não são considerados, pois são aspectos que por si só merecem um tratamento e discussão aprofundados separadamente.

A importância desse trabalho está na potencial utilidade como suporte para tomadas de decisão para aqueles envolvidos na operação e planejamento do sistema elétrico em estudo. Do ponto de vista da concessionária que administra e mantém o sistema, os resultados dessa pesquisa servem como bons indicativos sobre pontos operacionais importantes para aplicação de tecnologias de geração distribuída. Também responde qual o comportamento esperado das perdas e das tensão com a presença de fotovoltaicos e sistemas de armazenamento, auxiliando na operação.

No contexto das redes inteligentes, o trabalho destaca a importância de uma metodologia que considera várias fontes de geração intermitente e que operam simultaneamente na rede de distribuição, sendo esta desequilibrada e mais sujeitas a desbalanceamento de tensão.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem o objetivo de desenvolver e implementar uma metodologia que visa otimizar a localização e dimensionamento de unidades fotovoltaicas e de sistema de armazenamento de energia em redes de distribuição de energia elétrica considerando restrições operacionais. Utiliza-se uma metodologia que faz aplicação de ferramentas computacionais atuais e de baixo custo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Modelar a geração distribuída nas redes de distribuição, considerando a fonte de energia solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento de energia;
- Analisar o impacto da injeção de potência baseada na incidência solar nos níveis de tensão da rede;
- Analisar o impacto da penetração fotovoltaica com a utilização de tecnologia de armazenamento de energia;
- Desenvolver uma formulação que otimize a localização da penetração de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento, visando redução das perdas do sistema;
- Implementar um algoritmo de busca estocásticos para os fins da otimização.

1.4 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado conforme segue: no Capítulo 2, é apresentado o problema da alocação das unidades fotovoltaicas e de sistemas de armazenamento de energia na rede elétrica e a abordagem proposta nesta dissertação; no Capítulo 3, a abordagem da modelagem do sistema elétrico, além da metodologia para o fluxo de potência trifásico; no Capítulo 4, a definição das Estratégias Evolutivas como uma técnica de otimização estocástica utilizada; no Capítulo 5, a delimitação da formulação da abordagem proposta para a otimização com a formulação trifásica da rede; no Capítulo 6, a metodologia proposta é validada através de estudos de caso; e finalmente, no Capítulo 7 são apresentados os comentários e as conclusões alcançadas.

Revisão bibliográfica

A alocação ótima da geração fotovoltaica tem grande relevância nos estudos de planejamento e sobre os impactos da energia fotovoltaica na rede elétrica. O problema torna-se ainda mais complexo quando é considerada a tecnologia de armazenamento de energia em conjunto. Neste capítulo, o problema da alocação de geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia é contextualizado, seguida por uma revisão bibliográfica do tema.

2.1 Sistemas fotovoltaicos

O contínuo aumento da demanda energética, aliado ao envelhecimento da infraestrutura da rede elétrica requer também investimentos na sua manutenção e expansão. Estes devem permitir que o sistema aumente ou mantenha sua qualidade e confiabilidade no atendimento dos consumidores, a medida em que a demanda fica maior. Uma abordagem viável que contorna os altos custos envolvidos na construção de usinas centralizadas e longas linhas de transmissão, além da própria atualização da rede de distribuição, é o uso de geradores distribuídos (MUKERJI, 2011).

A geração distribuída (GD) possui diversas definições, em geral entende-se por unidades de geração que utilizam fonte renovável ou cogeração, sem despacho centralizado e próximos aos centros de carga, conectados diretamente ao sistema elétrico de distribuição e próximos aos consumidores (BRAUN-GRABOLLE, 2010). Dentre os sistemas de geração distribuída de fonte renovável existentes, destacam-se as fontes solares fotovoltaicas (FV) em um cenário de franca expansão por todo o mundo nos últimos anos.

2.1.1 A irradiação solar

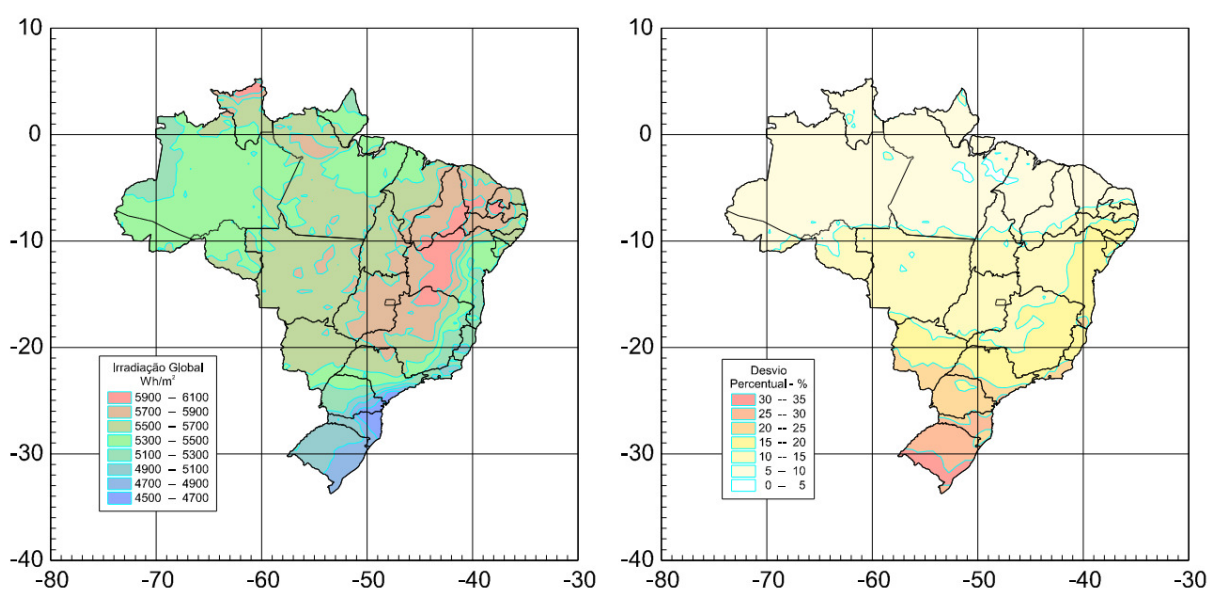
A energia primária para o funcionamento dos painéis geradores fotovoltaicos é a radiação solar, compreendida pela energia que se propaga em ondas eletromagnéticas ou fótons originados no sol. A quantidade de energia incidente em determinado intervalo de

tempo denomina-se irradiação solar.

A irradiação solar é o principal parâmetro de cálculo para a produção de energia em um sistema elétrico fotovoltaico, pois esta consegue estimar qual a quantidade que pode se transformar em eletricidade para atendimento de um consumidor.

Em termos de irradiação solar global, a média anual do Brasil pode ser vista na Figura 4. Observa-se que o país possui considerável nível de irradiação solar na maior parte do seu território, com um desvio padrão percentual anual máximo de 20%. Considerando apenas essa característica natural, o território brasileiro é propício à instalação de geração fotovoltaica.

Figura 4 – Irradiação média e desvio padrão anual no Brasil



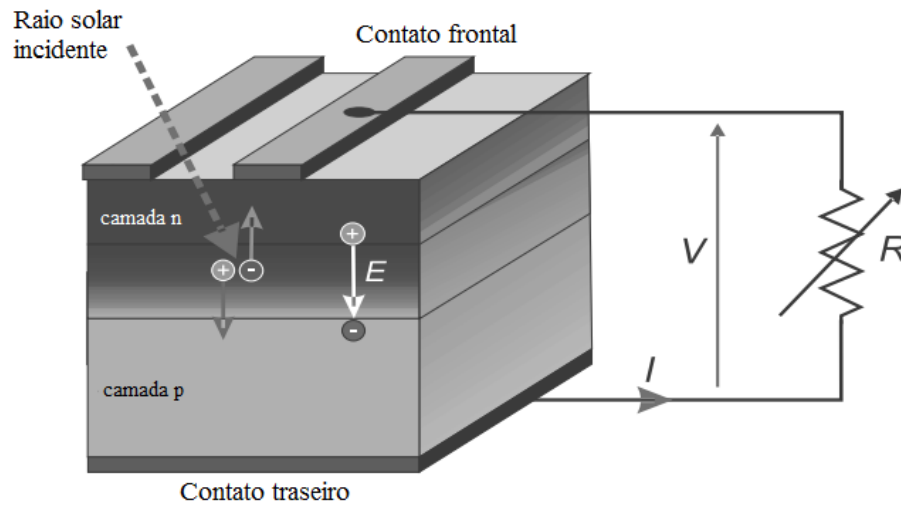
Adaptada: (COLLE; PEREIRA, 1998)

O Brasil possui grande potencial para a energia fotovoltaica, pois em seu território há uma favorável distribuição da incidência de irradiação solar, sendo que a maior parte desta distribuição sofre pouco desvio percentual ao longo do ano, principalmente nas regiões mais próximas a linha do Equador (COLLE; PEREIRA, 1998), como pode ser visto na Figura 4.

2.1.2 Geração fotovoltaica

Um sistema fotovoltaico é um conjunto de dispositivos que usa o efeito fotovoltaico para converter diretamente a irradiação solar em eletricidade. É formado por um conjunto de módulos, que por sua vez são formados por um agrupamento de células fotovoltaicas ligadas em arranjos, em série e em paralelo. O princípio básico do efeito fotoelétrico pode ser resumido na célula fotovoltaica mostrada na Figura 5.

Figura 5 – Conversão da irradiação solar em eletricidade



Adaptada: (KRAUTER, 2006)

O conjunto das células solares formam os módulos, que por sua vez formam os painéis fotovoltaicos. Vários painéis são conectados em arranjos série-paralelo, para se estabelecer os respectivos valores de tensão e a corrente de projeto.

A irradiação solar que chega à célula fotovoltaica atinge o material semiconductor e se houver fótons com energia suficiente, os elétrons do material dopado positivamente (camada p) terão energia necessária para se deslocar para o material dopado negativamente (camada n), gerando uma pequena diferença de potencial entre os dois lados da célula, em células de silício essa diferença de potencial estabelece-se em torno de 0,7 V. Quando uma carga resistiva R é conectada entre os terminais da célula FV, uma corrente elétrica consegue fluir.

Na Figura 6 tem-se o circuito elétrico equivalente da transformação fotoelétrica mostrada na Figura 5. O diagrama elétrico equivalente representa, do ponto de vista elétrico, as correntes e tensões presentes na célula solar ideal no momento da produção e consumo de eletricidade.

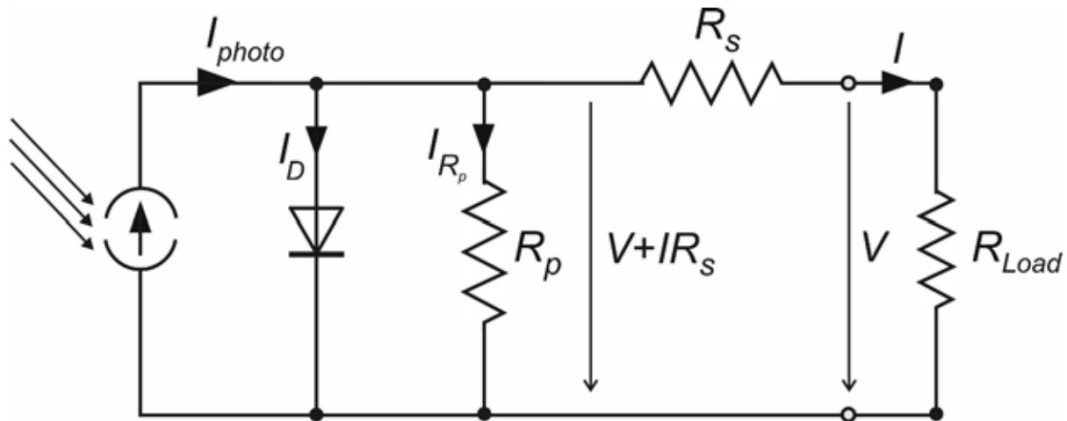
Segundo Krauter (2006) e Smets et al. (2016), a corrente de saída da célula fotovoltaica I é definida pela Equação 2.1 e pode ser decomposta em três parcelas: a primeira é a quantidade total de corrente gerada pela célula nas condições atuais de irradiação e temperatura, antes das perdas; a segunda parcela é a equação do diodo de Shockley; e a terceira é a parcela que flui através do resistor em paralelo R_p .

$$I = I_{photo} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_S)}{kT}} - 1 \right) - I_{R_p} \quad (2.1)$$

Onde,

- I_{photo} é a corrente total gerada pela célula solar (A);

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: (KRAUTER, 2006)

- I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);
- q é a carga elementar $1,602 \cdot 10^{-19}$ (As);
- R_S é a resistência em série (Ω);
- k é a constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K);
- T é temperatura em escala Kelvin (K);
- I_{R_p} é a corrente do resistor shunt (Ω).

A resistência em paralelo R_p é definida pela Equação 2.2 e está associada ao material elétrico da célula fotovoltaica, células FV com altos valores de R_p são mais adequadas para baixos níveis de irradiação solar, quando comparadas aquelas com baixos valores de R_p . Para uma célula FV feita de silício, os valores da resistência R_p variam de 350Ω para 70Ω , quando o nível de irradiação solar varia de 0 para 1.000 W/m^2 (KRAUTER, 2006).

$$R_p = R_{p,escuro} \cdot e^{-\alpha G} \quad (2.2)$$

Onde,

- $R_{p,escuro}$ é o valor nominal da resistência (Ω);
- α é o coeficiente de dependência à irradiação solar (m^2/W);
- G é a irradiação solar (W/m^2).

A característica de tensão e corrente de saída do painel fotovoltaico é descrita pela Equação 2.3. Nesta relação, a corrente de saída do painel FV depende do somatório dos

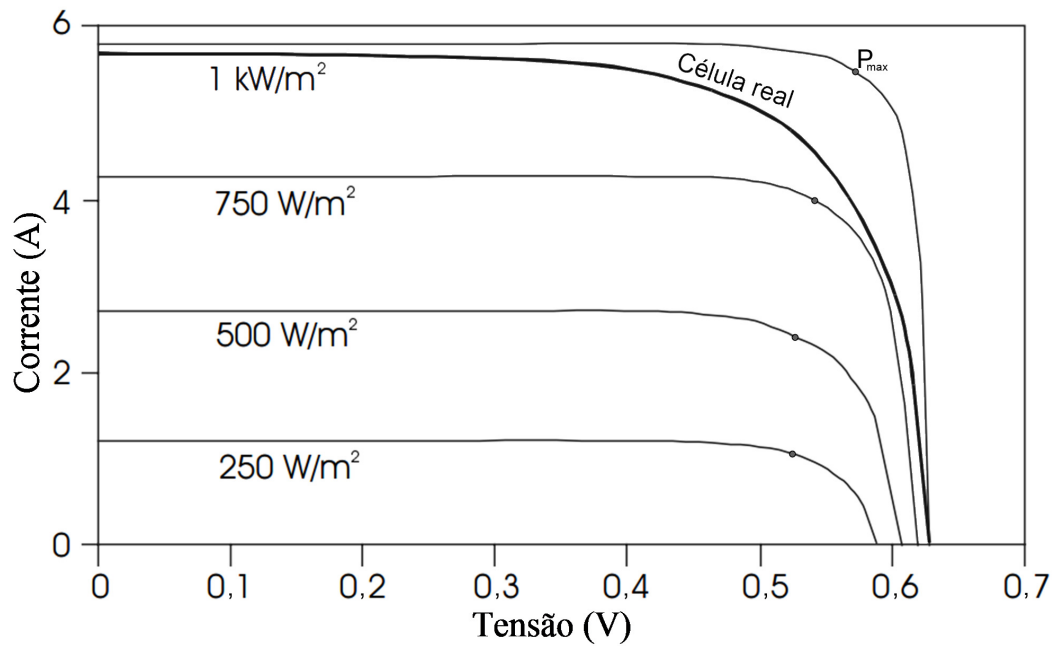
componentes em série de tensão de cada célula individual, tratando-se de uma generalização da fórmula apresentada pela Equação 2.1 (KRAUTER, 2006).

$$I = I_{photo} - I_0 \left(e^{\frac{q \cdot \sum (V + I \cdot R_S)}{k \cdot T}} - 1 \right) - I_{Rp} \quad (2.3)$$

As variáveis da Equação 2.3 são as mesmas definidas anteriormente para Equação 2.1.

O ponto ideal de operação da célula fotovoltaica é o de Ponto de Máxima Potência (PMP), ele indica qual a potência máxima que se pode atingir, dada determinada condição de temperatura e irradiação solar. Na Figura 7 tem-se quatro curvas características de tensão e corrente, onde cada curva representa a relação $I \cdot V$ para diversos níveis de irradiação, considerando que estão em uma temperatura constante.

Figura 7 – Curva característica tensão-corrente à temperatura constante



Adaptada: (MESSENGER; VENTRE, 2004)

Para cada patamar de irradiação solar, há um PMP, indicado pelo P_{max} , de forma que, quanto maior a irradiação solar célula FV, maior será a potência do ponto de operação para corrente e tensão nominais. Nos pontos P_{max} , a célula fornece corrente e tensão próximos aos valores nominais, que tem valor da potência dada por:

$$P_{pmp} = I_{pmp} \cdot V_{pmp} \quad (2.4)$$

Estes valores de tensão e corrente no PMP tem seus limites delimitados pelos intervalos:

$$0 \leq V_{pmp} \leq V_{OC} \quad (2.5)$$

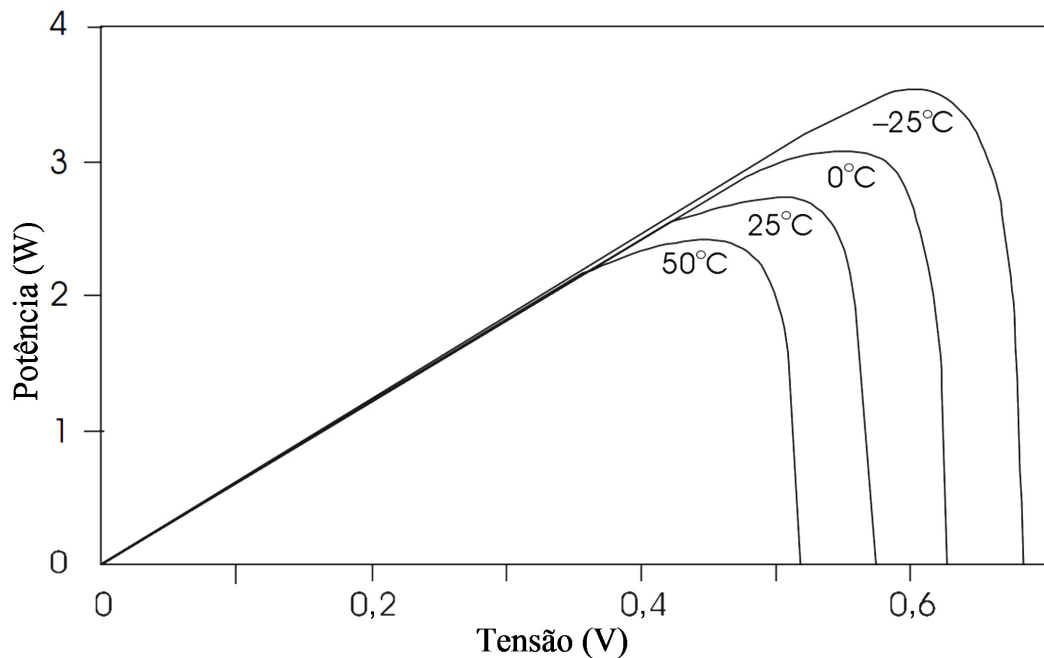
$$0 \leq I_{pmp} \leq I_{SC} \quad (2.6)$$

Onde,

- I_{SC} é a corrente de curto circuito ($V = 0$);
- V_{OC} é a tensão em circuito aberto ($I = 0$).

Para um intervalo de variação da temperatura, considerando a irradiação solar constante, o comportamento da relação tensão e potência é representado pela Figura 8.

Figura 8 – Curva característica tensão-potência à irradiação constante



Adaptada: (MESSENGER; VENTRE, 2004)

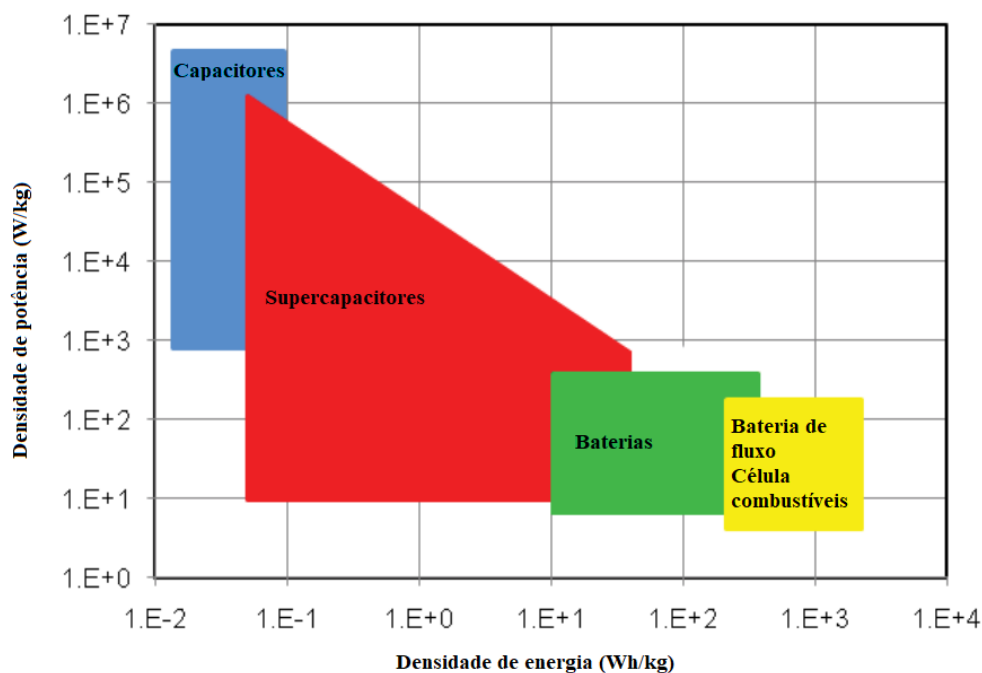
A injeção de potência na rede é totalmente dependente da incidência de raios solares e da temperatura na superfície da célula solar, como ilustrado nas curvas das Figuras 7 e 8. Os valores nominais dos sistemas FV são projetados com base nessas duas informações.

2.2 Sistemas de armazenamento de energia

Atualmente existem diversos métodos para sistema armazenamento de energia (SAE) elétrica, seu princípio de funcionamento baseia-se no armazenamento da energia em um meio não elétrico – por exemplo, químico ou hidráulico – para posterior conversão em energia elétrica. Para aqueles que utilizam o meio químico, seus métodos de armazenamento fundamentam-se nos conceitos tecnológicos de capacitores, baterias e células combustíveis.

Na Figura 9 é ilustrada a relação de densidade de energia e densidade de potência para 4 macro categorias de sistemas de armazenamento de energia. Sistemas baseados em capacitores possuem alta densidade de potência, porém baixo densidade de energia. Por outro lado, os sistemas fundamentados em baterias e células combustíveis possuem alta densidade de energia e tem viabilidade para aplicações em grandes escalas, como nos sistemas elétricos de potência.

Figura 9 – Gráfico de Ragone



Adaptada: (NGUYEN; SAVINELL, 2010)

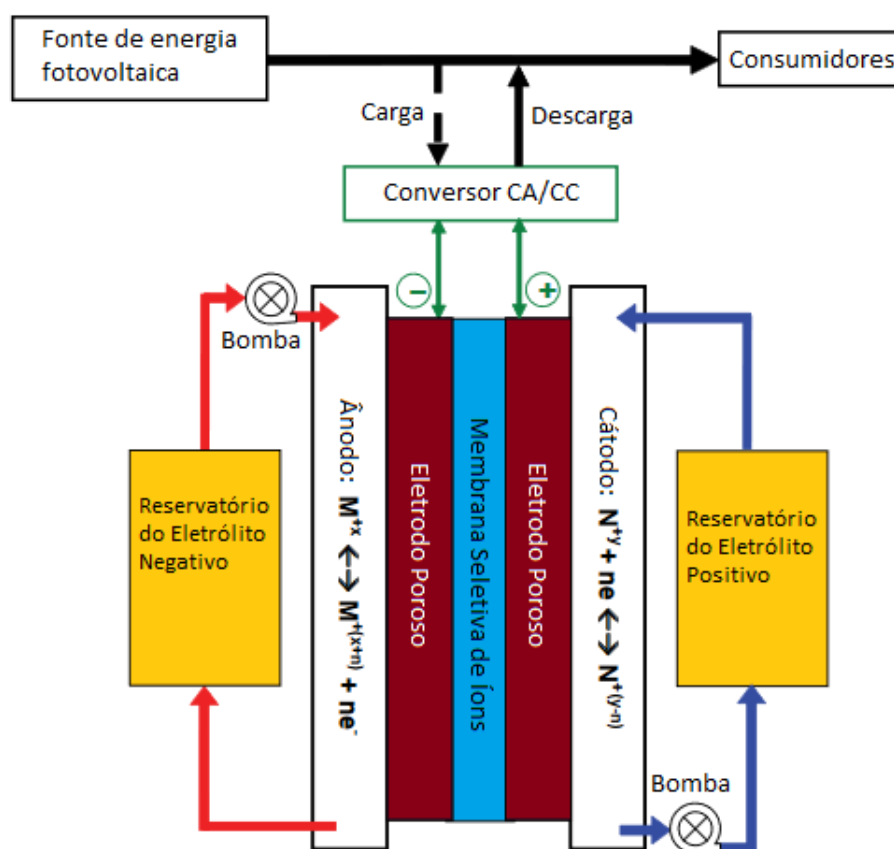
Apesar das diferenças tecnológicas, o fundamento operacional é o mesmo e assemelham-se a baterias recarregáveis, que permitem tanto o carregamento quando a energia elétrica é transformada em energia química, quanto a descarga quando realizam a transformação contrária.

Os sistemas de armazenamento de energia podem utilizar diversas tecnologias, tais como, chumbo ácido, níquel cádmio, níquel-hidreto metálico, íon-lítio, de fluxo de oxirredução. Apesar dos custos ainda elevados das tecnologias eletroquímicas, dispositivos como baterias, células combustíveis e baterias de fluxo são bastante promissoras por serem versáteis e aplicáveis para diferentes tipos de projetos.

Os principais desafios enfrentados pela tecnologia de armazenamento química são: ciclo de vida, afundamento de carga, confiabilidade, eficiência e economia. Para utilização em conjunto com energias renováveis, os dois sistemas que possuem custos mais acessíveis são as baterias de chumbo ácido e as baterias de fluxo (RAHMAN; REHMAN; ABDULMAJEED, 2012). Recentemente, as baterias de fluxo estão ampliando sua participação no mercado em aplicações comerciais em segmentos de redes elétricas.

Uma bateria de fluxo é um equipamento que converte energia química em eletricidade. Entretanto, diferente da bateria convencional, o material eletroativo ficam separados externamente do eletrólito e são misturados para a conversão eletroquímica somente durante a operação do equipamento. Baterias onde o material eletroativo é dissolvido em eletrólito líquido são chamadas de baterias de fluxo por oxirredução (NGUYEN; SAVINELL, 2010). Para suas reações, as baterias de fluxo por oxirredução armazenam um material eletroativo no eletrodo negativo e outro no eletrodo positivo, como pode ser visto na Figura 10. No processo de descarga (ou descarregamento), o eletrodo positivo se alterna com o negativo.

Figura 10 – Bateria de fluxo por oxiredução de vanádio



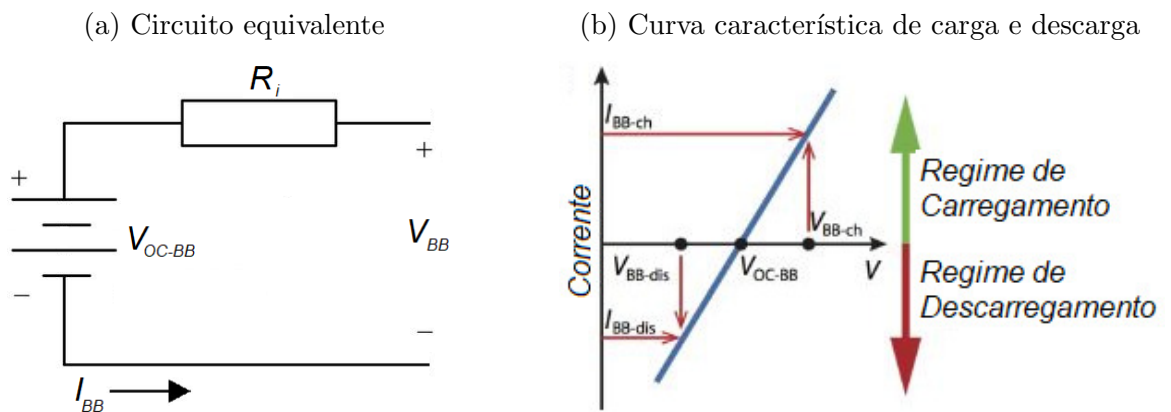
Adaptada: (NGUYEN; SAVINELL, 2010)

Como o material eletroativo e o eletrólito são armazenados separadamente a vantagem desse tipo de bateria é que a potência e capacidade de armazenamento são relativamente independentes e próximos dos valores teóricos. A medida que os tanques externos que guardam o eletrólito são maiores a capacidade também aumenta. Para aumentar a potência é necessário o aumento da área da membrana interna (SMETS et al., 2016) (NGUYEN; SAVINELL, 2010).

2.2.1 Parâmetros de funcionamento

O esquema elétrico de um sistema de armazenamento pode ser ilustrado pelo circuito equivalente da Figura 11a. Antes da conexão com a rede elétrica, o SAE é conectado a um inversor.

Figura 11 – Esquemas elétrico do SAE



Adaptada: (SMETS et al., 2016)

Para o regime de descarregamento, a corrente de saída do sistema I_{BB} é determinada pela Equação 2.7. Durante o regime de carregamento, a corrente é a mesma definida Equação 2.7, porém com o sinal invertido.

$$I_{BB} = \frac{1}{R_i} (V_{BB} - V_{OC-BB}) \quad (2.7)$$

Onde,

- R_i é a resistência elétrica interna do SAE (Ω);
- V_{BB} é a tensão na saída do sistema (V);
- V_{OC-BB} é a tensão de circuito aberto, quando a corrente $I_{BB} = 0$ (V).

Na Figura 11b, observam-se as condições operacionais da lógica de funcionamento do sistema de armazenamento que se baseiam nas tensões de referência V_{BB-ch} e V_{BB-dis} , respectivamente a tensão de referência de carregamento e a tensão de referência de descarregamento. Quando a tensão elétrica nos terminais do sistema de armazenamento é maior ou igual a V_{BB-ch} , tem-se a condição de carregamento. Nos casos em que o sistema fornece potência para a rede, a tensão nos terminais do SAE é menor ou igual a V_{BB-dis} , dessa forma tem-se a condição de regime de descarregamento.

Quanto aos principais parâmetros operacionais dos sistemas de armazenamento, tem-se:

- Capacidade: quantidade nominal de energia que pode ser armazenada ou fornecida na tensão nominal, medida em Ah. A relação quantidade de energia armazenada é dado pela Equação 2.8 (SMETS et al., 2016):

$$E_{BB,nom} = C_{BB,nom} \cdot V_{BB,nom} \quad (2.8)$$

Onde,

- $E_{BB,nom}$ é a energia nominal do SAE (Wh);
 - $C_{BB,nom}$ é a capacidade do SAE (Ah);
 - $V_{BB,nom}$ é a tensão nominal do SAE (V).
- Eficiência: relação entre os valores nominais de entrada e saída utilizados no sistema, dada pela Equação 2.9.

$$\eta = \frac{E_{BB,saída}}{E_{BB,entrada}} \quad (2.9)$$

Onde,

- η é a eficiência do SAE;
 - $E_{BB,saída}$ é a energia de entrada do SAE (Wh);
 - $E_{BB,entrada}$ é a energia de saída do SAE (Wh).
- Estado de carga¹: quantidade de carga disponível no momento. É a informação percentual da capacidade momentânea de energia disponível, dada pela Equação 2.10. Este parâmetro pode ser utilizada durante o carregamento ou a descarga.

$$SoC = \frac{E_{BB}}{C_{BB,nom} \cdot V_{BB,nom}} \quad (2.10)$$

Onde,

- SoC é o estado de carga do SAE;
- E_{BBa} é a energia armazenada atualmente no SAE (Wh).

Apesar da fundamental importância para estudo de planejamento, outros parâmetros como ciclo de vida útil, efeitos da temperatura e envelhecimento não são explorados neste trabalho.

¹ Estado de carga do SAE é referenciado com seu equivalente em inglês *State of Charge* (SoC).

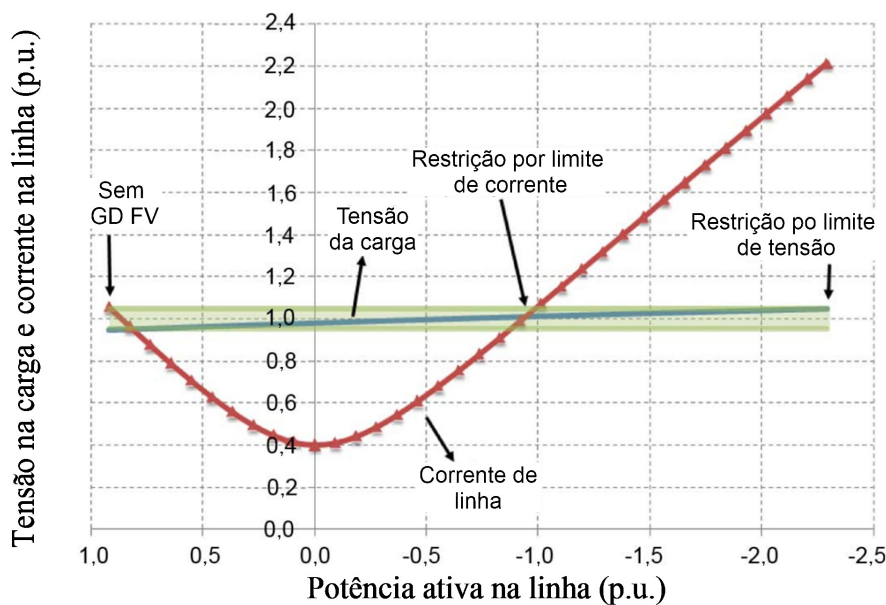
2.3 A alocação de geradores FV e SAE

O problema de alocação dos recursos da geração distribuída fotovoltaica é um assunto amplamente discutido na literatura científica. Há várias abordagens quanto aos benefícios proporcionados que dependem do objetivo que se pretende atingir, tais como, melhoria no perfil de tensão, redução de perdas, aumento da confiabilidade, redução das distorções harmônicas, entre outros (MUKERJI, 2011).

Os impactos advindos da injeção de grande quantidade de geração fotovoltaica em uma rede já existente são estudados por Shayani e de Oliveira (2011). Nesse trabalho, destaca-se que o aumento do nível de tensão nas barras de cargas é um fator limitante para o dimensionamento de uma instalação FV, além do limite de corrente da própria linha.

Para tal, os autores utilizam um sistema radial com duas barras, um ponto de suprimento, uma linha, uma carga e um gerador FV, modelado a injeção de potência constante, instalado na barra da carga. A capacidade de potência nominal da geração fotovoltaica é limitada ora pelo limite no nível de tensão, ora pelo limite de corrente do sistema. A Figura 12 ilustra a metodologia para restringir a injeção FV no sistema.

Figura 12 – Tensão na carga e corrente na linha em função da corrente da subestação



Adaptada: (SHAYANI; DE OLIVEIRA, 2011)

A alocação dos geradores tem como objetivo distribuir adequadamente esses recursos, contemplando fatores técnicos e econômicos, para garantir o pleno funcionamento da rede e com um menor custo. Os impactos da instalação da GD fotovoltaica necessitam de análises técnicas e econômicas para devida viabilidade e implementação.

A localização na rede elétrica onde o sistema FV é instalado pode ser acometido por problemas de flutuação de tensão, devido às intermitências de curta duração inerentes da fonte primária de energia solar, que pode causar sobre ou subtensão em consumidores

ligados à barras próximas. Essa característica afeta a qualidade da energia (HERNÁNDEZ; MEDINA; JURADO, 2007).

Por estarem próximos a carga, os geradores FV permitem uma redução nas perdas elétricas do sistema, além de contribuírem nas reduções da emissão de gases poluentes, que impactam o meio ambiente.

Em Hernández, Medina e Jurado (2007) é apresentado um modelo de alocação ótima e dimensionamento considerando o aumento na qualidade de tensão no alimentador através de uma função multiobjetivo. Os autores compararam três metodologias para distribuição da geração FV que seguiram os critérios:

- a) Estabilidade de tensão com identificação do ponto de colapso;
- b) Minimização das perdas nas linhas;
- c) Todas as barras como possíveis locais de instalação.

A função multiobjetivo formulada é definida na Equação 2.11

$$F = \lambda_c + \lambda_V + VPL_{FV + Alimentador} \quad (2.11)$$

Onde,

- λ_c e λ_V são referentes aos termos técnicos, que são parâmetros de variação de tensão e ponto de colapso;
- $VPL_{FV + Alimentador}$ refere-se a parcela econômica da equação, nela calcula-se o valor presente líquido para estimar a rentabilidade de um sistema FV, dado seu tempo de vida útil.

O trabalho testa os critérios metodológicos com uma técnica de busca determinística de sucessivas tentativas e apresenta melhor resultado na alocação baseada na estabilidade de tensão. Entretanto, o objetivo depende do interesse do estudo de planejador.

Um algoritmo genético é utilizado em Singh, Singh e Verma (2008), para localizar e dimensionar geradores distribuídos de diversas naturezas (tais como: motores a gás, células combustíveis, mini turbinas entre outras), em um sistema elétrico, reduzindo as perdas elétricas. A economia na energia encontrada é a diferença o montante anual do caso base e o com GD, conforme equação:

$$E_{economia} = E_{perda}(\text{sem GD}) - E_{perda}(\text{com GD}) \quad (2.12)$$

Onde,

- $E_{economia}$ é a economia de energia (MWh);

- E_{perda} (sem GD) é a energia para o sistema sem GD (MWh);
- E_{perda} (com GD) é a energia para o sistema com GD (MWh).

O algoritmo genético minimiza a expressão em 2.13, obedecendo às restrições de fluxo de potência, limites de tensão e carregamento de linha. A implementação da técnica de busca é abordada utilizando um algoritmo genético clássico.

$$E_{perda} = \sum_{i=1}^n [P_{perdas}(GD_{i,P_g}) \cdot \Delta t] \cdot Dias \quad (2.13)$$

Onde,

- $P_{perdas}(GD_{i,tamanho})$ são as perdas relacionadas à GD na posição i e de capacidade P_g (MW);
- Δt é o intervalo de tempo (h);
- $Dias$ é a quantidade de dias considerados no estudo.

As análises são feitas com fluxo de carga em sistemas unifilares, onde o perfil de consumo das cargas varia no tempo de simulação. Observa-se que os resultados de tamanho e localização variam quanto à condição de carga do sistema: para sistemas pequenos, a variação é maior que quando extensos.

Em Mukerji (2011), a alocação e o dimensionamento de geradores FV são analisados em um alimentador real, para, posteriormente, ser feito um estudo sobre os impactos financeiros desse tipo de geração. A autora separa o problema em três etapas sequenciais e independentes, de maneira que primeiro, otimiza-se a localização, depois o dimensionamento e por último fez-se a avaliação financeira do investimento.

Nesse trabalho, para resolver a primeira etapa, usou-se uma ordenação baseada em fatores de sensibilidade às perdas; na segunda etapa do problema, Mukerji (2011) utiliza um algoritmo genético, implementado em *MATLAB*, para dimensionar os geradores nas barras selecionadas na etapa anterior; finalmente, faz-se uma análise relacionada ao fluxo de caixa da aplicação econômica.

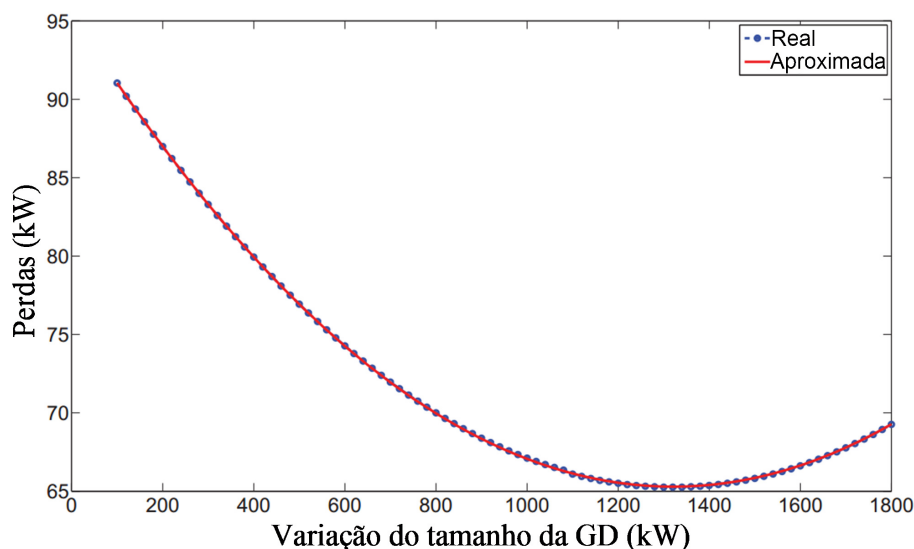
No trabalho publicado por Anwar e Pota (2011), analisa-se a redução das perdas de potência ativa fazendo uso de fatores de sensibilidade. São calculados os fatores de sensibilidade de todas as barras, através da Equação 2.14, selecionando as mais sensíveis dentro de uma determinada faixa de injeção de GD.

$$\frac{dP_L}{dP_i} = \frac{P_{L1} - P_{L2}}{P_{GD1} - P_{GD2}} \quad (2.14)$$

A Equação 2.14 descreve a equação da taxa de variação da perda por nível de geração distribuída na barra. Nessa metodologia, apenas as barras com fator de sensibilidade

próximos ao máximo são aproveitadas para instalação da GD, as demais são descartadas. As barras selecionadas são aproximadas por uma curva quadrática, diminuindo o custo computacional para estabelecer o ponto onde as perdas começam a aumentar. A Figura 13 ilustra a aproximação.

Figura 13 – Duas curva de perdas: aproximada e calculada



Adaptada: (ANWAR; POTA, 2011)

Em Lin et al. (2010) e Lin et al. (2012), os autores analisam o ponto ótimo de injeção fotovoltaica na rede considerando fatores financeiros de investimento, sem extrapolar o limite de tensão no local do alimentador onde está instalado. Nesse trabalho o foco é otimizar a quantidade de potência instalada.

Smith, Dugan e Sunderman (2011) e Dugan e McDermott (2011) fazem aplicação do software OpenDSS para análise de simulações computacionais em sistemas elétricos com foco na integração de geração distribuída de diversas naturezas em redes inteligentes.

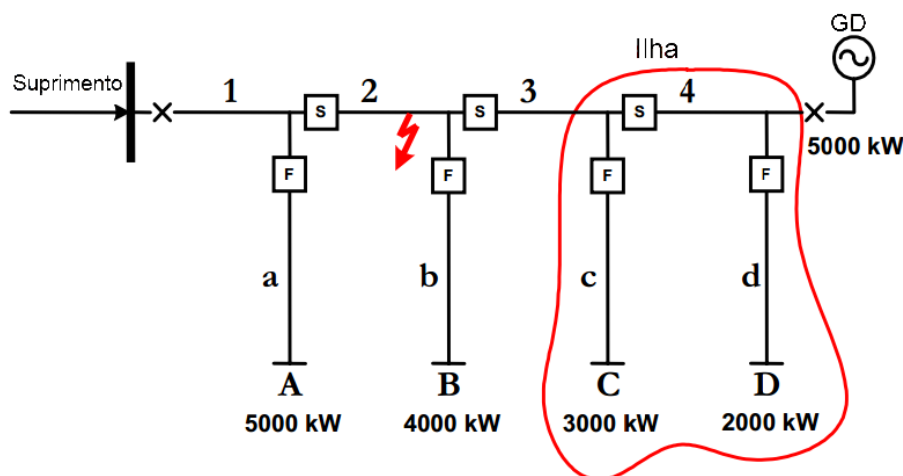
Os impactos de geradores distribuídos sobre confiabilidade das grandezas da rede elétrica são abordados por Borges e Falcão (2003). Os geradores são modelados como injeções de potência ativa para então calcular os indicadores de continuidade DEC² e FEC³ (ANEEL, 2012), considerando algumas capacidades da potência nominal e localização. Ao comparar-se os resultados do caso base aos resultados do sistema com GD, revela-se um ganho no nível de tensão e a redução das perdas elétricas.

A metodologia proposta também trouxe melhorias significativas na duração relativa entre interrupções do sistema. A Figura 14 mostra o benefício que a GD pode causar, evitando a interrupção de unidades consumidoras por um período tão grande quanto a interrupção ocorrida do alimentador.

² Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora

³ Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

Figura 14 – GD atuando na redução do tempo de interrupção



Adaptada: (BORGES; FALCÃO, 2003)

Os autores Sureshkumar, Manoharan e Ramalakshmi (2012) utilizam o software HOMER para analisar os custos envolvendo um sistema renovável híbrido, consistindo de geração fotovoltaica, banco de baterias e geração eólica. Neste trabalho destaca-se que a integração de um sistema híbrido traz bons resultados em ambientes não interligados diretamente à rede primária.

No trabalho de Silva e Bortoni (2016) é feita uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de armazenamento de energia. O texto aborda a diversidade existente nas tecnologias utilizadas para o armazenamento quando aplicadas ao contexto das redes elétricas inteligentes.

O trabalho também resume as principais barreiras para implantação dos SAE, estas podem ser de natureza regulatória, econômica, quanto a modelagem de mercado, *crosscutting* e tecnológicas, como pode ser visto no quadro da Figura 15. Mesmo com a existência desses empecilhos, espera-se uma ascensão na utilização das tecnologias de armazenamento para os próximos anos, pois se constata o desenvolvimento e a melhoria dos fatores condicionantes para crescimento dos mercados onde o SAE tem potencial aplicação.

Na análise de Matos, Silva e Varella (2015) é feito um estudo comparativo de SAEs baseado em banco de baterias e em sistema com armazenamento de hidrogênio. Nos testes é possível verificar que o excedente gerado é armazenado em todos os dias do ano. Do ponto de vista dos custos, a pesquisa constatou que o sistema de hidrogênio é menos eficiente que o banco de baterias, porém sua vida útil é bem maior e esse fator de ser considerado na implantação de SAE. O comportamento operacional dos sistemas pode ser visto na Figura 16: no gráfico esquerdo, a geração e armazenamento para o banco de baterias; no gráfico da direita, para o sistema de hidrogênio.

Do ponto de vista redução de emissão de CO₂, ambos os sistemas estudados obtiveram redução considerável quando comparados à emissão emitida pela mesma quantidade

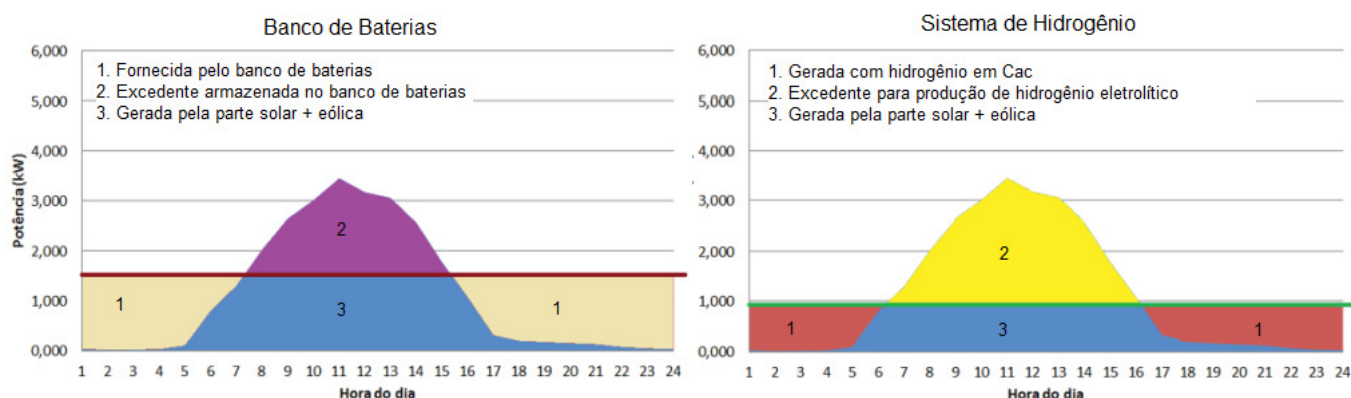
Figura 15 – Barreiras para implantação dos SAEs

		Barreiras				
		Regulatórias	Econômicas (de mercado)	Modelagem de negócios	Crosscutting*	Tecnológicas
Subdivisões	Questões administrativas		Mecanismos de compensação de receita		Conhecimento limitado das partes interessadas	
	Restrições de classificações funcionais e questões de alocações de custos		Ausência de mercados	Incertezas e riscos para concessionárias e desenvolvedores	Restrições de modelo e falta de recursos de modelagem	Altos custos das tecnologias
	Discrepâncias de regras entre os mercados		Ausência de sinais de preço			

*O termo *crosscutting* não possui tradução em português, mas refere-se à ideia de transversalidade. Neste caso, pode-se admitir que são barreiras que atingem todas as partes interessadas.

Fonte: (SILVA; BORTONI, 2016)

Figura 16 – Energia armazenada e gerada dos sistemas de armazenamento



Adaptada: (MATOS; SILVA; VARELLA, 2015)

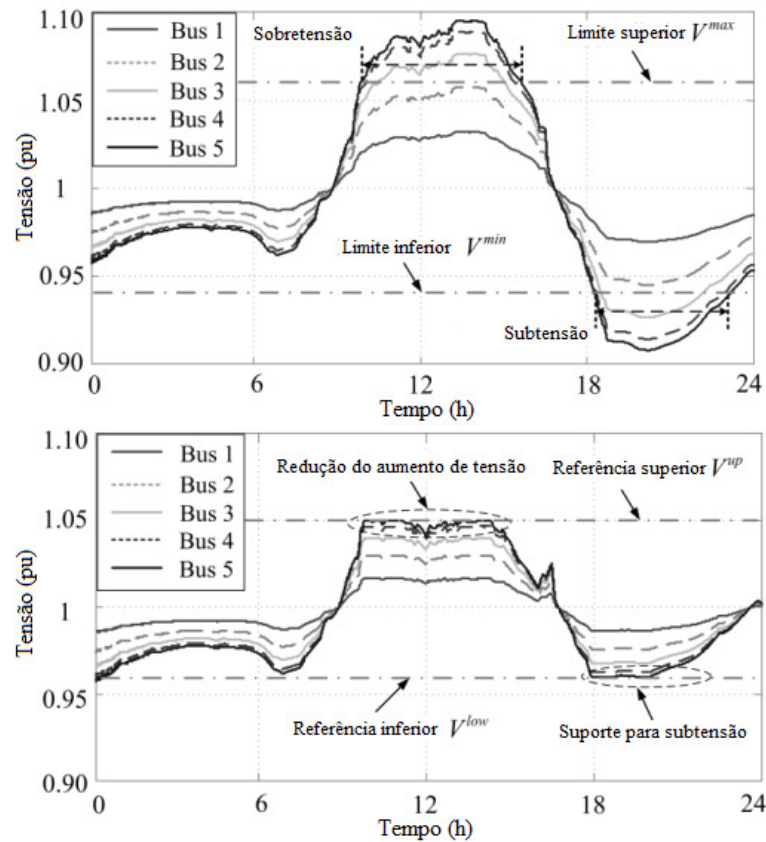
de energia gerada por um gerador a diesel.

Em Wang et al. (2016) apresenta uma metodologia para coordenação entre sistemas fotovoltaicos acoplados a sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias de fluxo, para melhoria do nível de tensão em alimentadores de distribuição. No artigo, os autores destacam que uma metodologia que busca coordenar a utilização dos recursos é mais adequada que o corte, pois a coordenação busca deslocar o excesso de energia fotovoltaica que está causando sobretensão em horário com forte irradiação para horários onde há queda de tensão devido o aumento de carga, o que faz o sistema operar dentro dos limites operacionais regulatórios de tensão.

Na Figura 17 mostra um alimentador radial com a utilização da método de coordenação. Observa-se que no gráfico da direita a sobretensão é reduzida e há um deslocamento

de energia para o horário de sobrecarga, o que melhora o nível de tensão a noite.

Figura 17 – Comparação entre a metodologia de coordenação



Adaptada: (WANG et al., 2016)

No contexto da otimização do gerenciamento de sistema de armazenamento, os autores Ippolito et al. (2014) experimentam três cenários de planejamento. A otimização é feita com um algoritmo genético de autoria própria. São estudadas três funções objetivos: a primeira, para redução dos custos totais de geração; a segunda para redução das perdas elétricas do sistema; e a terceira para redução das emissões de poluentes na atmosfera.

2.4 Comentários do capítulo

A escolha da localização e da quantidade nominal em pontos da rede elétrica utilizam premissas de análise como: redução de perdas, melhora na qualidade do nível de tensão, aumento da confiabilidade do sistema, entre outros.

O estudo da alocação dos geradores FV permite a análise do melhor custo-benefício da geração fotovoltaica para a rede, tais como, aumento da qualidade de energia, melhorias nos níveis de tensão e econômica. O uso dos SAE permitem o deslocamento da oferta energética e a redução do potencial de sobre tensão em horário com pico de irradiação solar.

Modelagem da Rede

As redes de distribuição de energia elétrica se caracterizam por operar em uma configuração radial e por possuir desbalanceamento de carga entre fases. A modelagem utilizada nos sistemas FV e dos SAE considera o desequilíbrio de carga, de modo a resolver adequadamente os problemas de nível de tensão no alimentador. Neste trabalho são utilizados modelos trifásicos não lineares para descrever os componentes da rede elétrica. Este capítulo descreve o método de fluxo de potência trifásico e os modelos de sistema FV e de sistema de armazenamento de energia.

3.1 Introdução

O fluxo de potência é uma técnica que permite a determinação dos valores das variáveis de estado, dos fluxos de potência ativa e reativa e de outras grandezas pertinentes ao sistema elétrico, tais como, perdas e potência reativa gerada ou absorvida em uma barra com tensão controlada. Seu cálculo faz uso de métodos computacionais que resolvem sistemas de equações e inequações algébricas que descrevem matematicamente o sistema elétrico em estudo, este em sua modelagem estática, também chamada de modelagem em regime permanente (MONTICELLI, 1983).

Trata-se de uma técnica com fundamental importância utilizada nas concessionárias de distribuição na etapa de planejamento de um sistema de potência, como ferramenta de determinação dos melhores pontos operacionais, assim como auxílio a verificação de viabilidade em projetos de expansão da rede (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

A solução do fluxo resume-se nas informações das variáveis de estado, que são as magnitudes das tensões e defasagem angular nas barras. Os valores dos ângulos e tensões possibilitam o cálculo das outras informações do sistema, como fluxo e perdas, através das equações que os descrevem.

A análise pelo fluxo de potência em regime permanente pode ser feita usualmente em um sistema de potência monofásico ou trifásico. Para muitos casos o fluxo de potência

monofásico em redes unifilares equivalentes é suficiente, porém para uma rede de distribuição torna-se inadequado. O desbalanceamento da rede é uma característica inerente dos sistemas de distribuição uma vez que é economicamente inviável balancear todas as cargas ou transpor as linhas de transmissão a cada 1/3 do comprimento total da linha (ARRILLAGA; ARNOLD, 1990).

Em sistemas como estes, o fluxo de potência trifásico determina adequadamente as variáveis de estado em cada fase, considerando a interdependência eletromagnética (acoplamento magnético) entre as fases, típica em sistema de distribuição. Estes, mesmo quando todas as cargas são equilibradas, apresentam desbalanceamento, devido às impedâncias mútuas entre as fases.

Na literatura, existem várias técnicas para resolução do problema do fluxo de potência, por exemplo, Gauss-Seider, Newton-Raphson, Homomorphic Embedded e Método de varredura. Eles se distinguem quanto a metodologia de abordagem do problema e possuem características de convergência distintas, que dependem essencialmente das condições iniciais das variáveis do sistema elétrico.

Neste trabalho fez-se uso do OpenDSS para resolver o problema do fluxo de potência trifásico. Em conformidade com a nota técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL publicada em ANEEL (2014), a ANEEL recomenda o uso do software OpenDSS, para que no cálculo de grandezas elétricas dos sistemas das concessionárias, com a finalidade de aprimorar a metodologia de cálculo, principalmente das perdas técnicas.

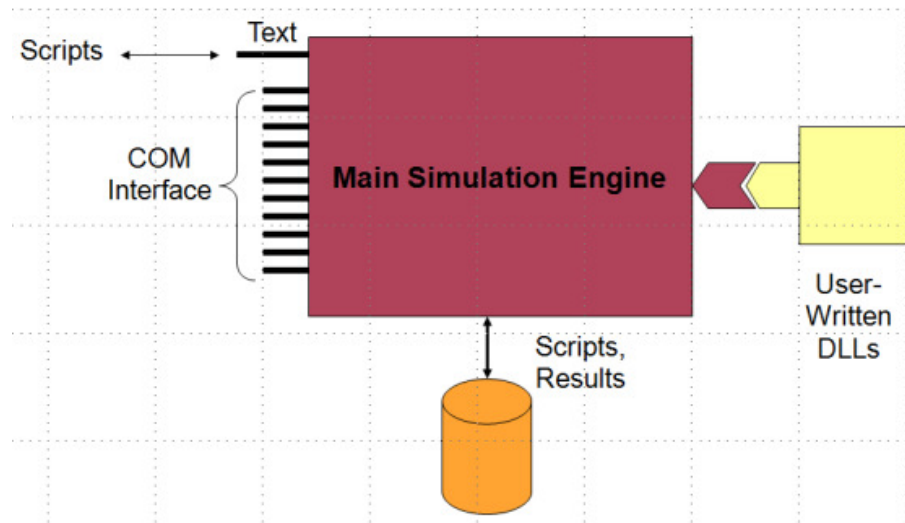
3.2 Fluxo de potência com o OpenDSS

Neste trabalho, o fluxo de potência trifásico é resolvido através do software OpenDSS. O OpenDSS é um programa de código aberto que tem função de fazer estudos e simulações em sistemas elétricos com integração de geração distribuída. É mantido e distribuído livremente por uma comunidade de pesquisadores da Electric Power Research Institute (EPRI) (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

O OpenDSS é projetado para aplicações envolvendo redes de distribuição de energia, que se caracterizam por possuir condições de desbalanceamento de cargas e quantidade de fases diferentes por linhas. Pode ser usado para análises probabilísticas com simulação Monte Carlo e planejamento de previsão dos padrões de comportamento do sistema elétrico (BRUNO et al., 2011).

O programa funciona através de uma linguagem de programação própria e pode ser interfaceado com outras linguagens de programação. Neste trabalho utiliza-se a linguagem de programação *Python* para como linguagem principal que faz chamadas para o OpenDSS, que resolve o fluxo de potência e retorna o resultado para análise. Dessa forma o OpenDSS funciona como um núcleo de cálculo, a Figura 18 ilustra a estrutura de ligação de entradas e saídas do programa.

Figura 18 – Estrutura do OpenDSS



Adaptada: (DUGAN, 2016)

O arquivo com a linguagem do OpenDSS descreve os componentes do sistema: linhas cargas, banco de capacitores, banco de reguladores de tensão, transformadores, chaves e a subestação; sistemas fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia; topologia da rede; e variáveis de estudo, como, intervalo temporal de simulação. Após carregar o arquivo, o programa constrói a matriz de admitâncias para calcular o fluxo de potência. As subseção 3.2.1 e subseção 3.2.2 descrevem o processo iterativo que o programa utiliza para construir sua matriz de admitâncias do sistema e resolver o problema do fluxo de potência.

3.2.1 Construção da matriz de admitâncias

A formulação utilizada pelo OpenDSS parte da construção da matriz de admitâncias Y do sistema elétrico, essa matriz Y é composta pela matriz de admitâncias nodais de cada elemento individual da rede, tais como: cargas, linhas, banco de capacitor e transformadores. Cada componente do sistema elétrico tem sua matriz, conforme esquema próprio de ligação e quantidade de fases.

Representado o sistema elétrico genérico pelo esquema de $N + M$ terminais ou nós da Figura 19, a matriz de admitância nodal que relaciona suas injeções de corrente com as tensões nodais de fase é descrita através da Equação 3.1. Os índices matriciais N e M correspondem a todos os terminais do sistema, incluindo condutores de fases e neutro.

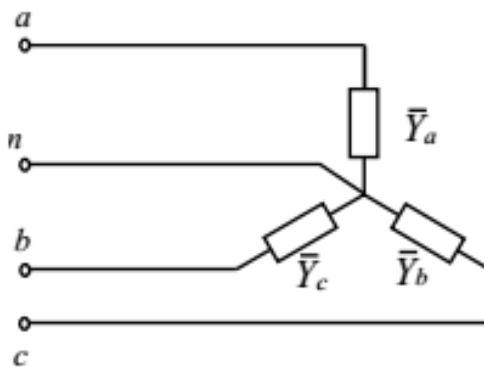
Figura 19 – Sistema elétrico de potência



$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_N \\ \vdots \\ I_{(N+M)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} & \cdots & Y_{1(N+M)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} & \cdots & Y_{N(N+M)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(N+M)1} & \cdots & Y_{NN} & \cdots & Y_{(N+M)(N+M)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_N \\ \vdots \\ V_{(N+M)} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Todo componente é representado por sua estrutura matricial de admitância, independentemente da quantidade de fases. A partir das matrizes de admitâncias nodais de cada elemento, o OpenDSS constrói a matriz de admitância do sistema completo. Por exemplo, para a carga trifásica ligada em estrela da Figura 20, a matriz de admitâncias nodais relaciona-se com a tensão e corrente através da Equação 3.2.

Figura 20 – Carga ligada em estrela

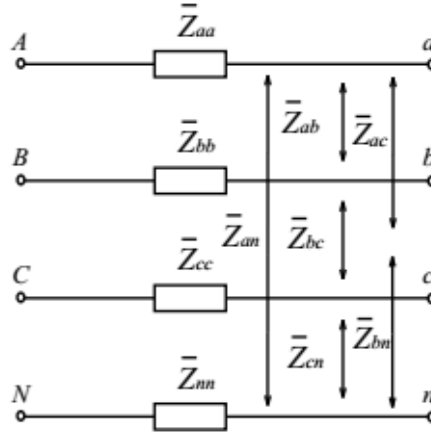


Fonte: (FREITAS, 2015)

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_a & 0 & 0 & -Y_a \\ 0 & Y_b & 0 & -Y_b \\ 0 & 0 & Y_c & -Y_c \\ -Y_a & -Y_b & -Y_c & Y_a + Y_b + Y_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Para o modelo de linha à 4 fios da Figura 21, a matriz de admitâncias é calculada após a inversão da matriz de impedâncias, conforme pode ser visto na Equação 3.3.

Figura 21 – Linha a 4 fios



Fonte: (FREITAS, 2015)

$$[Y] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \quad (3.3)$$

A relação de tensão e corrente é descrita na Equação 3.4. Observa-se que quanto maior a quantidade de terminais, maior será a dimensão da matriz de admitâncias nodais. Para o caso da linha à 4 fios a relação apresenta uma matriz 8x8.

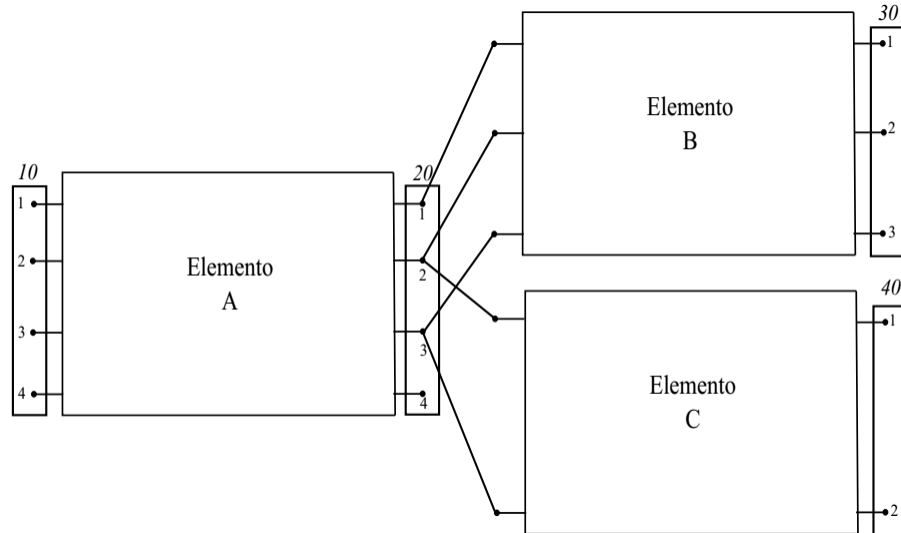
$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \\ I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} & Y_{an} & -Y_{aa} & -Y_{ab} & -Y_{ac} & -Y_{an} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} & Y_{bn} & -Y_{ba} & -Y_{bb} & -Y_{bc} & -Y_{bn} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} & Y_{cn} & -Y_{ca} & -Y_{cb} & -Y_{cc} & -Y_{cn} \\ Y_{na} & Y_{nb} & Y_{nc} & Y_{nn} & -Y_{na} & -Y_{nb} & -Y_{nc} & -Y_{nn} \\ -Y_{aa} & -Y_{ab} & -Y_{ac} & -Y_{an} & Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} & Y_{an} \\ -Y_{ba} & -Y_{bb} & -Y_{bc} & -Y_{bn} & Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} & Y_{bn} \\ -Y_{ca} & -Y_{cb} & -Y_{cc} & -Y_{cn} & Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} & Y_{cn} \\ -Y_{na} & -Y_{nb} & -Y_{nc} & -Y_{nn} & Y_{na} & Y_{nb} & Y_{nc} & Y_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_N \\ V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Os componentes acima foram apresentados somente a título ilustrativo. Outros exemplos de construção de matrizes de admitâncias para outros componentes da rede elétrica pode ser encontrado em Grainger e Stevenson (1994) e Kersting (2007).

Após elaboração da matriz de admitâncias de cada componente, o OpenDSS utiliza as informações topológicas para interligar as matrizes individuais e dessa maneira construir uma matriz única para se chegar a sistema matricial único que represente a totalidade

do sistema elétrico em estudo. Para ilustrar esse funcionamento, é utilizado um sistema elétrico de teste com 4 barras, formado por três componentes de rede genéricos A, B e C, interligados topologicamente conforme apresentado na Figura 22.

Figura 22 – Sistema com 4 barras, três elementos de rede



Fonte: (FREITAS, 2015)

As matrizes que descrevem os elementos estão respectivamente nas Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3:

Tabela 1 – Matriz Y do elemento A

Y_{a11}	Y_{a12}	Y_{a13}	Y_{a14}	Y_{a15}	Y_{a16}	Y_{a17}
Y_{a21}	Y_{a22}	Y_{a23}	Y_{a24}	Y_{a253}	Y_{a26}	Y_{a27}
Y_{a31}	Y_{a32}	Y_{a33}	Y_{a34}	Y_{a35}	Y_{a36}	Y_{a37}
Y_{a41}	Y_{a42}	Y_{a43}	Y_{a44}	Y_{a45}	Y_{a46}	Y_{a47}
Y_{a51}	Y_{a52}	Y_{a53}	Y_{a54}	Y_{a55}	Y_{a56}	Y_{a57}
Y_{a61}	Y_{a62}	Y_{a63}	Y_{a64}	Y_{a65}	Y_{a66}	Y_{a67}
Y_{a71}	Y_{a72}	Y_{a73}	Y_{a74}	Y_{a75}	Y_{a76}	Y_{a77}

Tabela 2 – Matriz Y do elemento B

Y_{b11}	Y_{b12}	Y_{b13}	Y_{b14}	Y_{b15}	Y_{b16}
Y_{b21}	Y_{b22}	Y_{b23}	Y_{b24}	Y_{b253}	Y_{b26}
Y_{b31}	Y_{b32}	Y_{b33}	Y_{b34}	Y_{b35}	Y_{b36}
Y_{b41}	Y_{b42}	Y_{b43}	Y_{b44}	Y_{b45}	Y_{b46}
Y_{b51}	Y_{b52}	Y_{b53}	Y_{b54}	Y_{b55}	Y_{b56}
Y_{b61}	Y_{b62}	Y_{b63}	Y_{b64}	Y_{b65}	Y_{b66}

Para um sistema elétrico mostrado na Figura 22, a matriz completa resultante de dimensão 12x12 da Tabela 4.

Tabela 3 – Matriz Y do elemento C

Y_{c11}	Y_{c12}	Y_{c13}	Y_{c14}
Y_{c21}	Y_{c22}	Y_{c23}	Y_{c24}
Y_{c31}	Y_{c32}	Y_{c33}	Y_{c34}
Y_{c41}	Y_{c42}	Y_{c43}	Y_{c44}

Tabela 4 – Matriz Y completa do sistema

Y_{a11}	Y_{a12}	Y_{a13}	Y_{a14}	Y_{a15}	Y_{a16}	Y_{a17}	0	0	0	0	0
Y_{a21}	Y_{a22}	Y_{a23}	Y_{a24}	Y_{a25}	Y_{a26}	Y_{a27}	0	0	0	0	0
Y_{a31}	Y_{a32}	Y_{a33}	Y_{a34}	Y_{a35}	Y_{a36}	Y_{a37}	0	0	0	0	0
Y_{a41}	Y_{a42}	Y_{a43}	Y_{a44}	Y_{a45}	Y_{a46}	Y_{a47}	0	0	0	0	0
Y_{a51}	Y_{a52}	Y_{a53}	Y_{a54}	$Y_{a55} + Y_{b11}$	$Y_{a56} + Y_{b12}$	$Y_{a57} + Y_{b13}$	Y_{b14}	Y_{b15}	Y_{b16}	0	0
Y_{a61}	Y_{a62}	Y_{a63}	Y_{a64}	$Y_{a65} + Y_{b21}$	$Y_{a66} + Y_{b22} + Y_{c11}$	$Y_{a67} + Y_{b23} + Y_{c12}$	Y_{b24}	Y_{b25}	Y_{b26}	Y_{c13}	Y_{c14}
Y_{a71}	Y_{a72}	Y_{a73}	Y_{a74}	$Y_{a75} + Y_{b31}$	$Y_{a76} + Y_{b32} + Y_{c12}$	$Y_{a77} + Y_{b33} + Y_{c22}$	Y_{b34}	Y_{b35}	Y_{b36}	Y_{c23}	Y_{c24}
0	0	0	0	Y_{b41}	Y_{b42}	Y_{a43}	Y_{b44}	Y_{b45}	Y_{b46}	0	0
0	0	0	0	Y_{b51}	Y_{b52}	Y_{a53}	Y_{b54}	Y_{b55}	Y_{b56}	0	0
0	0	0	0	Y_{b61}	Y_{b62}	Y_{a63}	Y_{b64}	Y_{b65}	Y_{b66}	0	0
0	0	0	0	0	Y_{c31}	Y_{c32}	0	0	0	Y_{c33}	Y_{c34}
0	0	0	0	0	Y_{c41}	Y_{c42}	0	0	0	Y_{c43}	Y_{c44}

As matrizes nodais de cada componente são arranjadas na matriz de admitância do sistema, do mesmo modo que ocorre na construção da matriz de admitância utilizada pelo método de Newton-Raphson na resolução do fluxo de potência em redes unifilares de transmissão (ARRILLAGA; ARNOLD, 1990).

Após a montagem da matriz de admitâncias nodais do sistema da Tabela 4, o OpenDSS resolve o sistema de equações da Equação 3.1 para calcular as tensões nodais. O processo iterativo se repete até encontrar a convergência para uma tolerância predeterminada.

3.2.2 Algoritmo do fluxo de potência

O processo de resolução do fluxo de potência pelo OpenDSS é baseado na resolução do sistema de equações não lineares a cada iteração. Dessa forma, logo após a montagem da matriz de admitâncias, o OpenDSS chama um módulo interno para resolução de sistemas com matrizes esparsas através de decomposição LU para calcular as tensões nodais da próxima iteração até a convergência (DUGAN, 2012).

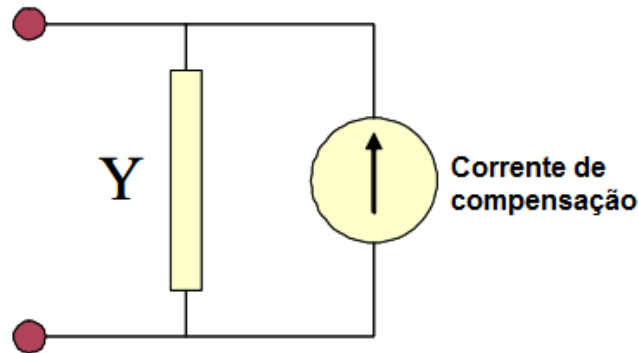
As tensões nodais são as variáveis calculadas em cada iteração do algoritmo, dessa

maneira é necessário reescrever a Equação 3.1 para se chegar na Equação 3.5. Apesar de analiticamente tratar-se de uma inversão matricial, o cálculo das tensões nodais incógnitas envolve um método de fatoração LU para resolver o sistema de equações não lineares.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_N \\ \vdots \\ V_{(N+M)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} & \cdots & Y_{1(N+M)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} & \cdots & Y_{N(N+M)} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(N+M)1} & \cdots & Y_{(N+M)N} & \cdots & Y_{(N+M)(N+M)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_N \\ \vdots \\ I_{(N+M)} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Todos os componentes não lineares como geradores ou cargas tem a admitância de seu modelo equivalente Norton acrescentados na matriz de admitâncias nodais do sistema Y . Dessa maneira, após a formação da matriz de admitâncias com os componentes em série, acrescentam-se as admitâncias dos componentes não lineares como constantes obtidas na tensão nominal. Somente para esses componentes, uma corrente de compensação calculada com a tensão de cada iteração é adicionada às suas respectivas barras, representando a parcela não linear do componente, representada pela Figura 23.

Figura 23 – Admitância shunt e fonte de corrente de compensação



Adaptada: (DUGAN, 2016)

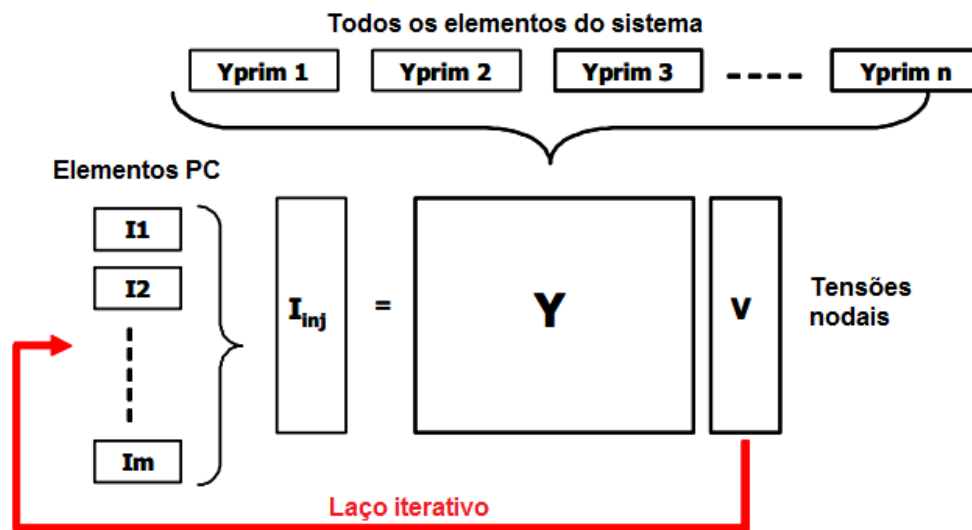
Após definidas essas informações, as etapas de resolução do fluxo de potência são resumidas com os seguintes passos:

1. Obtém-se um ponto de partida das variáveis do algoritmo através do cálculo de um fluxo de potência sem carga, retiram-se todos os elementos *shunt*, considerando-se apenas os componentes em série do sistema;
2. Com as tensões iniciais do passo anterior, calculam-se as injeções de correntes nos nós e as correntes de compensação dos geradores e cargas, por meio da diferença entre a corrente que flui na admitância em paralelo no equivalente Norton e a corrente calculada do modelo do componente ligado ao terminal;

3. Adiciona-se a corrente de compensação ao vetor de injeção de correntes e o sistema é resolvido via o método de fatoração LU para matrizes esparsas, onde se calculam as tensões nodais da próxima iteração;
4. Repete-se o passo 2 e 3 até alcançar a convergência ou a quantidade máxima de iterações.

A Figura 24 ilustra o funcionamento do algoritmo de resolução do fluxo de potência. Os elementos PC¹ da Figura, constituintes do vetor de injeção de corrente, podem ser cargas ou qualquer outros dispositivos de conversão de potência, ou seja, que injete ou absorva corrente da rede.

Figura 24 – Ciclo iterativo do fluxo de potência



Adaptada: (DUGAN, 2016)

A Equação 3.6 representa matematicamente as etapas descritas em cada iteração do processo, onde, n é o número da iteração atual do algoritmo; e $I(V_n)_{comp}$ é o vetor de injeção de corrente em função das tensões nodais V_n .

$$V_{n+1} = [Y_n]^{-1} I(V_n)_{comp} \quad (3.6)$$

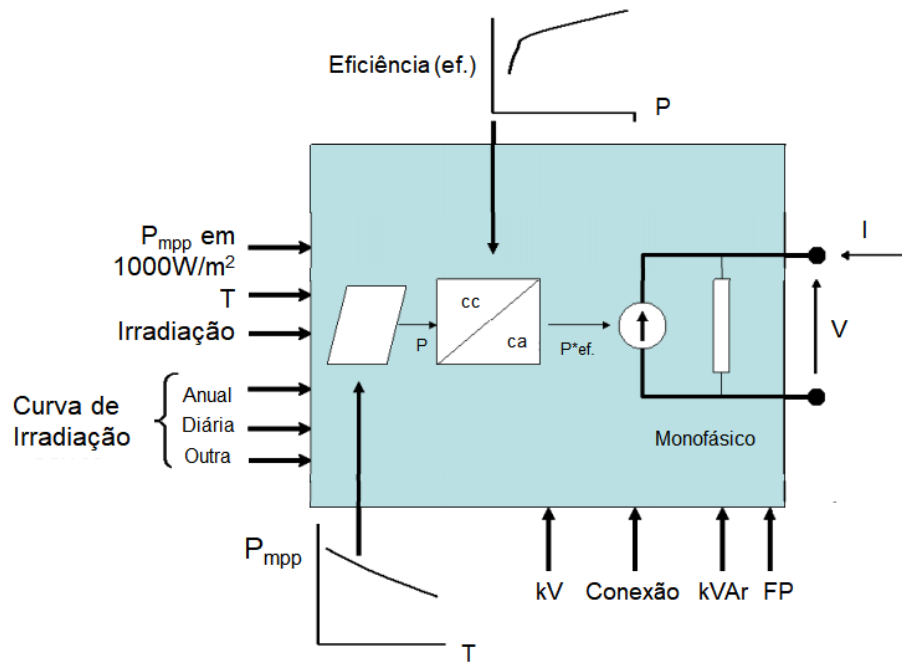
O resultado do fluxo de potência trifásico é conseguido com o OpenDSS através de uma interface *COM* feita com a linguagem de programação *Python*. Após a convergência, os resultados das tensões nodais e injeções de corrente são retornadas para tratamento e análise no *Python*.

¹ Power Conversion

3.3 Modelo dos sistemas fotovoltaico

O modelo de sistema FV do OpenDSS combina o conjunto de painéis fotovoltaicos e um inversor equivalente em um único componente, de acordo com diagrama de blocos da Figura 25.

Figura 25 – Modelo de sistema de geração fotovoltaica



Adaptada: (DUGAN, 2011a)

O modelo dos geradores fotovoltaicos é composto por dois blocos: os painéis FV e o inversor. Considera-se que o inversor tem capacidade de trabalhar sempre no ponto de máxima potência do painel (DUGAN; MCDERMOTT, 2011) (SMITH; DUGAN; SUNDERMAN, 2011). O inversor opera com uma curva de eficiência característica que define a potência de saída da unidade de acordo com a potência de saída dos painéis FV.

No modelo, a potência ativa de saída é função da irradiância incidente, da temperatura e da potência nominal dos painéis no ponto de máxima potência (P_{mpp} nas condições de 1.000 W/m² e temperatura corrente do período).

O inversor do modelo sempre opera no ponto de máxima potência para o intervalo de tempo considerado. Sua eficiência depende da potência máxima de saída do conjunto de painéis FV.

O sistema FV trabalha com fator de potência unitário e sua saída está de acordo com a seguinte equação:

$$P_{FV,k,t} = P_{mpp,k} \cdot G_{FV,k,t} \cdot F_{temp,k} \cdot Ef_k \quad (3.7)$$

Onde,

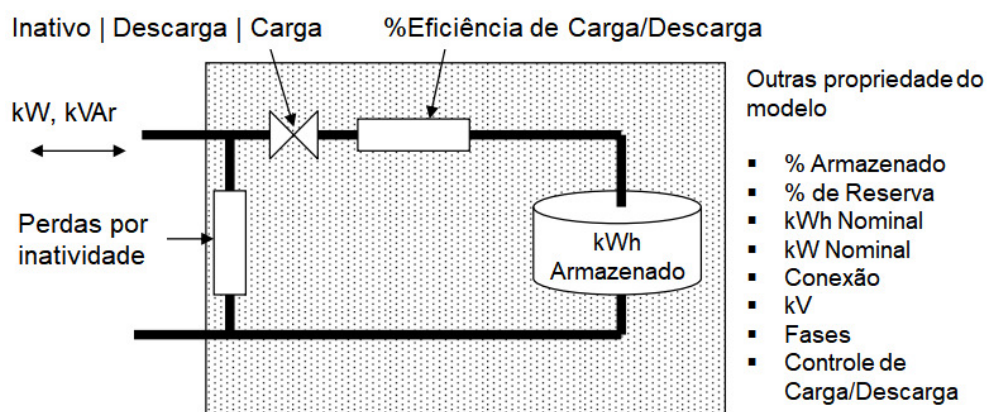
- $P_{mpp,k}$ é a potência nominal do painel no ponto de máxima potência, a uma temperatura de 25° C, quando submetido a irradiação solar de 1 kW/m² (kW);
- $G_{FV,k,t}$ é a irradiação solar (kW/m²);
- $F_{temp,k}$ é o fator de temperatura do painel FV, ele associa a temperatura na superfície do painel com a saída de potência do mesmo, de forma que, quanto maior a temperatura, menor a injeção de potência na rede;
- Ef_k é a eficiência do inversor FV (%).

A irradiação solar e a temperatura nos painéis são as maiores incertezas da geração FV, pois movimentação das nuvens, fatores climáticos sazonais, ventos e outros fenômenos naturais, podem fazer a curva de geração FV ao longo do dia variar bastante. No Capítulo 6 são exemplificadas curvas de irradiação e temperatura que podem ser utilizadas pelo modelo.

3.4 Sistema de armazenamento de energia

O modelo do sistema de armazenamento de energia no OpenDSS é um modelo que alterna seu comportamento para carregamento, funcionando como carga e para descarregamento, funcionando como gerador, sendo implementado conforme representação do esquema na Figura 26.

Figura 26 – Modelo do sistema de armazenamento de energia



Adaptada: (DUGAN, 2011b)

Os sistemas de armazenamento podem estar em três estágios exclusivos – inatividade, carregamento e descarregamento – conforme modo predeterminado de operação. Estes modos delimitam o modo pelo qual o SAE pauta sua operação: seguindo curvas de cargas, dando suporte para geradores distribuídos intermitentes ou horários predeterminados.

O sistema trabalha com eficiência menor que a unitária, ocorrendo perdas pelo estado de inatividade, dessa maneira, para armazenar, descarregar ou permanecer conectado

na rede de distribuição, o SAE sempre apresenta perda.

Diferente do modelo de gerador FV, o modelo do SAE não depende da intermitência da incidência solar ou temperatura para armazenamento ou fornecimento de energia. O modelo de funcionamento do SAE é fundado por gatilhos operacionais que determinam os momentos e a formas da operação do sistema como gerador ou carga. No Capítulo 6 são exemplificados curvas de despacho que serão utilizadas pelo modelo.

Os sistemas de armazenamento de energia são baseados no funcionamento de banco de baterias de fluxo de Vanádio (Redox-Flow Cell). O modelo funciona com injeção de potência com mesmo sinal da carga durante o carregamento e de sinal contrário, quando funciona no modo de geração (WANG et al., 2016).

O estado de carga do SAE determina seu nível de carregamento e é dependente do seu estado no intervalo de tempo anterior. Esta condição de funcionamento é descrita pela Equação 3.8:

$$SoC(t) = SoC(t - \Delta t) + \Delta SoC \quad (3.8)$$

$$\Delta SoC = \frac{P_{SAE} \cdot \Delta t}{C_{SAE}} \quad (3.9)$$

Onde,

- SoC é o estado de carga² (%);
- C_{SAE} é a capacidade total de armazenamento de energia do banco de baterias (kWh);
- t é o índice de tempo t ;
- Δt é o intervalo constante de tempo (horas);
- P_{SAE} é a potência de saída do SAE, pode ter seu sinal negativo, positivo ou ser igual a zero (kW).

Neste trabalho, o carregamento do SAE depende do horário. De forma exclusiva, no período diurno ocorre somente carregamento e o descarregamento fica para o período noturno, onde a energia armazenada é devolvida à rede na forma de geração. Após utilizar toda sua carga no modo de geração, o sistema fica inativo, aguardando novamente pelo horário de carregamento.

Esse comportamento é delimitado pelas equações de utilização e disponibilidade dos SAE, definida pela Equação 3.10.

$$P_{SAE,k,t} = \Delta SoC_k(t) \cdot C_{SAE nom,k} \quad (3.10)$$

Onde,

² State of Charge

- $C_{SAE_{nom,k}}$ é a capacidade nominal do SAE (kWh);
- k é o índice referente ao nó em que o SAE está ligado.

Conforme descrito na Equação 3.9, o sinal de $P_{SAE,k,t}$ determina o carregamento ou descarregamento. Quando o valor de $P_{SAE,k,t}$ é zero, o banco está em inatividade.

3.5 Comentários do capítulo

A técnica do fluxo de potência trifásico possibilita uma estimativa das variáveis de estados da rede em um sistema trifásico desequilibrado. A abordagem trifásica permite simulações em condições mais próximas as encontradas em situações operacionais reais.

O software OpenDSS resolve o fluxo de potência utilizando modelos não lineares. Sua abordagem modularizada possibilita a incorporação de componentes de geração distribuída, propiciando a inserção de modelo de sistemas FV e SAE para estudos de impacto na rede elétrica de distribuição.

Estratégias Evolutivas

Este capítulo tem por objetivo apresentar a técnica utilizada para resolver os problemas de otimização formulados. Trata-se de uma meta-heurística baseada em computação evolutiva aplicada na resolução de problemas não lineares e de grande dimensionalidade.

4.1 Contexto

A Computação Evolutiva (CE) abrange uma família de algoritmos inspirados na teoria evolutiva de Darwin, sendo entendida como um conjunto de técnicas e procedimentos genéricos e adaptáveis, que podem ser aplicados na solução de problemas complexos, para os quais outras técnicas conhecidas demonstram-se ineficazes ou nem sequer são aplicáveis (ZUBEN, 2000).

Este ramo da Computação Natural tem recebido atenção significativa durante as últimas décadas, embora tenha suas origens por volta de 1950. A aplicação dos seus conceitos possibilita ganhos de flexibilidade e adaptabilidade na resolução de problemas, além de possuir desempenho robusto e característica que possibilitam a busca do ótimo (PEREIRA-NETO; UNSIHUAY; SAAVEDRA, 2004).

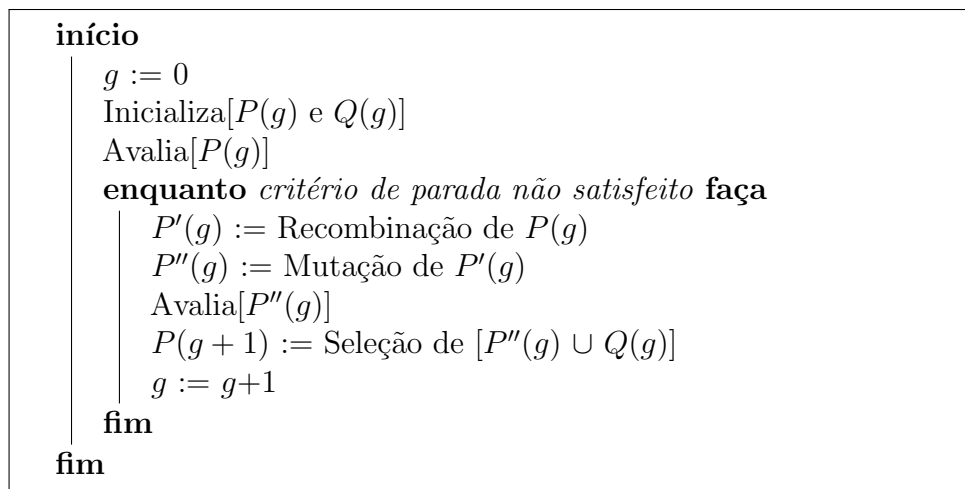
A CE está baseada em processos de aprendizagem coletiva dentro de uma população, onde cada membro desta população (indivíduo) representa um ponto de busca no espaço de potenciais soluções para um determinado problema. Ela resume-se em algoritmos inspirados na teoria genética e no princípio darwinista da evolução das espécies, que usam mecanismo probabilístico de funcionamento para reger os indivíduos da população, fazendo com que os mais adaptados sobrevivam e, então, se reproduzam (TROVÃO et al., 2016).

Em condições ambientais naturais, um indivíduo de uma população está sujeito a várias interações, tanto de outros indivíduos quanto do meio. Na interação entre indivíduos, ele está sujeito à competição por alimentos, predação de outras espécies e acasalamento para reprodução. Já na interação com o meio, ele é afetado pelas condições ambientais, em especial, o clima e seu impacto no suprimento de alimentos.

O conceito principal é a evolução de uma população de indivíduos de tal modo que estes possam ter suas características cada vez melhores em relação ao ambiente em que estão submetidos. Esta analogia à natureza é traduzida em algoritmos computacionais de otimização que utilizam o aprimoramento de um conjunto de soluções (população). Estes algoritmos são conhecidos também como Algoritmos Evolutivos (AEs).

Na Figura 27 é apresentada a estrutura genérica do funcionamento de AE (SAAVEDRA, 2012b).

Figura 27 – Algoritmo evolutivo



No algoritmo da Figura 27, tem-se que:

- $P(g) = \{\vec{x}_1(g), \vec{x}_2(g), \dots, \vec{x}_\mu(g)\}$;
- $P(g)$ representa uma população de μ indivíduos ao longo de g gerações;
- $Q(g)$ é um conjunto especial de indivíduos que devem ser considerados para seleção, por exemplo, $Q(g) = P(g)$. Uma população de descendentes $P'(g)$ de tamanho λ ($\mu \leq \lambda$) é gerada pela recombinação da população $P(g)$;
- $P''(g)$ é a mutação de $P'(g)$;
- g é o índice que indica a geração corrente.

Nesse algoritmo, após a mutação, os indivíduos descendentes são avaliados através do cálculo de valor da função objetivo $f(\vec{x}_k)$ para cada solução dada em \vec{x}_k , que formam a população de indivíduos $P''(g)$. Por último a seleção é realizada, baseada nos valores da função objetivo dos indivíduos \vec{x}_k .

A função objetivo $f(\vec{x}_k)$ que determina a aptidão do indivíduo no ponto \vec{x}_k , para cada ponto do vetor $\vec{x} \in \mathbb{R}^n$, é nada mais que o próprio valor da função aplicada ao ponto. Ela indica o quão melhor (ou pior) é o indivíduo em relação aos demais membros da

população.

Cada iteração do processo de busca do algoritmo apresentado na Figura 27 é resumida com o uso das Equações 4.1 e 4.2.

$$f : M \rightarrow M \subset \mathbb{R}^n \quad (4.1)$$

$$\forall \vec{x} \in M : f(\vec{x}^*) \leq f(\vec{x}) \quad (4.2)$$

Nas Equações, o espaço de busca com todas as possíveis soluções é representado por M , que pertence a um conjunto de números reais \mathbb{R} . A função objetivo f retorna o valor de \vec{x} a ser avaliado, tal que $\vec{x} \in M$. Para o caso de otimização em um problema de minimização, o \vec{x}^* é o valor ótimo do espaço de busca, ou seja, a melhor solução entre todo o conjunto de soluções de M .

4.2 Estratégias evolutivas

As Estratégias Evolutivas (EES) são um algoritmo evolutivo para resolução de problemas de otimização com variáveis reais. Nas EEs um indivíduo representado como um par de vetores reais na forma $a = (x, \sigma)$, onde x representa um ponto de busca no espaço de soluções e o vetor σ é o desvio padrão associado ao ponto x .

Cada indivíduo $a = (x, \sigma)$ consiste dos seguintes componentes:

- $x \in \mathbb{R}^n$: vetor das variáveis de busca, constitui o vetor de parâmetros a serem otimizados;
- $\sigma \in \mathbb{R}_+^{n_\sigma}$: vetor de desvio padrão com distribuição normal, $1 \leq n_\sigma \leq n$.
- n é a dimensão do espaço de busca;
- n_σ é a dimensão do vetor dos σ , em EEs com população unitária $n_\sigma = n$.

O parâmetro σ que determina a mutação do ponto de busca x também evolui ao longo das interações no espaço de busca. Esta é uma característica muito importante das EEs pois permite um ajuste automático de seus parâmetros à medida que evolui no processo de busca.

4.2.1 Estratégias evolutivas com população unitária

A versão original das EEs objetiva um processo de busca utilizando uma população unitária, esta versão utiliza os tamanhos da população de pais (μ) e da população de filhos (λ) iguais a um ($\mu = \lambda = 1$) e é denominada (1+1)-EE. Nela um único indivíduo é criado a partir da mutação do indivíduo da geração anterior, ambos indivíduos são avaliados com

a função objetivo e o melhor é utilizada para mutação da próxima geração.

Como somente um indivíduo é utilizado por geração, então somente o operador de mutação é utilizado. Portanto, um indivíduo x_g (genitor) gera um descendente através da mutação, determinada por σ , da seguinte forma:

$$x_{g+1} = x_g + \mathcal{N}(0, \sigma) \quad (4.3)$$

Onde,

- $\mathcal{N}(0, \sigma)$ é um vetor de distribuição gaussiana (normal) independente com média zero e desvio padrão σ .

A distribuição de probabilidade representada por $\mathcal{N}(0, \sigma)$, é gerada pela função determinada pela Equação 4.4.

$$f(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left(-\frac{(u - \mu_m)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.4)$$

Onde,

- u é uma variável aleatória;
- σ^2 é a variância (a medida da largura da distribuição);
- μ_m é a média da distribuição (localização do pico).

Na Figura 28 é mostrada uma curva de densidade normal gerada pela função dada em Equação 4.4. Em curvas de distribuição normais, 68% dos eventos estão dentro do intervalo contornado por σ .

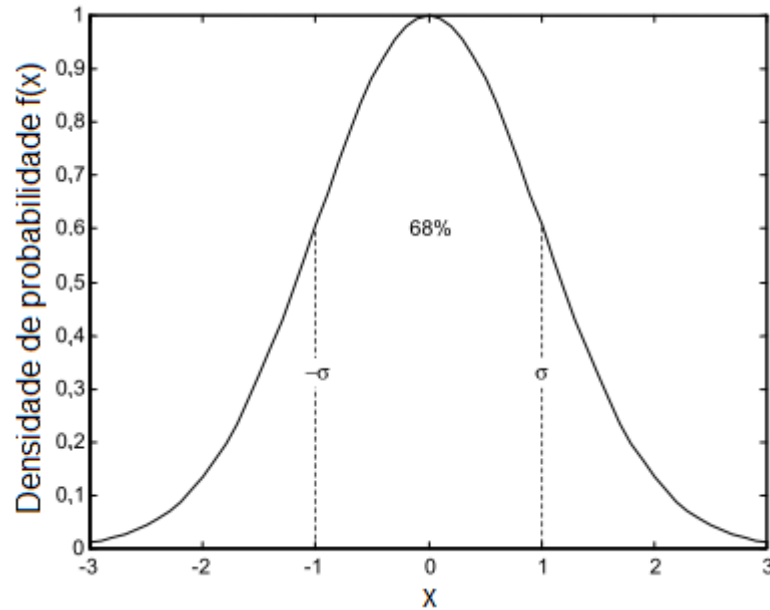
Após a mutação, o indivíduo x_{g+1} é aceito como novo membro, substituindo o indivíduo da geração anterior, se e somente se sua função objetivo for melhor que x_g . Assim, para um caso de minimização:

- Se $f(x_{g+1}) < f(x_g)$, então (x_{g+1}, σ_{g+1}) substitui (x_g, σ_g) ;
- Caso contrário, permanece o indivíduo original.

Para um caso de maximização:

- Se $f(x_{g+1}) > f(x_g)$, então (x_{g+1}, σ_{g+1}) substitui (x_g, σ_g) ;
- Caso contrário, permanece o indivíduo original.

Figura 28 – Exemplo de distribuição normal



Fonte: (ZUBEN; CASTRO, 2012)

Observa-se que o processo de sucessivas substituições pode apresentar convergência lenta ou estagnar em algum ponto ótimo local. Para atenuar essa característica, é necessário o controle dos parâmetros adaptativos, visando um ajuste automático do desvio padrão de maneira determinística durante o processo evolutivo.

De acordo com Humpiri (2005) a “regra de sucesso 1/5” pode ser utilizada nas EEs conforme segue: a razão entre mutações com sucesso e o total de mutações deve ser 1/5. Se é maior, então deve incrementar-se o desvio padrão. Se é menor, então deve diminuir-se seu valor.

A regra apresentada resumidamente na Equação 4.5:

$$\sigma_{g+1} = \begin{cases} c_a \cdot \sigma_g & \text{se } \varphi(k) > 1/5 \\ c_d \cdot \sigma_g & \text{se } \varphi(k) < 1/5 \\ \sigma_g & \text{se } \varphi(k) = 1/5 \end{cases} \quad (4.5)$$

Onde,

- $\varphi(k)$ é a taxa de sucesso do operador de mutações durante as últimas k gerações;
- c_a e c_d são constantes de ajuste, nos experimentos realizados por Schwefel (1981), seus valores usuais são $c_d = 0,82$ e $c_a = 1/0,82 = 1,22$.

A lógica de operação da regra de sucesso 1/5 está em: caso a mutação seja bem sucedida então o parâmetro que multiplica o desvio padrão é maior que 1, fazendo a busca continuar com passos cada vez maiores, caso contrário a multiplicação é por um número

menor que 1, o que diminui o passo de busca. A introdução desta regra de controle traz, de maneira simples, um modo de evitar a convergência prematura, mas não evita que a população se prenda a pontos de ótimo local.

4.2.2 Estratégias evolutivas multi-indivíduos

As EEs multi-indivíduos utiliza o operador de recombinação, pois diferente da (1+1)-EE, o número de indivíduos da população de pais é $\mu > 1$, é denominada $(\mu+1)$ -EE. Dessa maneira, os indivíduos descendentes da população μ são gerados por recombinação e mutação.

As $(\mu+1)$ -EE possuem as seguintes características:

- O desvio padrão σ , responsável pelo controle da mutação dos indivíduos, também é submetido a adaptação.
- Todos os indivíduos da população têm a mesma probabilidade de recombinação.
- A recombinação visa selecionar aleatoriamente dois ou mais pais para produzir um único filho.
- Mesmo havendo recombinação entre indivíduos da população, estes sofrem mutação da mesma maneira que acontece na (1+1)-EE Equação 4.3.

Posteriormente surgem as (μ, λ) e $(\mu+\lambda)$ -EE, que são bem mais utilizadas que a $(\mu+1)$. A primeira, que utiliza notação (μ, λ) , refere-se a uma estratégia onde uma população de μ pais produz λ filhos por meio de recombinação e mutação, após isso os μ melhores indivíduos dos λ filhos substitui a população inicial de pais na próxima geração.

Esta sistemática, que é um método não elitista, permite que o melhor indivíduo da nova população seja pior que o melhor indivíduo da população anterior. Vale destacar que o período de vida de cada indivíduo é limitado a apenas uma geração. E que:

$$\lambda > \mu \geq 1 \tag{4.6}$$

A $(\mu+\lambda)$ representa a sucessão direta da $(\mu+1)$ e difere-se apenas pelo processo de seleção da (μ, λ) . Agora, a população de μ pais da próxima geração $g + 1$ é obtida da seleção dos melhores indivíduos entre a união dos λ filhos aos pais da geração anterior g . A relação para o tamanho populacional de pais e de filhos também segue a Equação 4.6.

Para as estratégias evolutivas multi-indivíduos pode-se considerar que: todos os pais têm a mesma chance de ser selecionado para recombinação; todos os indivíduos são submetidos ao operador de mutação; os parâmetros responsáveis pelo controle das mutações de cada indivíduo são adaptados na evolução do processo.

A adaptação do parâmetro σ das EEs multi-indivíduos é realizada a cada iteração

do algoritmo de busca. Segundo Saavedra (2012a), a adaptação do desvio pode ser padrão simples, quando $n_\sigma = 1$, ou completa, quando $n_\sigma = n$. Nos casos em que $n_\sigma = 1$, um único desvio padrão σ é utilizado para todos os componentes de x , dessa maneira a atualização de σ é dada por Equação 4.7:

$$\sigma' = \sigma \exp(\tau_0 \cdot \mathcal{N}(0,1)) \quad (4.7)$$

A mutação do indivíduo é dada pela Equação 4.8:

$$x'_g = x_g + \sigma' \mathcal{N}(0,1) \quad (4.8)$$

Onde,

- τ_0 é uma constante igual a $\frac{1}{\sqrt{n}}$.

Nos casos em que $n_\sigma = n$, cada componente de x possui um desvio padrão próprio $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_n$, dessa maneira atualização do vetor de σ é dada por Equação 4.9:

$$\sigma'_g = \sigma_g \cdot \exp(\tau' \mathcal{N}(0,1) + \tau \mathcal{N}_g(0,1)) \quad (4.9)$$

A mutação do indivíduo é dada pela Equação 4.10:

$$x'_g = x_g + \sigma' \mathcal{N}(0,1) \quad (4.10)$$

Onde,

- τ' é uma constante igual a $\frac{1}{\sqrt{2n}}$;
- τ é uma constante igual a $\frac{1}{\sqrt{2}\sqrt{2n}}$.

A execução do operador de recombinação depende do método de recombinação utilizado. Este operador evolutivo envolve a recombinação dos componente dos indivíduos e dos seus desvios padrão, de acordo com Zuben e Castro (2012), os tipos mais comuns são:

- Recombinação Intermediária Global: é a média aritmética dos respectivos componentes do par de indivíduos utilizado como pais. Por exemplo, para os dois indivíduos $a = (x_a, \sigma_a)$ e $b = (x_b, \sigma_b)$, o indivíduo descendente é calculada com as Equações 4.11 e 4.12:

$$x_{i,g+1} = 1/2 (x_{a,g} + x_{b,g}), \forall i \in \{1, \dots, \lambda\} \quad (4.11)$$

$$\sigma_{i,g+1} = 1/2 (\sigma_{a,g} + \sigma_{b,g}), \forall i \in \{1, \dots, \lambda\} \quad (4.12)$$

Onde,

- λ é o tamanho da população de filhos.
- Recombinação Intermediária Local: é calculada através da soma dos componentes ponderados dos indivíduos pais. Por exemplo, para dois indivíduos $a = (x_a, \sigma_a)$ e $b = (x_b, \sigma_b)$, tem-se as Equações de 4.13 a 4.16:

$$x_{i,g+1} = \kappa x_{a,g} + (1 - \kappa) x_{b,g}, \quad \forall i \in \{1, \dots, \lambda/2\} \quad (4.13)$$

$$x_{i,g+1} = (1 - \kappa) x_{a,g} + \kappa x_{b,g}, \quad \forall i \in \{\lambda/2, \dots, \lambda\} \quad (4.14)$$

$$\sigma_{i,g+1} = \kappa \sigma_{a,g} + (1 - \kappa) \sigma_{b,g}, \quad \forall i \in \{1, \dots, \lambda/2\} \quad (4.15)$$

$$\sigma_{i,g+1} = (1 - \kappa) \sigma_{a,g} + \kappa \sigma_{b,g}, \quad \forall i \in \{\lambda/2, \dots, \lambda\} \quad (4.16)$$

Onde,

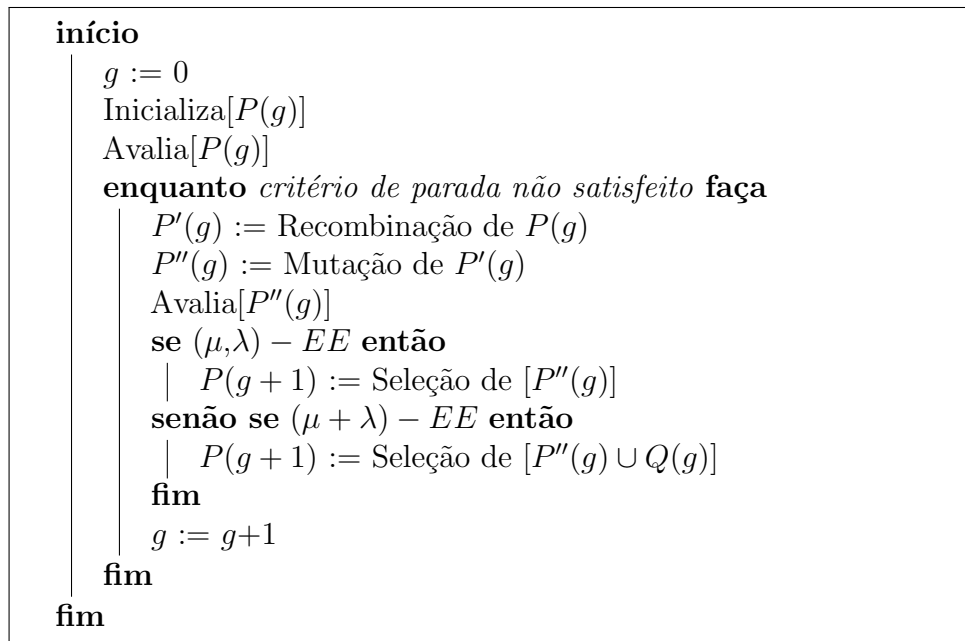
- κ é um número aleatório no intervalo $[0,1]$;
- a e b são os índices dos indivíduos selecionados da população de pais.
- Recombinação Discreta: cada componente do indivíduo descendente é replicado do componente correspondente de um indivíduo selecionado aleatoriamente da população de pais.

4.2.3 Algoritmo para EEs

Com base nas características comentadas nos itens anteriores, pode-se propor um algoritmo genérico para EE multi-indivíduos. Ele é apresentado na Figura 29. Observa-se que há grandes semelhanças com a estrutura básica dos algoritmos evolutivos apresentado na Figura 27.

A população de μ indivíduos pais na geração g é representada por $P(g)$, sua inicialização é feita com valores gerados aleatoriamente, para então ser submetida à função objetivo para avaliação. Após a população passar pelos operadores de recombinação e mutação $P(g)$, ela torna-se $P''(g)$. Os indivíduos descendentes são selecionados de acordo com o valor de sua função objetivo.

Figura 29 – Algoritmo para estratégia evolutiva multi-indivíduos



4.3 EE com adaptação da matriz de covariâncias

A Estratégia Evolutiva com adaptação de uma matriz de covariância surge como uma técnica determinística de atualização dos parâmetros evolutivos, visando melhorar o processo de busca e encontrar o ótimo global em Estratégias Evolutivas. Também conhecida como Evolution Strategy with Covariance Matrix Adaptation (CMA-ES).

A CMA-ES baseia-se nos conceitos de não aleatoriedade e acumulação. O primeiro conceito objetiva a evolução da distribuição de mutação através do controle de parâmetros deterministicamente, de maneira que a probabilidade de geração de indivíduos bem-sucedidos aumente. O segundo conceito visa utilizar informações acumuladas de gerações anteriores para criação mais eficiente das populações futuras.

Nas EEs, convencionalmente, a mutação é realizada com a adição de um vetor aleatório de distribuição normal \mathcal{N} a solução em avaliação, o ponto de busca x_g . Nesse esquema de mutação, a matriz que armazena os parâmetros de desvio padrão da distribuição de mutação $\mathcal{N}(0, A)$   simétrica e positiva definida, com média zero e desvio padrão A . Ou seja, a A   uma matriz diagonal contendo o desvio padrão de cada indivíduo, conforme Equa o 4.17:

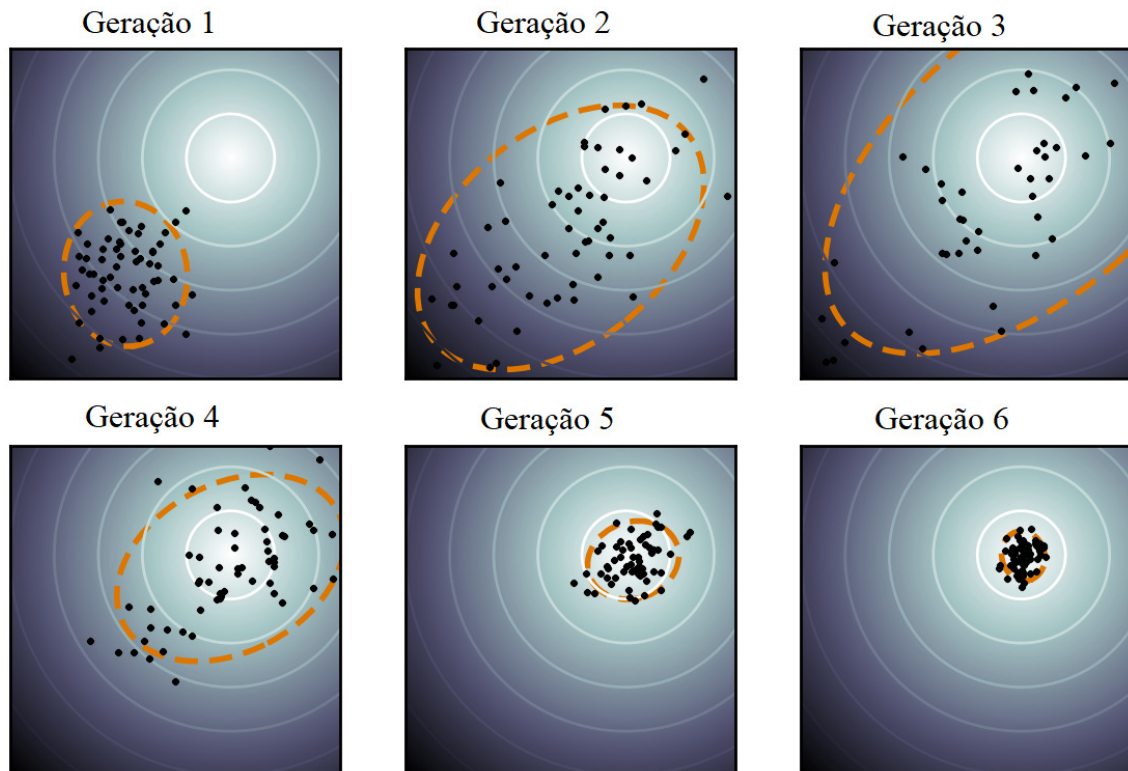
$$x_{g+1} = x_g + \mathcal{N}(0, A) \quad (4.17)$$

Conceitualmente, não há diferenç  entre as Equa es 4.3 e 4.17, as duas se distinguem pela notação matricial. Essa notação da matriz A   utilizada a observação do comportamento do desvio padrão de cada indivíduo da população durante a evolução da estratégia evolutiva.

Na Figura 30 é ilustrada a evolução da população, pontos pretos, no algoritmo

do CMA-ES. A otimização visa minimizar uma função esférica de duas dimensões, como pode ser visto nas superfícies de nível das gerações. A imagem mostra como a distribuição população muda ao longo das gerações, como ela se dispersa e depois se concentra na convergência. Observa-se que durante a passagem das gerações os indivíduos da população buscam multiplicarem-se na direção do eixo maior da elipse, em laranja, que é a direção onde os melhores pontos estão.

Figura 30 – Evolução da população no CMA-ES



Adaptada: (WIKIPEDIA, 2017)

O CMA-ES também introduz parâmetros estratégicos que controlam e direcionam o algoritmo de busca, para evitar a convergência prematura do processo. Esse mecanismo também é atualizado durante o processo de busca. Estes parâmetros serão tratados nas próximas sessões. A maioria dos parâmetros é atribuída automaticamente pelo algoritmo e tomam base na dimensão do problema e no tamanho da população, não sendo necessário muitos ajustes.

4.3.1 A população (mutação)

Da mesma forma que na EE convencional, na CMA-ES a população de novos pontos de busca (indivíduos, descendentes) é obtida por uma amostragem com distribuição de probabilidade multivariável normal, com uso da matriz de covariâncias C , que aumenta a probabilidade na direção dos melhores indivíduos (HANSEN, 2016). Diferente da EE

convencional, a geração de novos descendentes utiliza informação de todos os indivíduos da geração corrente, não sendo apenas um número aleatório. A equação utilizada na geração g é dada pela Equação 4.18:

$$x_k^{(g+1)} = m^{(g)} + \sigma^{(g)} \mathcal{N}(0, C^{(g)}) \quad (4.18)$$

Onde,

- $\mathcal{N}(0, C^{(g)})$ é uma distribuição normal multivariável com média zero e matriz de covariâncias $C^{(g)}$.
- $x_k^{(g+1)}$ é o k -ésimo indivíduo da próxima geração $g + 1$;
- $m^{(g)}$ é o indivíduo médio na geração g , advém da média ponderada dos melhores indivíduos;
- $\sigma^{(g)}$ é o desvio padrão global na geração g ;
- $C^{(g)}$ é a matriz de covariâncias na geração g .

A distribuição da Equação 4.18 também pode utilizar a notação em $m^{(g)} + \sigma^{(g)} \mathcal{N}(0, C^{(g)}) \sim \mathcal{N}(m^{(g)}, \sigma^{(g)2} C^{(g)})$, ou seja, ambos são equivalentes e representam a mesma distribuição. A matriz $C^{(g+1)}$ guarda as mesmas propriedades anteriores após multiplicada com fator dimensional $\sigma^{(g)2}$, dessa forma $C^{(g)}$ continua representando a matriz de covariâncias para da distribuição.

O número de descendentes da próxima geração é determinado por λ e k varia no intervalo de $1, \dots, \lambda$, para uma população de tamanho amostral $\lambda \geq 2$.

O desvio padrão global $\sigma^{(g)} \in \mathbb{R}_+$ (valores reais não negativos); os indivíduos $x_k^{(g+1)}$, $m^{(g)}$ são de dimensão \mathbb{R}^n ; e a matriz de covariâncias $C^{(g)}$ pertence ao conjunto $\mathbb{R}^{n \times n}$.

A matriz de covariância $C \in \mathbb{R}^{n \times n}$ é do tipo simétrica e positiva definida, ou seja, para todo $x \in \mathbb{R}^n \setminus \{0\}$ (pontos de x diferentes do vetor nulo) e tem-se por definição que $x^T C x > 0$. Sendo a matriz C positiva definida, a mesma pode ser decomposta em uma base ortonormal de autovetores $B = [b_1, \dots, b_n]$, junto aos seus autovalores correspondentes $d_1^2, \dots, d_n^2 > 0$.

Isto significa que todo par b_i e d_i^2 obedece a relação de igualdade da Equação 4.19, que é uma propriedade inerente dos autovetores e autovalores (BORTOLI et al., 2003).

$$C b_i = d_i^2 b_i \quad (4.19)$$

A ortonormalidade de B garante que $B^T B = I$ (e obviamente que $B^T = B^{-1}$), que também pode ser escrita como uma função de Heaviside (δ_{ij}):

$$b_i^T b_j = \delta_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{se } i = j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.20)$$

Os autovalores B e autovetores d surgem da autodecomposição da matriz de covariâncias C e obedecem à Equação 4.21. Ela é possível devido à característica de simetria que a matriz de covariâncias possui (ABDI, 2007).

$$C = BD^2B^T \quad (4.21)$$

Onde,

- B é uma matriz ortogonal, tal que $B^T B = B B^T = I$. As colunas de B formam uma base ortogonal de autovetores.
- $D^2 = DD = \text{diag}(d_1, \dots, d_n)^2 = \text{diag}(d_1^2, \dots, d_n^2)$ é uma matriz diagonal com os autovalores da matriz C . Dessa forma D é composto com os autovalores de C em sua diagonal principal, os elementos fora da diagonal principal são nulos.
- $D = \text{diag}(d_1, \dots, d_n)$ é a matriz diagonal com as raízes quadradas dos autovalores de C em sua diagonal principal.

A matriz de covariância C tem semelhança na matriz simétrica encontrada na Equação 4.22, onde os elementos da diagonal principal são as covariâncias próprias (ou variância) e as demais são as covariâncias entre os pares das variáveis randômicas.

$$C = \begin{bmatrix} V_a & C_{a,b} & C_{a,c} & C_{a,d} & C_{a,e} \\ C_{a,b} & V_b & C_{b,c} & C_{b,d} & C_{b,e} \\ C_{a,c} & C_{b,c} & V_c & C_{c,d} & C_{c,e} \\ C_{a,d} & C_{b,d} & C_{c,d} & V_d & C_{d,e} \\ C_{a,e} & C_{b,e} & C_{c,e} & C_{d,e} & V_e \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

A definição dos elementos $C_{a,b}, \dots, C_{d,e}$ pertencentes a matriz de covariâncias C é determinada pela Equação 4.23.

$$C_{a,b} = E[(X_a - \mu_a)(X_b - \mu_b)] \quad (4.23)$$

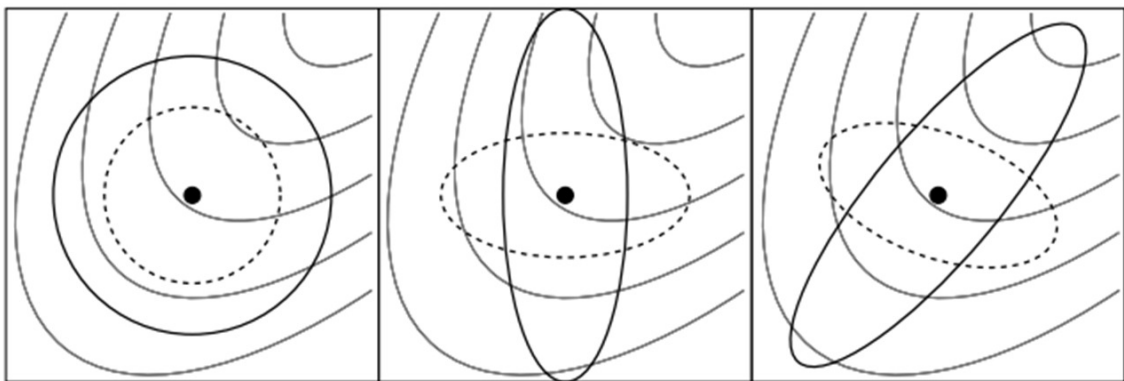
Onde,

- X_a e X_b são duas variáveis aleatórias distintas e independentes;
- μ_a é o valor esperado de X_a , dado pela função $E(X_a)$;
- μ_b é o valor esperado de X_b , dado pela função $E(X_b)$;
- V_a é um caso de $C_{a,b}$ onde $a = b$. Esta definição é utilizada também pelos demais elementos da matriz C pertencentes a diagonal principal.

O principal fundamento para utilização da matriz de covariância está em fazer com que os descendentes das próximas gerações tendam a evoluir cada vez mais inclinadamente (com probabilidade cada vez maior) para a direção dos melhores pontos já identificados nas últimas gerações.

Na Figura 31 é possível verificar isso ao ver as regiões equiprováveis para a geração dos descendentes. À esquerda os parâmetros estratégicos são globais não correlacionados, $\mathcal{N}(0, \sigma^2 I)$, onde $\sigma \in \mathbb{R}_+$; no meio os parâmetros estratégicos são locais também não correlacionados $\mathcal{N}(0, D^2)$, onde D é uma matriz diagonal; e por último, à direita, os parâmetros são correlacionados $\mathcal{N}(0, C)$, onde C é uma matriz de covariâncias.

Figura 31 – Regiões equiprováveis de descendentes



Fonte: (HANSEN, 2016)

No exemplo da Figura 31, tem-se dois indivíduos hipotéticos de duas variáveis indicados por duas regiões circulares — uma pontilhada e outra com linha sólida — onde para cada uma delas a densidade de probabilidade da distribuição normal é a mesma.

4.3.2 Seleção e recombinação

Todo o processo iterativo de busca do CMA-ES é baseado no deslocamento do indivíduo médio $m^{(g)}$. O novo indivíduo médio $m^{(g+1)}$ da distribuição de busca é uma média ponderada dos μ indivíduos selecionados da população $x_1^{(g+1)}, \dots, x_\lambda^{(g+1)}$ ela é dada pela Equação 4.24:

$$m^{(g+1)} = \sum_{i=1}^{\mu} w_i x_{i:\lambda}^{(g+1)} \quad (4.24)$$

Os pesos que ponderam os indivíduos da população são definidos pela Equação 4.25:

$$\sum_{i=1}^{\mu} w_i = 1, w_1 \geq w_2 \geq \dots \geq w_\mu > 0 \quad (4.25)$$

Onde:

- $\mu \leq \lambda$ é o tamanho da população de pais, o número de pontos selecionados de λ na geração g .

- $w_{i=1\dots\mu} \in \mathbb{R}_+$ são os coeficientes de ponderação utilizados pela recombinação, eles são positivos e maiores que zero. Para $w_{i=1\dots\mu} = 1/\mu$, a Equação 4.24 calcula o valor médio dos μ pontos selecionados.
- $x_{i:\lambda}^{(g+1)}$ é i -ésimo melhor indivíduo da população de descendentes $x_1^{(g+1)}, \dots, x_\lambda^{(g+1)}$, onde cada indivíduo é descrito na Equação 4.18. O índice $i : \lambda$ denota os melhores indivíduos de *lambda* ordenados de forma crescente pelo valor da função objetivo, sendo que $f(x_{1:\lambda}^{(g+1)}) \leq f(x_{2:\lambda}^{(g+1)}) \leq \dots \leq f(x_{\lambda:\lambda}^{(g+1)})$, onde f é a função objetivo a ser minimizada.

A Equação 4.24 utiliza uma seleção truncada, visto que escolhe $\mu < \lambda$ da população de descendentes λ . Atribuindo diferentes pesos aos coeficientes w_i , a equação deve ser interpretada também como mecanismo de seleção, dando maior relevância para os melhores pontos. O mecanismo de recombinação fica por conta da ponderação dos melhores descendentes para formação do indivíduo médio da próxima geração.

Os coeficientes de pesos podem assumir diversas configurações, desde que obedeça a restrição imposta na Equação 4.25.

4.3.3 Adaptação da matriz de covariâncias

O algoritmo de busca tem como característica adaptar e evoluir seu comportamento. À medida que as gerações passam as informações obtidas pelo processo são utilizadas para ajustar a estratégia às condições atuais da função objetivo ou da própria população. No algoritmo CMA-ES a matriz de covariâncias é adaptada basicamente pela combinação de duas matrizes: uma de posto matricial μ e outra de posto matricial unitário, conforme segue nas subseção 4.3.3.1 e subseção 4.3.3.2.

4.3.3.1 Atualização de posto matricial μ

Naturalmente, à medida que o algoritmo evolutivo melhora a população, ele atualiza as variáveis utilizadas, adaptando as estratégias às condições da geração corrente. Com intuito de obter a adaptação da matriz de covariâncias $C_\mu^{(g+1)}$, a princípio, deve-se encontrar um bom estimador para a matriz de covariâncias original. De acordo com (HANSEN, 2009), este estimador é dado pela Equação 4.26.

$$C_\mu^{(g+1)} = \left(1 - c_\mu \sum_{i=1}^{\lambda} w_i\right) C_\mu^{(g)} + c_\mu \sum_{i=1}^{\lambda} w_i \left(\frac{x_{i:\lambda}^{(g+1)} - m^{(g)}}{\sigma^{(g)}}\right) \left(\frac{x_{i:\lambda}^{(g+1)} - m^{(g)}}{\sigma^{(g)}}\right)^T \quad (4.26)$$

Onde,

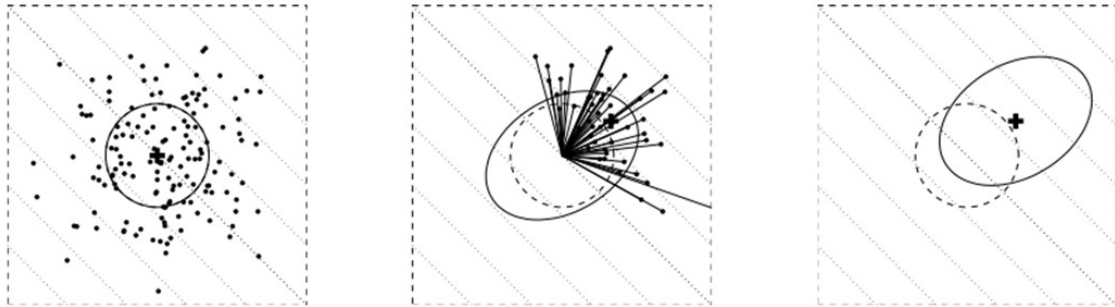
c_μ é a taxa de aprendizado para atualização da matriz de covariâncias. Aqui utilizam-se todos a população λ para estimação da nova matriz C , os pesos w_i utilizados estão conforme

segue na Equação 4.27, onde o somatório dos pesos até os μ primeiros indivíduos é 1 e o somatório dos pesos de $\mu + 1$ até λ é zero.

$$w_1 \geq \dots \geq w_\mu > 0 \geq w_{\mu+1} \geq w_\lambda \quad (4.27)$$

Um bom estimador se justifica nas amostras retiradas de $C_\mu^{(g+1)}$ tenderem a reproduzir passos bem sucedidos em gerações anteriores, e dessa forma, torna as próximas gerações bem sucedidas também. Esta característica pode ser exemplificada na Figura 32, que tem uma estimação da matriz de covariância em uma função $f(x) = -\sum_{i=1}^2 x_i$ a ser minimizada.

Figura 32 – Amostra, estimação e nova distribuição



Fonte: (HANSEN; OSTERMEIER, 2001)

Observa-se que as linhas de contorno (pontilhadas) indicam que a estratégia deve se mover na direção do canto superior direito. À esquerda, na Figura 32, estão indivíduos de uma população $\lambda = 150 \cdot \mathcal{N}(0, I)$ (conseguidos de uma distribuição normal multivariável com média zero e desvio padrão σ igual a um). No meio, os $\mu = 50$ indivíduos selecionados que determinam a entrada para equação de estimação. À direita, a distribuição de busca (população) na próxima geração, retratada pela elipse sólida.

4.3.3.2 Atualização de posto matricial unitário

A atualização de posto matricial unitário utiliza apenas as informações do indivíduo médio, dado na Equação 4.24, para construir uma matriz de covariâncias que destaca o caminho feito por este entre as gerações, o caminho evolutivo.

O caminho evolutivo utiliza um conceito de acumulação e pode ser expresso pela soma de consecutivos passos bem sucedidos, dados pela população ao longo das gerações. Nele, a estratégia considera uma sequência de sucessos para um número de gerações anteriores. Por exemplo, a construção de um caminho da evolução para uma população qualquer com média m é feita pela soma na Equação 4.28.

$$\frac{m^{(g+1)} - m^{(g)}}{\sigma^{(g)}} + \frac{m^{(g)} - m^{(g-1)}}{\sigma^{(g-1)}} + \frac{m^{(g-1)} - m^{(g-2)}}{\sigma^{(g-2)}} \quad (4.28)$$

Na prática a Equação 4.28 conduz a equação do caminho evolutivo dado na Equação 4.29, em que $p_c^{(0)} = 0$ e que acontece em toda geração g .

$$p_c^{(g+1)} = (1 - c_c) p_c^{(g)} + \sqrt{c_c (2 - c_c) \mu_{eff}} \frac{m^{(g+1)} - m^{(g)}}{\sigma^{(g)}} \quad (4.29)$$

Onde

- $p_c^{(g)} \in \mathbb{R}^n$ é o caminho evolutivo na geração g ;
- c_c é uma constante menor ou igual a 1;
- $\sqrt{c_c (2 - c_c) \mu_{eff}}$ é uma constante de normalização para o caminho evolutivo p_c .

Na Equação 4.29, a constante baseada nos pesos (w_i) μ_{eff} determina qual contribuição entre as gerações g e $g + 1$ na formação (recombinação) do caminho evolutivo da próxima geração $g + 1$ (Equação 4.24), é definida por:

$$\mu_{eff} = \left(\frac{\|w\|_1}{\|w\|_2} \right)^2 = \frac{1}{\|w\|_2^2} = \left(\sum_{i=1}^{\mu} w_i^2 \right)^{-1} \quad (4.30)$$

Da Equação 4.30 tem-se que $1 \leq \mu_{eff} \leq \mu$, e que $\mu_{eff} = \mu$ para pesos iguais de recombinação.

4.3.3.2.1 A não aleatoriedade com uso da matriz de covariâncias

A adaptação através da matriz de covariância envolve um esquema de auto-adaptação não aleatório. Com o objetivo de aumentar a probabilidade de produzir mutações bem-sucedidas nas gerações posteriores, a distribuição de mutação é alterada de forma determinística (HANSEN; OSTERMEIER, 2001).

Para ilustrar essa característica, apresenta-se a Figura 33. Nela, a adaptação matriz de covariâncias constrói a distribuição da mutação das gerações posteriores a partir de informações selecionadas nas gerações anteriores. Para o exemplo, adota-se um vetor de distribuição normal $z_i \in \mathbb{R}^2$ ($n = 2$) e um número de gerações $g = 3$. Aqui o indivíduo selecionado z_{sel} é o mesmo da Equação 4.17.

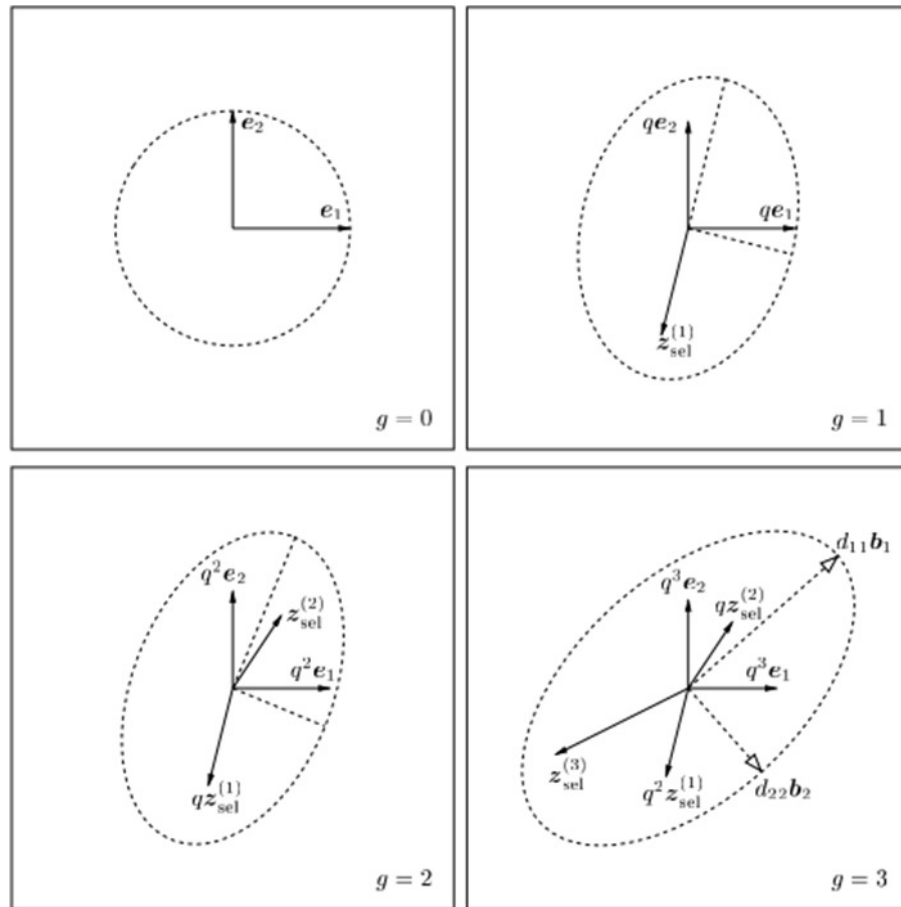
Na Figura 33, inicialmente a distribuição isotrópica é formada por meio dos vetores unitários ortogonais e_1 e e_2 . A cada nova geração, as seleções bem-sucedidas $z_{sel}^{(g)}$ são adicionadas, de forma que na terceira geração tem-se a seguinte soma vetorial da Equação 4.31.

$$\mathcal{N}(0,1) q^3 e_1 + \mathcal{N}(0,1) q^3 e_2 + \mathcal{N}(0,1) q^2 z_{sel}^{(1)} + \mathcal{N}(0,1) q z_{sel}^{(2)} + \mathcal{N}(0,1) z_{sel}^{(3)} \quad (4.31)$$

Os vetores $z_{sel}^{(1)}$, $z_{sel}^{(2)}$ e $z_{sel}^{(3)}$ são adicionados sucessivamente a cada geração, enquanto os vetores antigos são multiplicados por um fator $q = 0,91$. A matriz de covariâncias da distribuição depois da terceira geração é dada pela autodecomposição da Equação 4.32:

$$C^{(3)} = q^6 e_1 e_1^T + q^6 e_2 e_2^T + \sum_{i=1}^3 q^{2(3-i)} z_{sel}^{(i)} (z_{sel}^{(i)})^T = d_{11}^2 b_1 b_1^T + d_{22}^2 b_2 b_2^T \quad (4.32)$$

Figura 33 – Construindo uma distribuição de probabilidades



Fonte: (HANSEN; OSTERMEIER, 2001)

Onde

- d_{11}^2 e d_{22}^2 são autovalores de $C^{(3)}$;
- b_1 e b_1 correspondem aos autovetores de $C^{(3)}$.

Destaca-se aqui que os termos da primeira igualdade na Equação 4.32 ficam elevados ao quadrado por fazerem parte da matriz de covariâncias, conforme já exemplifica na subseção 4.3.1.

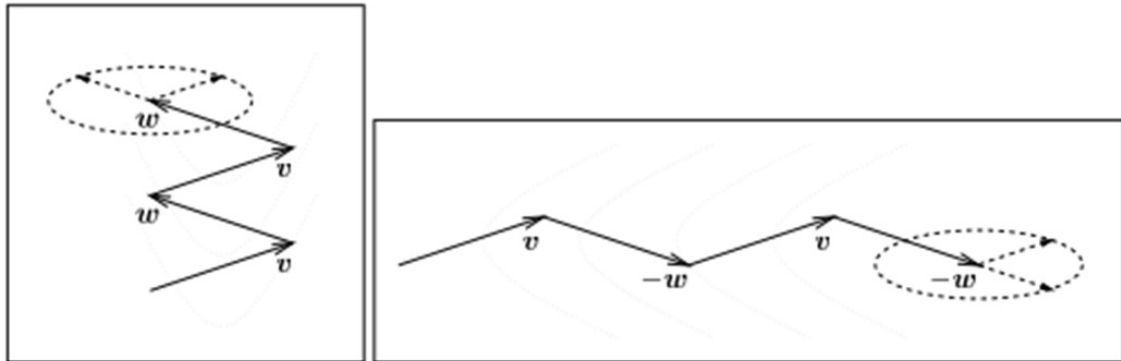
Como se pode observar, a distribuição modifica-se em concordância com os dados embutidos dos indivíduos selecionados nas gerações anteriores, fazendo a hiperesfera tender seus eixos para as regiões onde estão os melhores resultados alcançados pela função objetivo até a geração corrente.

4.3.3.2.2 Acumulação

A acumulação representada pelo caminho evolutivo p_c (Equação 4.29) advém da ideia que a estratégia pode ser consideravelmente melhor quando é realizada a avaliação

dos seus passos anteriores. Esta metodologia é bem mais promissora do que se fazer uso apenas de uma única informação da geração anterior $g - 1$ (HANSEN; OSTERMEIER, 1996).

Figura 34 – Dois caminhos evolutivos idealizados.



Fonte: (HANSEN; OSTERMEIER, 2001)

Para a maximização da eficiência da mutação, é preciso que passos maiores aconteçam na direção onde o caminho evolutivo é maior, ou seja, a função da acumulação é fazer o uso de poucos passos para encontrar o ponto de ótimo.

Na Figura 34 são mostrados dois caminhos evolutivos idealizados. Nela os vetores v e w apontam para os melhores indivíduos ao longo de cada um das quatro gerações. A diferença dos dois quadros está no sinal do vetor w . Observa-se que o vetor gerado apenas utilizando informações da geração anterior (a circunferência pontilhada) pode gerar resultados bem limitados, para o caso dos vetores pontilhados da Figura 34, apesar do caminho ter sido diferente os vetores que farão a atualização da próxima geração são os mesmos.

4.3.3.3 Atualização da matriz de covariâncias

A atualização final de CMA-ES é dada pela Equação 4.33. Ela combina os dois tipos de atualizações vistos anteriormente nas Equação 4.33 e Equação 4.29, ponderando-as com constantes fixas durante a otimização.

$$C^{(g+1)} = (1 - c_1 - c_\mu) C^{(g)} + c_\mu \sum_{i=1}^{\lambda} w_i y_{i:\lambda}^{(g+1)} \left(y_{i:\lambda}^{(g+1)} \right)^T + c_1 p_c^{(g+1)} \left(p_c^{(g+1)} \right)^T \quad (4.33)$$

Onde:

- c_μ e c_1 são parâmetros estratégicos que ditam as taxas de aprendizado da adaptação da matriz de covariância, ambos menores que 1. Eles estabelecem o quanto as informações da geração atual terão origem nas informações das populações gerações anteriores e ponderam as matrizes de covariâncias entre gerações dentro de um horizonte de gerações não muito distante.

4.3.4 Controle do σ global

A estratégia evolutiva além dos desvios padrão σ_i de cada dimensão, possui um σ global. Este tem por finalidade escalar a distribuição de probabilidade e evitar que a convergência seja prematura, principalmente quando as mutações em uma direção ficam muito maiores que em outras, o que dificulta a exploração do espaço de busca.

O controle da adaptação do desvio padrão σ é atualizado com o uso do caminho evolutivo conjugado, dado pela Equação 4.34. Ele utiliza um conceito semelhante ao do caminho evolutivo Equação 4.29.

$$p_{\sigma}^{(g+1)} = (1 - c_{\sigma}) p_{\sigma}^{(g)} + \sqrt{c_{\sigma} (2 - c_{\sigma}) \mu_{eff}} C^{(g)-\frac{1}{2}} \frac{m^{(g+1)} - m^{(g)}}{\sigma^{(g)}} \quad (4.34)$$

Onde,

- $p_{\sigma}^{(g)} \in \mathbb{R}^n$ é o caminho evolutivo conjugado na geração g ;
- c_{σ} é uma constante menor ou igual a 1;
- $\sqrt{c_c (2 - c_c) \mu_{eff}}$ é uma constante de normalização para p_{σ} .

A diferença fundamental acontece entre as Equação 4.34 e Equação 4.29 está na multiplicação com a matriz $C^{(g)-\frac{1}{2}}$. Como visto na definição da autodecomposição da matriz de covariâncias na Equação 4.21, o cálculo do inverso da raiz de $C^{(g)}$ é feito com a Equação 4.35

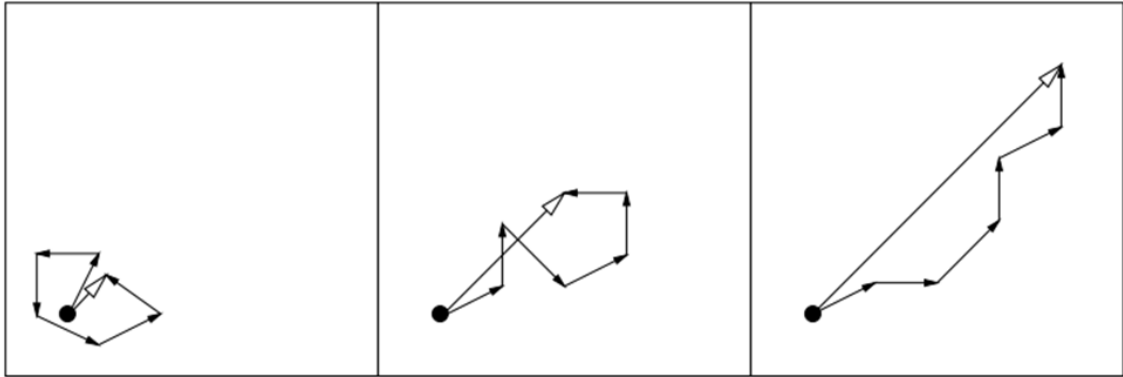
$$C^{(g)-\frac{1}{2}} = BD^{-1}B^T \quad (4.35)$$

Pela decomposição, é visto que a distribuição $\mathcal{N}(0,1)$ é rotacionada com os autovetores ortogonais de B^T , alinhando a distribuição nessa direção. Depois é escalada com D^{-1} que deixa todos os eixos com a mesma proporção. E por último, a distribuição volta a coordenada original com a multiplicação por B , garantindo que as consecutivas gerações de p_{σ} sejam comparáveis entres si.

A Figura 35 mostra três caminhos evolutivos (Equação 4.28) para seis passos em diferentes situações de seleção. A primeira, à esquerda, acontece quando o caminho é curto, observa-se que os passos se cancelam, diminuindo o desvio padrão. À direita mostra o contrário, ele acontece quando os passos apontam quase para a mesma direção, o que faz o desvio aumentar. No meio, é mostrada a situação mais adequada, pois ela acontece, quando os passos são aproximadamente perpendiculares e, por esse meio, não correlacionados.

Segundo Hansen (2016), para se decidir se o passo do caminho evolutivo é curto ou longo, o comprimento do caminho evolutivo é comparado ao comprimento esperado por uma distribuição randômica $E \|\mathcal{N}(0,1)\|$, onde os consecutivos passos são independentes e não correlacionados. Como visto anteriormente, a multiplicação por $C^{(g)-\frac{1}{2}}$ faz o comprimento $p_{\sigma}^{(g+1)}$ não dependente da direção da matriz de covariâncias $C^{(g)}$, ela faz com que $p_{\sigma}^{(g+1)} \sim$

Figura 35 – Três caminhos evolutivos idealizados.



Fonte: (HANSEN, 2016)

$\mathcal{N}(0,1)$, sendo dessa forma um fator de escala de p_σ , a fim que este seja comparável com a distribuição randômica de média zero e desvio padrão unitário.

Dessa forma, a atualização de $\sigma^{(g)}$ ao longo do processo evolutivo é dada pela Equação 4.36, para todo $\sigma^{(g)} > 0$.

$$\sigma^{(g+1)} = \sigma^{(g)} \exp \left(\frac{c_\sigma}{d_\sigma} \left(\frac{\|p_\sigma^{(g+1)}\|}{E \|\mathcal{N}(0,1)\|} - 1 \right) \right) \quad (4.36)$$

Onde:

- d_σ é uma constante de amortecimento, que escala c_σ

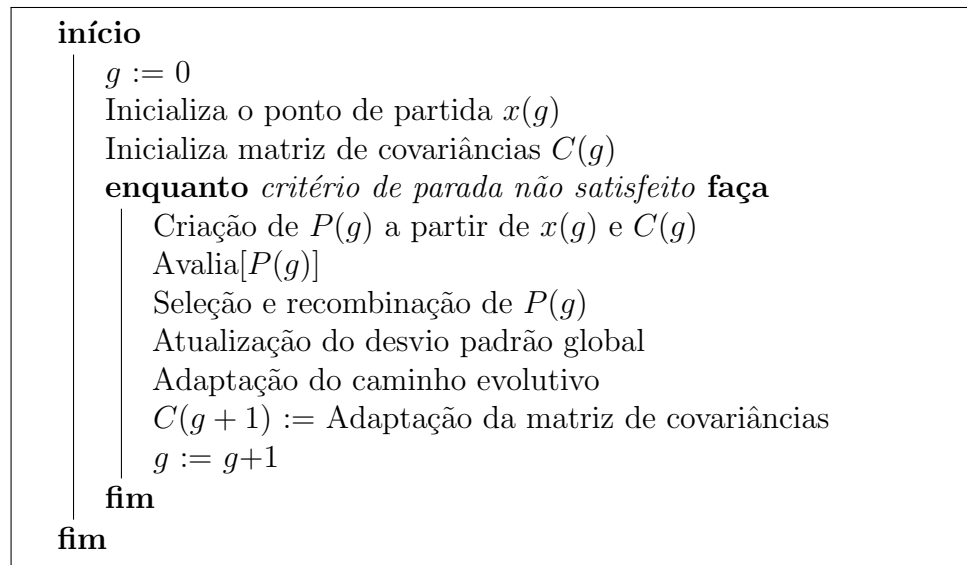
Quando $\|p_\sigma^{(g+1)}\|$ é igual $E \|\mathcal{N}(0,1)\|$, o valor de σ não muda, apenas nos casos em que é maior ou menor. As constantes c_σ e d_σ são parâmetros de controle da adaptação da variável de controle dos passos do desvio padrão global σ . O c_σ é o mesmo usado no caminho da evolução conjugada e é o parâmetro de amortecimento e tem seu valor $d_\sigma \approx 1$.

O mecanismo de atualização do desvio padrão global σ de faz com que os passos do indivíduo médio $m^{(g+1)}$ sejam independentes e não correlacionados entre si, evitando que os passos sejam totalmente correlacionados, positivamente ou negativamente.

O algoritmo CMA-ES pode ser resumido seguindo o pseudo-código ilustrado pela Figura 36.

Na seção C.1 está o código fonte em *MATLAB* para execução de todos os passos comentados neste capítulo. O código tem fins didáticos e serve para aplicação dos conceitos, por isso não está totalmente otimizado para uma rápida execução computacional. Na seção C.2 foi colocado um exemplo de utilização do pacote implementado em *Python*.

Figura 36 – Algoritmo para o CMA-ES



4.4 Comentários do capítulo

As estratégias evolutivas são um meta heurística de busca, inspiradas por teorias evolutivas de seres biológicos, que torna possível resolução de problemas não lineares e de grande complexidade. As estratégias evolutivas baseadas na adaptação da matriz de covariâncias representa o estado da arte na vertente dos algoritmos de busca estocásticos.

Abordagem Proposta

Este capítulo tem objetivo de consolidar a utilização de otimização estocástica apresentada no Capítulo 4 junto a resolução do fluxo de potência do Capítulo 3 para resolução da abordagem proposta. Para isso, define-se a formulação que delimita as condições de análise do problema e, posteriormente, os passos para se chegar à resolução de maximizar a injeção de geradores fotovoltaicos e dos sistemas de armazenamento, enquanto se reduzem as perdas elétricas do sistema.

5.1 Formulação da função objetivo

Este trabalho tem como objetivo encontrar a solução ótima para a localização e dimensionamento da capacidade nominais de operação dos sistemas FV e dos sistemas de armazenamento de energia na rede de distribuição trifásica, através de uma função objetivo que visa minimizar as perdas técnicas ao longo de um horizonte de simulação. A otimização do dimensionamento e da alocação é feita concomitantemente, ou seja, o algoritmo de otimização busca uma solução que aloque a geração e o armazenamento, de forma que as perdas de potência ativa sejam mínimas.

A função objetivo formulada envolve a minimização das perdas ativas do sistema, estimulando-se a maximização do uso de geradores fotovoltaicos combinados ao uso de sistemas de armazenamento, a fim de deslocar a oferta de energia para um período noturno sem que haja violação de níveis de tensão. Além disso, como os recursos financeiros são limitados, a quantidade total nominal de cada sistema não deve extrapolar a disponibilidade máxima para o investimento.

Dessa forma, a função objetivo é composta pela soma de quatro parcelas: a primeira relativa a minimização das perdas técnicas; a segunda relacionada ao máximo de potência fotovoltaica permitida; a terceira relacionada a máxima capacidade permitida para os sistemas de armazenamento; e a última para que não haja violação de níveis de tensão,

conforme Equação 5.1:

$$F = A_F + B_F + C_F + D_F \quad (5.1)$$

Onde,

- F é a função objetivo a ser minimizada;
- A_F , B_F , C_F e D_F são as parcelas que compõem a função objetivo, respectivamente a parcela de perdas, potência FV planejada, capacidade planejada do SAE e penalidade por violação dos limites de tensão. Elas são detalhadas nas seções subseção 5.1.1, subseção 5.1.2, subseção 5.1.3 e subseção 5.1.4.

A função objetivo é avaliada para todos os indivíduos durante o processo de otimização. Dessa forma, entende-se que variáveis dos sistemas FV e dos SAE correspondem aos valores da geração corrente, conforme descrito na seção 5.2.

5.1.1 Parcela A_F - Minimização das perdas

A primeira parcela, A_F , é a parcela de minimização das perdas ativas nas linhas e transformadores. Ela soma todas as perdas ativas técnicas no intervalo de simulação e é normalizada com a carga ativa total de cada intervalo horário, sendo seu valor percentual. A parcela é descrita pela Equação 5.2.

$$A_F = \frac{\sum_T \left(\sum_{N_L + N_T} \left(\sum_{N_F} (P_{\text{perdas},p,r,t}) \right) \right)}{\sum_T \left(\sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (P_{\text{carga},p,b,t}) \right) \right)} \quad (5.2)$$

Em que,

- A_F é a parcela da função objetivo que contabiliza o total de perdas (em %);
- P_{perdas} é a potência ativa das perdas no intervalo t (kW);
- P_{carga} é a potência ativa consumida pelas cargas (kW);
- N_L é o número de linhas de transmissão;
- N_T é o número de transformadores de distribuição;
- N_B é o número de barras;
- N_F é o número de fases;
- T é o tempo total de simulação (horas);
- r é o índice de linhas, dentro do intervalo de $N_L + N_T$;

- b é o índice de barras, dentro do intervalo de N_B ;
- p é o índice de fase;
- t é o índice de intervalo temporal.

O intervalo horário de tempo t é discreto e constante, varia em unidade de hora.

Por meio da Equação 5.2 as perdas de energia ativa são calculadas em todas as fases dos segmentos de linhas e transformadores através de sucessivos somatórios, o intervalo de simulação.

As perdas de potência ativa do sistema por linha ou transformador são calculadas através da soma dos valores de fluxos de potência ativa entre os pares de nós fisicamente interligados pela fase p , é dado pela Equação 5.3.

$$P_{\text{perdas},p,r,t} = P_{km,p,t} + P_{mk,p,t} \quad (5.3)$$

Onde,

- k e m são índices de ramo, correspondem a duas barras ligados através na fase p ;
- $P_{km,p,t}$ e $P_{mk,p,t}$ são os fluxos de potência ativa (kW) entre as barras k e m , na fase p e durante o intervalo t .

O fluxo de potência ativa por fase é calculado utilizando a componente real do fluxo de potência complexo, que é calculado com a tensão na barra e correntes de ramo, conforme a Equação 5.4.

$$P_{km,p,t} = \Re(S_{km,p,t}) = \Re(V_{k,p,t} \cdot I_{km,p,t}^*) \quad (5.4)$$

Onde,

- $S_{km,p,t}$ é o fluxo de potência complexo (kVA);
- $V_{k,p,t}$ é a tensão complexa na fase p da barra k ;
- $I_{km,p,t}$ é a corrente complexa na fase p do segmento k - m .

As grandezas de tensão $V_{k,p,t}$ e corrente $I_{km,p,t}$ são as informações fundamentais para todos os cálculos e são obtidas através do OpenDSS.

5.1.2 Parcela B_F - Potência dos sistemas FV

A parcela B_F é relacionada a quantidade máxima de potência FV permitida para implantação no sistema elétrico. Ela funciona de forma flexível na função objetivo e pode

ser avaliada ou não: quando avaliada, tem seu valor diferente de zero no início da simulação e fica igual a zero quando chega no valor ótimo. O valor ótimo é encontrado quando a quantidade total de sistemas FV é igual ao valor de projeto, determinado durante a etapa de planejamento e decorre da capacidade de investimento a serem aplicados em geradores fotovoltaicos.

Quando não avaliada a parcela B_F é igual a zero e seu valor não muda durante a simulação. A condição de avaliar ou não a parcela B_F é indicada antes da simulação e, dessa forma, estabelecem-se casos de simulação distintos, como será analisado no Capítulo 6.

No caso em que é avaliada, a análise da simulação é pautada em encontrar o melhor arranjo para o recurso financeiro disponível. Para o caso onde não é avaliada, a análise é sobre a quantidade máxima que o sistema suporta até alcançar o mínimo de perdas possíveis, independente do recurso a ser investido.

A quantidade total projetada é determinada por $P_{FV,TOTAL}$ que delimita o montante total da potência FV a ser instalada, a partir dos recursos financeiros. Dessa forma, dado um custo do kW de instalação de sistema FV, o valor da potência de projeto é dado pela Equação 5.5.

$$P_{FV,TOTAL} = \frac{R_{FV}}{C_{\text{custo-FV}}} \quad (5.5)$$

Onde,

- $P_{FV,TOTAL}$ é a potência de instalação total para o sistema elétrico (kW);
- R_{FV} é o recurso financeiro disponível para o investimento (\$);
- $C_{\text{custo-FV}}$ é o custo da instalação da unidade FV (\$/kW).

Após sua definição, $P_{FV,TOTAL}$ passa a ser o valor de referência da parcela B_F na função objetivo. Seu valor é subtraído do somatório de potências da solução em avaliação e seu resultado é normalizado com o total da potência pico das cargas do sistema elétrico em estudo para efeito de generalidade. O valor da operação é colocado em módulo, conforme pode ser visto na Equação 5.6:

$$\Delta B_F = \left| \frac{P_{FV,TOTAL} - \sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (P_{FV,p,b}) \right)}{\sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (P_{\text{carga-pico},p,b}) \right)} \right| \quad (5.6)$$

Onde,

- ΔB_F é a diferença entre o valor de referência total e o montante da solução corrente, normalizada;
- $P_{\text{carga-pico},p,b}$ é o valor de pico da potência ativa da carga na fase p da barra b ;

- $P_{FV,p,b}$ é a potência nominal FV na fase p da barra b na solução em avaliação.

O ΔB_F é o valor da diferença entre o objetivo planejado e a quantidade atualmente disponível pelo indivíduo solução em avaliação, em módulo. No processo de minimização a penalidade é satisfeita quando seu valor é igual a 0. Para melhorar a convergência e eliminar o uso de constante de ajuste, utiliza-se o logaritmo natural na Equação 5.6.

Por Equação 5.6 ser um valor entre 0 e 1, o logaritmo natural retorna um valor negativo e que fica cada vez maior a medida que ΔB_F se aproxima de zero. Por sua vez, para que B_F fique cada vez mais próximo de zero, faz-se a inversão do logaritmo e multiplicando-se pela contante -1. Dessa maneira, tem-se a Equação 5.7:

$$B_F = \begin{cases} 0, & \text{se } \Delta B_F = 0 \\ \frac{-1}{\ln(\Delta B_F)}, & \text{se } \Delta B_F \neq 0 \end{cases} \quad (5.7)$$

Onde,

- B_F é a parcela da função objetivo F .

A Equação 5.7 é a forma final encontrada da parcela na função objetivo F , quando a condição de quantidade máxima a ser instalada é considerada. Caso a condição não esteja sendo avaliada, B_F é sempre igual a zero.

5.1.3 Parcela C_F - Capacidade dos SAE

De maneira análoga à parcela B_F , descrita na seção anterior, também assume-se que o investimento em sistemas de armazenamento de energia pode ser avaliado ou não, quando avaliado é limitado a um valor de referência definido por $C_{SAE,TOTAL}$, que é a capacidade total dos sistemas de armazenamento planejada.

$$C_{SAE,TOTAL} = \frac{R_{SAE}}{C_{custo-SAE}} \quad (5.8)$$

Onde,

- $C_{SAE,TOTAL}$ é a capacidade da instalação total para o sistema elétrico (kWh);
- R_{SAE} é o recurso financeiro disponível para o investimento (\$);
- $C_{custo-SAE}$ é o custo da instalação da unidade de SAE (\$/kWh).

Para os SAE, $C_{SAE,TOTAL}$ é o valor de referência da parcela C_F na função objetivo. Seu valor é subtraído do somatório de capacidades da solução em avaliação e seu resultado é normalizado com o total da potência pico das cargas do sistema elétrico em estudo,

multiplicado por uma contante horária referente a autonomia do SAE. O valor da operação é colocado em módulo, conforme pode ser visto na Equação 5.9:

$$\Delta C_F = \left| \frac{C_{\text{SAE,TOTAL}} - \sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (C_{\text{SAE},p,b}) \right)}{\sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (P_{\text{carga-pico},p,b}) \right) \cdot H} \right| \quad (5.9)$$

Onde,

- $C_{\text{SAE,TOTAL}}$ é a diferença entre o valor de referência projetado e o montante da solução corrente, normalizada;
- $C_{\text{SAE},p,b}$ é a capacidade de armazenamento do SAE na fase p da barras b .
- H é a quantidade de tempo de autonomia dos SAE, em horas.

O ΔC_F é o valor da diferença entre o objetivo planejado e a quantidade atualmente disponível pelo indivíduo solução em avaliação, em módulo. No processo de minimização a penalidade é satisfeita quando seu valor é igual a 0. Para melhorar a convergência e eliminar o uso de constante de ajuste, utiliza-se o logaritmo natural na Equação 5.9.

Por Equação 5.9 ser um valor entre 0 e 1, o logaritmo natural retorna um valor negativo e que fica cada vez maior a medida que ΔC_F se aproxima de zero. Por sua vez, para que C_F fique cada vez mais próximo de zero, faz-se a inversão do logaritmo e multiplicando-se pela contante -1. Dessa maneira, tem-se a Equação 5.10:

$$C_F = \begin{cases} 0, & \text{se } \Delta C_F = 0 \\ \frac{-1}{\ln(\Delta C_F)}, & \text{se } \Delta C_F \neq 0 \end{cases} \quad (5.10)$$

A Equação 5.10 é a forma final encontrada da parcela C_F na função objetivo F , quando a condição de quantidade máxima a ser instalada é considerada. Caso a condição não esteja sendo avaliada, C_F é sempre igual a zero.

5.1.4 Parcela D_F - Nível de tensão

Os níveis de tensão nos nós da rede devem estar restritos aos intervalos de tensão aceitos como adequados pela agência reguladora. Dessa forma, os valores adotados são os praticados de forma regulatória pelo PRODIST (ANEEL, 2012).

O resultado avaliado para o arranjo de sistemas FV e SAE, além de reduzir as perdas e obedecer os critérios de investimento, não pode permitir que os níveis de tensão operem fora dos limites regulatórios máximos e mínimos. A implantação dos sistemas distribuídos deve obedecer os limites de tensão da Equação 5.11:

$$V_{\min,b} \leq V_{p,b,t} \leq V_{\max,b} \quad (5.11)$$

Onde,

- $V_{p,b,t}$ é o módulo da tensão na fase p da barra b (kV);
- $V_{\min,b}$ e $V_{\max,b}$ são, respectivamente, o limite mínimo e máximo da tensão em b .

Para se chegar a um valor escalar que informe a violação de tensão em qualquer barra, a parcela de nível de tensão é calculada em duas etapas: primeiro, calculam-se os valores de violação dos limites inferiores e superiores presentes no sistema e depois é aplicado o inverso da função do logaritmo natural no somatório resultante.

De maneira análoga ao feito nas parcelas B_F e C_F , a primeira etapa calcula o valor de ΔF para violação do limite máximo e para violação do limite mínimo, caso ocorram respectivamente. Suas expressões podem ser vista nas Equações 5.12 e 5.13:

$$\Delta F_{\min} = \sum_T \left(\sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (\text{Se } V_{\min,b} > V_{p,b,t} \text{ então } V_{\min,b} - V_{p,b,t}, \text{ senão } 0) \right) \right) \quad (5.12)$$

$$\Delta F_{\max} = \sum_T \left(\sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (\text{Se } V_{\max,b} < V_{p,b,t} \text{ então } V_{p,b,t} - V_{\max,b}, \text{ senão } 0) \right) \right) \quad (5.13)$$

De acordo com os valores dos somatórios resultantes, os valores de $D_{F,\min}$ e $D_{F,\max}$ são dados por Equação 5.14 e Equação 5.15:

$$D_{F,\min} = \begin{cases} 0, & \Delta F_{\min} = 0 \\ \frac{-1}{\ln(\Delta F_{\min})}, & \text{se } \Delta F_{\min} \neq 0 \end{cases} \quad (5.14)$$

$$D_{F,\max} = \begin{cases} 0, & \Delta F_{\max} = 0 \\ \frac{-1}{\ln(\Delta F_{\max})}, & \text{se } \Delta F_{\max} \neq 0 \end{cases} \quad (5.15)$$

O valor final de D_F é calculado com a Equação 5.16:

$$D_F = D_{F,\max} + D_{F,\min} \quad (5.16)$$

5.2 Variáveis de controle

As variáveis de controle do problema de otimização são as potências nominais dos sistemas FV $P_{FV,p,b}$, definidas na Equação 5.6, e as capacidades nominais dos SAE $C_{SAE,p,b}$, definidas na Equação 5.9. Em princípio, todos os nós com carga são candidatos a instalação de um sistema FV, de um SAE ou de ambas as tecnologias, com exceção a barra da subestação.

Esse modelo reflete a flexibilidade, praticidade e modularidade de instalação e utilização dos painéis e sistemas de armazenamento, permitindo a instalação mais próxima possível a necessidade no sistema.

5.2.1 População do algoritmo evolutivo

O indivíduo do processo evolutivo corresponde ao vetor que concatena as potências nominais dos sistemas FV e das capacidade dos SAE da solução em avaliação. Dessa forma, cada elemento do vetor corresponde a um valor nominal a ser instalado no nó n , conforme pode ser visto na Equação 5.17.

$$\text{Indivíduo}_i = \left[P_{\text{FV},i}^1, \dots, P_{\text{FV},i}^{N_N}, C_{\text{SAE},i}^1, \dots, C_{\text{SAE},i}^{N_N} \right]^T \quad (5.17)$$

Onde,

- N_N é o número de nós do sistema elétrico de teste;
- $P_{\text{FV},i}^n$ é potência nominal do sistema FV a ser instalada no nó n ;
- $C_{\text{SAE},i}^n$ é a capacidade nominal do SAE a ser instalado no nó n ;
- i é o índice de indivíduos da população λ .

A quantidade de nós do sistema pode é calculada através da Equação 5.18. Ressalta-se que as barras consideradas são somente as com carga.

$$N_N = \sum_{N_B} \left(\sum_{N_F} (1) \right) \quad (5.18)$$

Observa-se que nos vetores de indivíduos, as informações de barra b e fase p são retornadas pela coordenada do vetor, dessa forma os nós são representados de maneira única e imutável pela sua posição no vetor.

Como pode observado nas Equações 5.17 e 5.18, a dimensão de cada indivíduo é de $2 \cdot N_N$. Esse valor corresponde à dimensão do problema de otimização. Com isso, uma população de λ indivíduos i é representada pela estrutura matricial na Equação 5.19:

$$\text{População} = \begin{bmatrix} P_{\text{FV},1}^1 & \cdots & P_{\text{FV},\lambda}^1 \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ P_{\text{FV},1}^{N_N} & \cdots & P_{\text{FV},\lambda}^{N_N} \\ C_{\text{SAE},1}^1 & \cdots & C_{\text{SAE},\lambda}^1 \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ C_{\text{SAE},1}^{N_N} & \cdots & C_{\text{SAE},\lambda}^{N_N} \end{bmatrix}_{2 \cdot N_N \times \lambda} \quad (5.19)$$

Para o estudo de caso onde somente há avaliação das reduções das perdas técnicas, sem restrição financeira para instalação de sistemas FV, a população tem seus indivíduos apenas dependentes dos valores nominais de potência FV $P_{\text{FV},i}^k$. Dessa forma a otimização utiliza a população da Equação 5.20.

$$\text{População} = \begin{bmatrix} P_{\text{FV},1}^1 & \cdots & P_{\text{FV},\lambda}^1 \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ P_{\text{FV},1}^{N_N} & \cdots & P_{\text{FV},\lambda}^{N_N} \end{bmatrix}_{N_N \times \lambda} \quad (5.20)$$

5.2.2 Restrição nas variáveis de controle

O algoritmo evolutivo de busca utiliza o espaço dos números reais para realizar o processo de otimização. Porém para fins práticos, os valores das soluções que correspondem aos sistemas FV e as SAE são arredondados para números inteiros mais próximos a cada avaliação da função objetivo, e dessa forma não ocorram valores nominais fracionados.

Dessa maneira, cada indivíduo avaliado tem suas coordenadas readequadas para a resolução, conforme Equação 5.21.

$$\left[P_{FV,1}^1, \dots, P_{FV,1}^{N_B}, C_{SAE,1}^1, \dots, C_{SAE,1}^{N_B} \right]^T = \text{Arred} \left(\frac{\left[P_{FV,1}^1, \dots, P_{FV,1}^{N_B}, C_{SAE,1}^1, \dots, C_{SAE,1}^{N_B} \right]^T}{\text{res}} \right) \cdot \text{res} \quad (5.21)$$

Onde,

- $\left[P_{FV,1}^1 \quad \dots \quad P_{FV,1}^{N_B} \quad C_{SAE,1}^1 \quad \dots \quad C_{SAE,1}^{N_B} \right]^T$ é o indivíduo avaliado;
- $\text{Arred}(\cdot)$ é a função de arredondamento para o inteiro mais próximo, para cada coordenada do indivíduo;
- res é a resolução.

Além disso as variáveis são limitadas no espaço de busca, o limite do intervalo de busca para todas as dimensões das variáveis estão obedecendo os intervalos delimitados nas Equações 5.22 e 5.23:

$$P_{FV, \text{ Limite Individual Mínimo}} \leq P_{FV,i} \leq P_{FV, \text{ Limite Individual Máximo}} \quad (5.22)$$

$$C_{SAE, \text{ Limite Individual Máximo}} \leq C_{SAE,i} \leq C_{SAE, \text{ Limite Individual Máximo}} \quad (5.23)$$

Onde,

- $P_{FV, \text{ Limite Individual Mínimo}}$ e $P_{FV, \text{ Limite Individual Máximo}}$ são os respectivos limites inferior e superior para os sistemas FV individuais (kW);
- $C_{SAE, \text{ Limite Individual Mínimo}}$ e $C_{SAE, \text{ Limite Individual Máximo}}$ são os respectivos limites inferior e superior para capacidade dos SAE individuais (kWh).

5.3 Parâmetros do CMA-ES

As constantes adotadas pela estratégia são apresentadas nas tabelas que seguem. Suas definições são baseadas no algoritmo utilizado em Hansen (2016). Resumidamente, para as etapas de seleção e recombinação, os parâmetros estão na Tabela 5:

Tabela 5 – Parâmetros de seleção de recombinação

Parâmetro do CMA-ES	Definição
Tamanho da população de filhos	$\lambda = 4 + \lfloor 3 \ln(N) \rfloor$
Tamanho da população de pais	$\mu = \lfloor \frac{\lambda-1}{2} \rfloor$
Vetor de pesos ($i = 1, \dots, \mu$)	$w_i = \ln\left(\frac{\lambda-1}{2} + 1\right) - \ln i$
Vetor de pesos normalizados	$w = \frac{w}{\sum_{\mu} w_i}$

Tabela 6 – Variância efetiva de seleção

Parâmetro do CMA-ES	Definição
Variância efetiva de seleção	$\mu_{eff} = \frac{1}{\sum_{\mu} w_i^2}$

O parâmetro de variância efetiva de seleção, utilizado em todas as equações do algoritmo, é dado pela Tabela 6:

As constantes de controle do tamanho do passo são definidas na Tabela 7:

Tabela 7 – Parâmetros de controle do tamanho o passo

Parâmetro do CMA-ES	Definição
Constante de evolução do σ	$c_{\sigma} = \frac{\mu_{eff}+2}{N+\mu_{eff}+5}$
Amortecimento do σ	$d_{\sigma} = 1 + 2 \cdot \max\left(0, \sqrt{\frac{\mu_{eff}-1}{n+1}} - 1\right) + c_{\sigma}$

Por último, os parâmetros empregados para a adaptação da matriz de covariâncias encontram-se na Tabela 8:

Tabela 8 – Parâmetros de taxa na adaptação da matriz de covariâncias

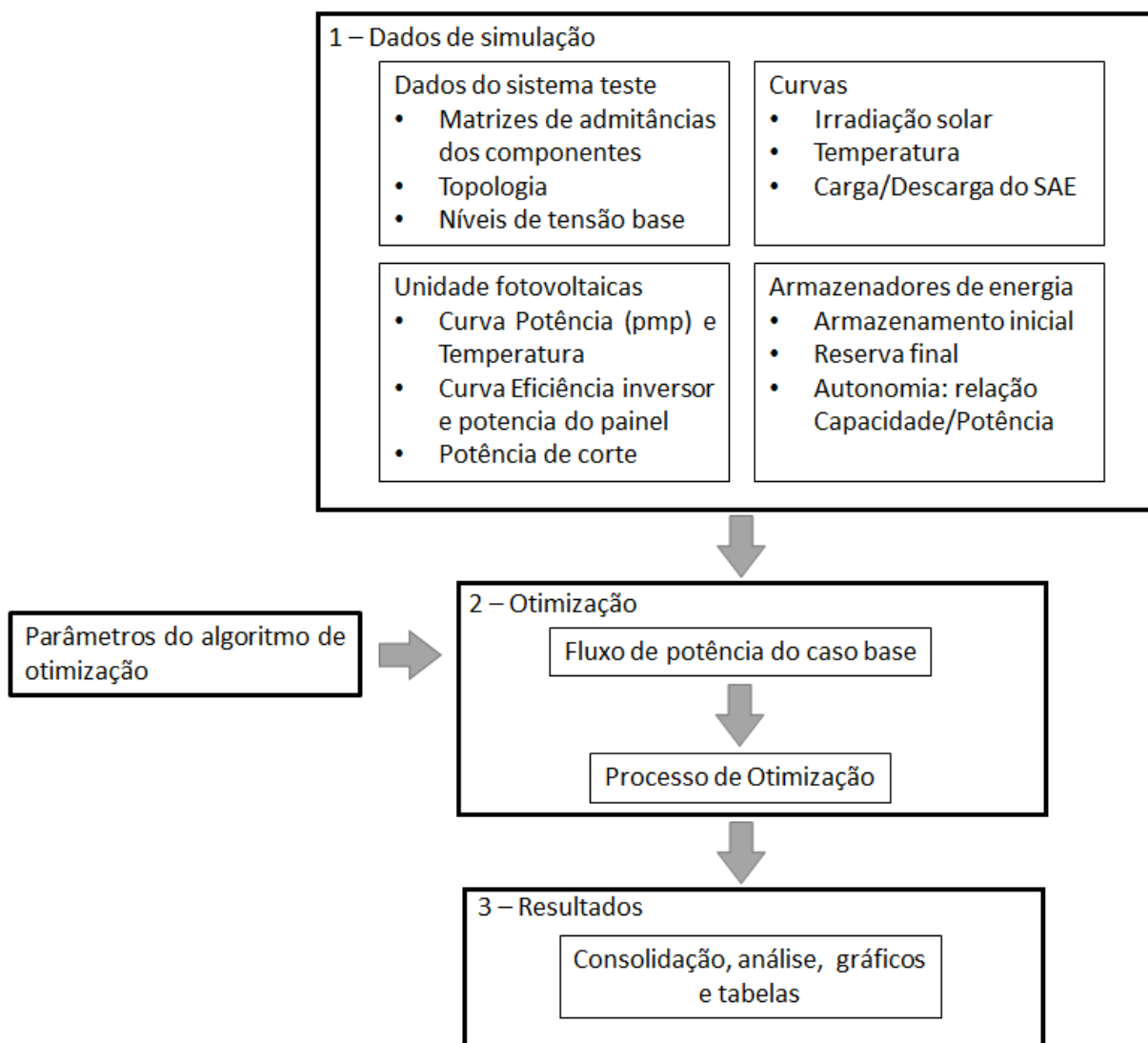
Parâmetro do CMA-ES	Definição
Taxa de aprendizado da acumulação	$c_c = \frac{4 + \frac{\mu_{eff}}{N}}{N + 4 + 2 \cdot \frac{\mu_{eff}}{N}}$
Taxa de aprendizado rank-1	$c_{rank-1} = \frac{4}{(N+1,3)^2 + \mu_{eff}}$
Taxa de aprendizado rank- μ	$c_{rank-\mu} = \frac{\mu_{eff}-2 + \frac{1}{\mu_{eff}}}{(N+2)^2 + \mu_{eff}}$

5.4 Fluxograma

Segue na Figura 37 um diagrama esquemático que resume o funcionamento da simulação dos estudos de caso. Através da numeração nas caixas do fluxograma, é possível visualizar a maneira pela qual a otimização é realizada.

Conforme ilustrado anteriormente na Figura 37, o processo também pode ser descrito com os três passos seguintes:

Figura 37 – Fluxograma da simulação



1. Carregamento dos dados de simulação
2. Execução do algoritmo de busca
3. Tratamento e análise dos resultados obtidos

5.5 Comentários do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a formulação que envolve a busca pela solução ótima no processo de alocação e dimensionamento simultâneos dos sistema FV e dos SAE utilizada por este trabalho. Também foi apresentado um diagrama com um resumo do funcionamento do processo de otimização. No capítulo seguinte serão discutidos as simulações e os resultados obtidos pela formulação.

Simulações e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações feitas com a implementação do algoritmo evolutivo aplicado ao problema da alocação ótima de sistemas FV e SAE. Os testes são feitos no sistema de distribuição IEEE 13 barras (IEEE13), que possui 9 linhas e cargas trifásicas e monofásicas, de características tanto equilibradas quanto desequilibradas.

6.1 Estudo de caso - IEEE 13 Barras

As simulações consideram um estudo de caso no sistema teste IEEE13, ilustrado na Figura 38. Trata-se de um alimentador de distribuição trifásico desequilibrado de 4,16 kV, com cargas monofásicas e trifásicas. O sistema IEEE13 apresenta dois transformadores, um pertencente a subestação (barra 650) e o outro de distribuição (entre as barra 633 e 634) (KERSTING, 2000).

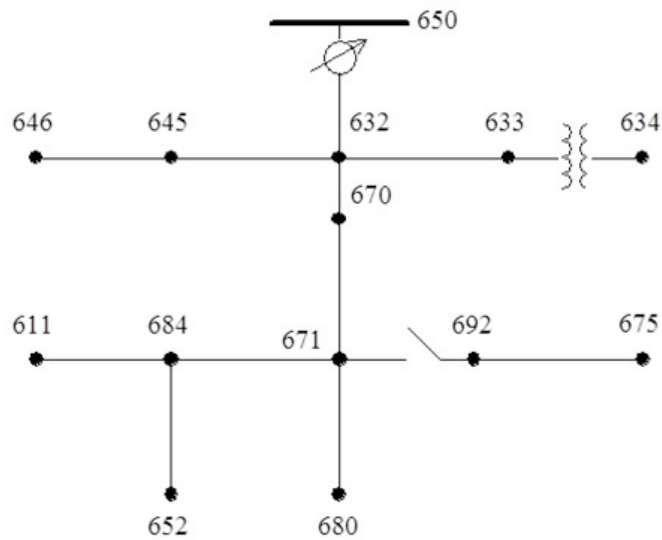
Todos os componentes da rede elétrica são modelados segundo as considerações para circuitos trifásicos desbalanceados propostas por Kersting (2007).

Apesar de possuir poucas barras, este sistema teste é interessante para um estudo realista por possuir diversos componentes, tais como: banco de capacitores, transformador de distribuição, cargas desbalanceadas e distribuídas ao longo das barras, linhas aéreas e subterrâneas e regulador de tensão na subestação (KERSTING, 2000).

Para o propósito do estudo, o sistema teste foi estabelecido geograficamente na região nordeste do Brasil, localizada pelas coordenadas geográficas 2° 31' 48" Sul, 44° 18' 10" Oeste. As simulações utilizam-se da irradiação solar dessas coordenadas geográficas. A Figura 39 mostra as médias de irradiação solar mensal correspondente ao local das coordenadas.

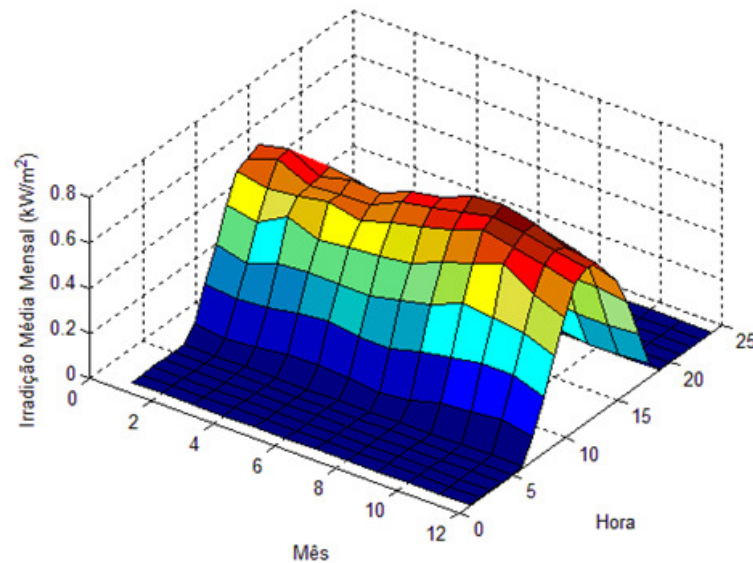
Para a temperatura na superfície dos painéis, considerou-se uma única média mensal ao longo do ano. Apesar de haver variações da temperatura média ao longo do ano, para estas simulações, não ficou relevante utilizar médias distintas para cada mês, apesar

Figura 38 – Sistema teste IEEE 13 barras



Adaptada: (KERSTING, 2000)

Figura 39 – Irradiação solar média mensal ao longo do ano



da metodologia proposta ser totalmente adequada. A temperatura média mensal para as coordenadas em análise são apresentadas na Figura 40.

O perfil de consumo horário das cargas comporta-se seguindo uma curva diária com 24 pontos que pode ser predominantemente residencial, comercial ou industrial, onde o valor de base é a potência nominal (valor de pico) de cada carga. Os três perfis são mostrados na Figura 41. O sistema IEEE13 possui carga total de pico de 3.466 kW.

Cada carga possui um único perfil associado, atribuído conforme a Tabela 9. Dessa maneira, as cargas do alimentador passam a possuir perfis de consumo distintos, de acordo com sua classe que pode ser comercial, residencial e industrial. As letras correspondem a

Figura 40 – Temperatura média horária

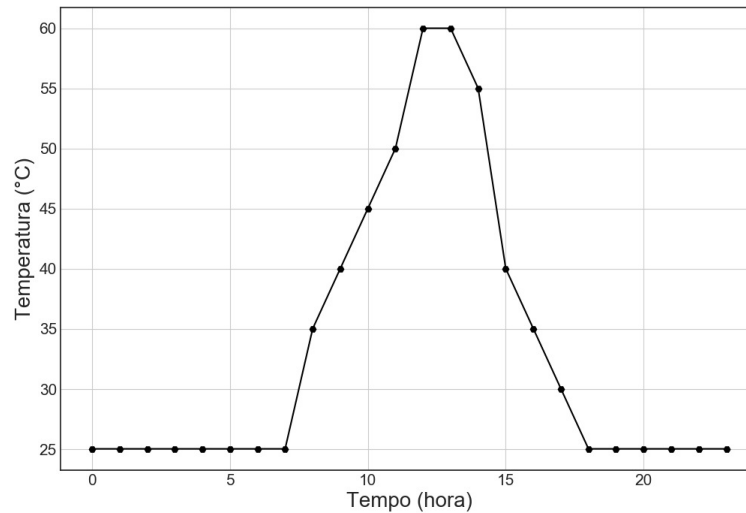
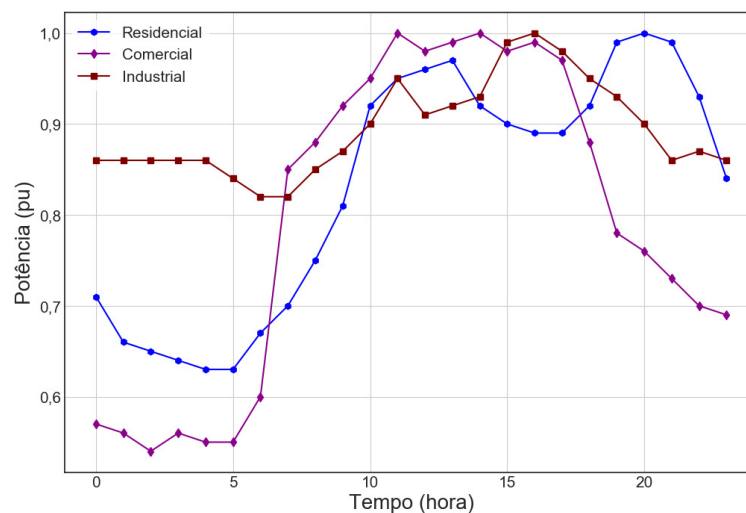


Figura 41 – Perfil de consumo médio mensal



Adaptada: (GRAOVAC; WANG; IRAVANI, 2008)

fase na qual a carga esta ligada, cargas trifásicas equilibradas não possuem letra.

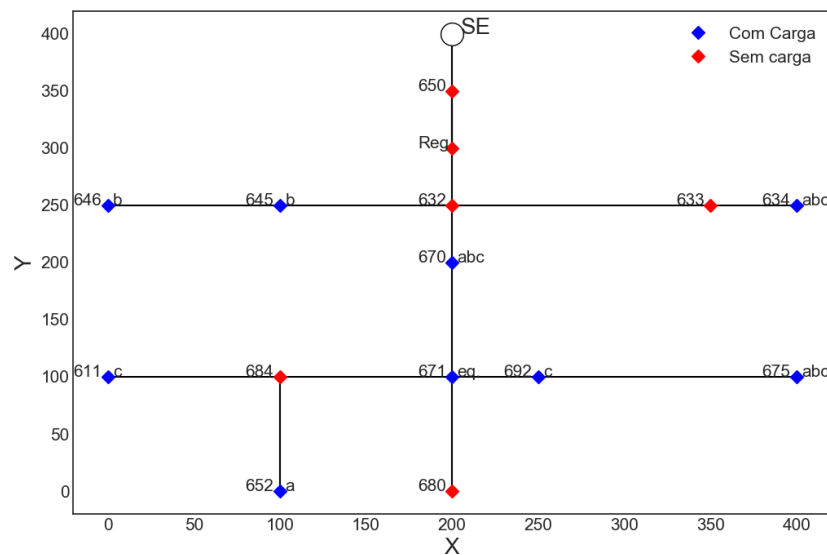
As cargas estão distribuídas conforme mostrado na Figura 42. Na ilustração, cada barra com carga tem um marcador losangular azul e entre parênteses é informada qual fase possui carga instalada na barra, a nomenclatura *eq.* destaca barras com carga equilibrada, as barras sem carga estão com marcadores em vermelho.

Os níveis de tensão em cada fase das barras devem estar dentro dos limites regulatórios estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2012) em todo intervalo de simulação, onde o mínimo e o máximo estão no intervalo da Equação 6.1, em pu da

Tabela 9 – Classe de consumo das carga

Barra-fase	Classe	Barra-fase	Classe	Barra-fase	Classe
634a	Residencial	652a	Residencial	692c	Residencial
634b	Residencial	671	Industrial	611c	Comercial
634c	Residencial	675a	Residencial	670a	Residencial
645b	Comercial	675b	Residencial	670b	Residencial
646b	Comercial	675c	Industrial	670c	Residencial

Figura 42 – Distribuição de cargas no caso IEEE 13 barras



tensão nominal no ponto de conexão da carga.

$$0,93 < V_{p,b,t} < 1,05 \quad (6.1)$$

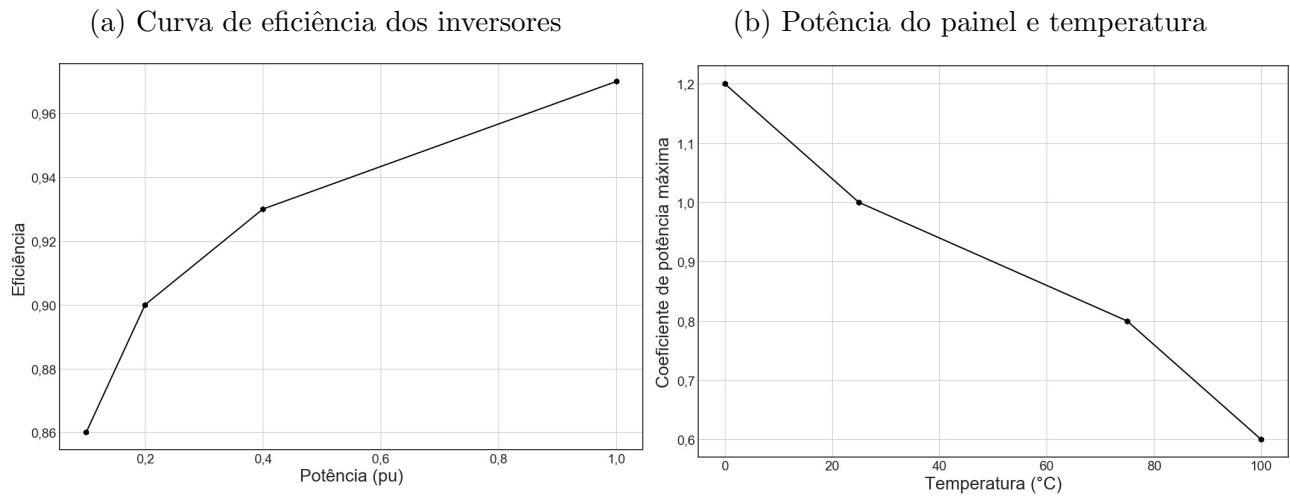
Cada unidade de geração fotovoltaica possui um inversor equivalente com potência compatível ao conjunto de painéis conectados. Seu modelo assume que o sistema trabalhe sempre no ponto de máxima potência para os intervalos de tempo da simulação (1 hora). A potência de saída do inversor tem seus valores definidos pela curva de eficiência da Figura 43a, que é uma curva típica de eficiência operacional em corrente contínua, para valores adequados de irradiação solar (DUGAN, 2016).

Na Figura 43b está a relação da potência máxima de saída com a temperatura utilizada. Neste modelo a potência de saída do sistema FV é inversamente proporcional a temperatura.

Caso não haja potência suficiente na saída dos painéis solares, devido a uma baixa incidência solar, a potência de saída do inversor é zero, ou seja, permanece desligado. Para as simulações realizadas, os valores mínimos são de 10% a potência nominal da unidade de geração, dessa maneira, os painéis devem gerar no mínimo esse percentual mínimo para que haja injeção na rede.

Inicialmente, toda barra de carga, independentemente da quantidade de fases, é

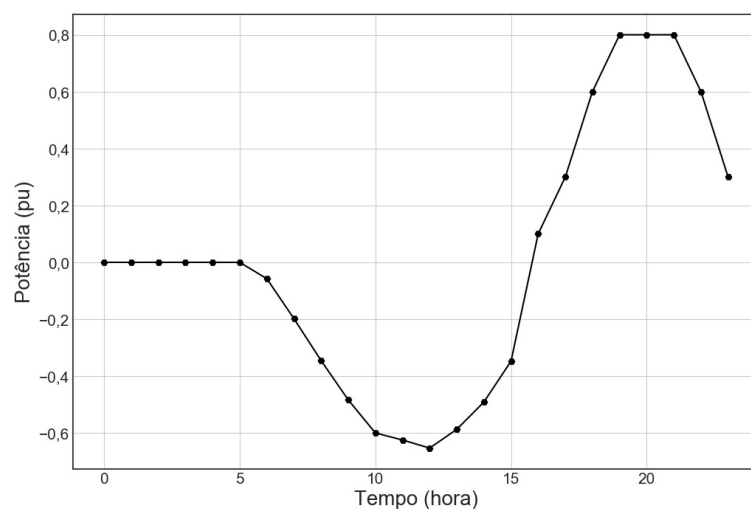
Figura 43 – Eficiência e fator de temperatura nos sistemas FV



uma possível localização para os sistemas FV e os SAE. A potência nominal limite para os sistemas FV individuais é 1.000 kW.

Os SAE tem seu comportamento operacional baseado na curva de despacho diário para carregamento e descarga. Os valores para cada intervalo horário de funcionamento pode ser visto está na Figura 44. Para o carregamento acompanhar a curva de incidência solar, durante a etapa de carga os pontos da curva correspondem ao negativo da curva na irradiação solar média em pu, o que possibilita o SAE funcionar em sincronia com a curva de geração do sistema FV. Na etapa de geração do SAE, o despacho acontece de forma gradativa, conforme os pontos da curva.

Figura 44 – Curva de despacho dos SAE



A capacidade máxima de cada sistema de armazenamento é 8.000 kWh, com uma autonomia horária dos SAE de 4 horas. Os SAE possuem inicialmente 20% da capacidade nominal, durante o descarregamento, quando o SAE atingir 15% de capacidade o sistema

fica inativo, aguardando novo ciclo de carga.

Os sistemas FV e armazenamento de energia tem quantidade de fases em conformidade com o número de fase da carga da barra. Dessa maneira caso a barra tenha uma carga trifásica o sistema FV ou o SAE alocado nela será trifásico, em barras monofásicas, as unidades de geração FV e armazenamento alocadas são monofásicas.

Para o estudo de caso com limitação de recursos financeiros na função objetivo, baseou-se no custo de instalação de 997,5 \$/kWh (IRENA, 2017) para os sistemas de armazenamento de energia baseados em bateria de fluxo. Os custos para instalação de sistemas FV em grande escala estão na faixa de 1,8 \$/W, conforme reportado em IRENA (2016).

O estudo de caso considera três possibilidades de análise para a função objetivo, conforme descrito a seguir:

1. Base (subseção 6.2.1): A seção apresenta os resultados relativos ao caso base e serve como comparativo para redução das perdas para os demais casos simulados. Este caso não envolve nenhum tipo de otimização ou implantação de geração distribuída e corresponde ao sistema de teste quanto seu comportamento de perdas e nível de tensão, quando sujeito as variações do perfil de carga.
2. Função objetivo considerado apenas a instalação de sistemas FV (subseção 6.2.2): Este caso simulado tem por finalidade obter o mínimo de perdas diárias considerando somente a inserção de sistemas FV. A parcela de potência FV planejada B_F é igual a zero, dessa forma não há restrição quanto ao somatório total de instalações FV na rede. O objetivo é chegar no valor mínimo de perdas diário considerando que os recursos financeiros para instalação dos sistemas FV são ilimitados.
3. Função objetivo considerado a inserção de sistemas FV e SAE na rede (subseção 6.2.3): Este caso simulado tem por finalidade obter o mínimo de perdas diárias considerando a inserção de sistemas FV e SAE, simultaneamente. As parcelas de potência FV planejada B_F e de capacidade de SAE planejado C_F são iguais a zero, ou seja, não há restrição quanto aos somatórios totais de instalações dos sistemas FV ou SAE. O objetivo é chegar no valor mínimo de perdas diário considerando que o recurso financeiro para instalação das duas tecnologias é ilimitado, verificando os valores máximos suportados pelo sistema elétrico.
4. Função objetivo considerando a inserção de sistemas FV e SAE, dessa vez com valores planejados para $P_{FV,TOTAL}$ e $C_{SAE,TOTAL}$ (subseção 6.2.4): Este caso simulado tem por finalidade obter o mínimo de perdas diária considerando a inserção de sistemas FV e SAE, simultaneamente. Entretanto, dessa vez com as parcelas B_F e C_F diferentes de zero. Neste caso há restrição quanto aos somatórios totais dos sistemas FV e SAE, pois o recurso financeiro disponível é limitado. O objetivo é

chegar no valor mínimo de perdas diário considerando as duas tecnologias, tendo em vista a disponibilidade de recursos financeiros para implantação do projeto.

Conforme subseção 5.2.2, as coordenadas das soluções avaliadas pelo algoritmo de busca utilizam uma resolução mínima. Os estudos de caso utilizam uma resolução de 5 kW, assim, suas variáveis são arredondadas para intervalos inteiros múltiplos de 5. O ponto de partida do algoritmo evolutivo é um vetor nulo, a origem das coordenadas.

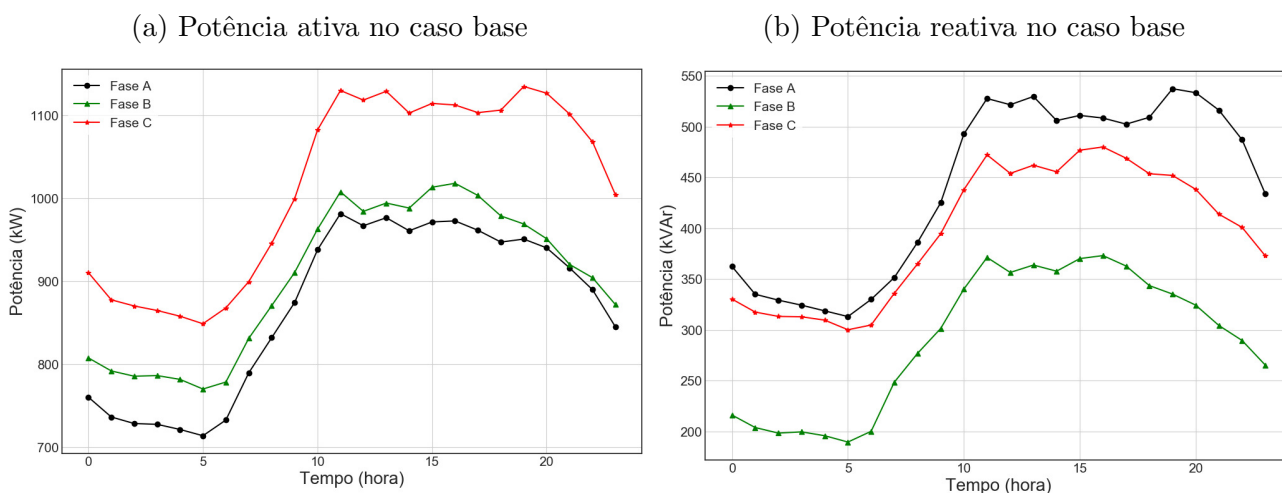
6.2 Resultados

Nas próximas sub-seções são apresentados os resultados encontrados através do processo de otimização, conforme cada caso descrito anteriormente.

6.2.1 Caso base

Para o caso base, a potência ativa e reativa fornecida pelo alimentador ao longo das 24 horas podem ser vistas nas Figura 45a e Figura 45b. Aqui observa-se o perfil padrão do alimentador, quando não há instalação de nenhuma geração distribuída ou armazenadores de energia.

Figura 45 – Potência na subestação – Caso base



Os valores horários de geração e consumo são apresentadas na Tabela 10. No caso base, a geração é feita apenas pela subestação (SE), o consumo de energia é feito pelo segmento das cargas e as perdas ativas no sistemas são atribuídas aos transformadores (trafos) e linhas. Na tabela também é possível verificar o nível de perda ativa em cada intervalo temporal.

Quanto ao nível de perdas, o alimentador alcança seu nível mínimo às 5 horas, durante a carga leve, com um valor de 1,99%. O maior nível das perdas acontece às 11

Tabela 10 – Resultado de consumo e perdas ativas – Caso base

Hora	SE (kW)	Perdas (kW)		Cargas (kW)	Perdas (%)
		Trafos	Linhas		
0	2.479,01	50,39	2,92	2.425,63	2,15
1	2.406,42	47,27	2,53	2.356,58	2,07
2	2.384,73	46,41	2,45	2.335,78	2,05
3	2.379,11	46,14	2,38	2.330,51	2,04
4	2.361,39	45,43	2,30	2.313,57	2,02
5	2.333,10	44,18	2,30	2.286,52	1,99
6	2.379,57	45,89	2,59	2.331,11	2,04
7	2.520,97	51,66	2,85	2.466,48	2,16
8	2.649,08	57,30	3,27	2.588,50	2,29
9	2.785,14	63,29	3,80	2.717,98	2,41
10	2.984,05	73,65	4,89	2.905,52	2,63
11	3.120,28	80,93	5,22	3.034,11	2,76
12	3.070,59	78,10	5,32	2.987,01	2,72
13	3.100,95	79,80	5,43	3.015,81	2,75
14	3.052,90	77,09	4,89	2.970,88	2,69
15	3.100,29	79,96	4,69	3.015,73	2,73
16	3.104,35	80,22	4,59	3.019,48	2,73
17	3.069,17	78,19	4,59	2.986,28	2,70
18	3.033,29	76,32	4,88	2.952,12	2,68
19	3.055,74	77,98	5,63	2.972,14	2,74
20	3.019,09	76,03	5,73	2.937,18	2,71
21	2.938,83	71,76	5,61	2.861,13	2,63
22	2.863,03	67,71	4,97	2.790,34	2,54
23	2.721,80	60,34	4,05	2.657,40	2,37

horas, durante a carga máxima e possui valor de 2,76%.

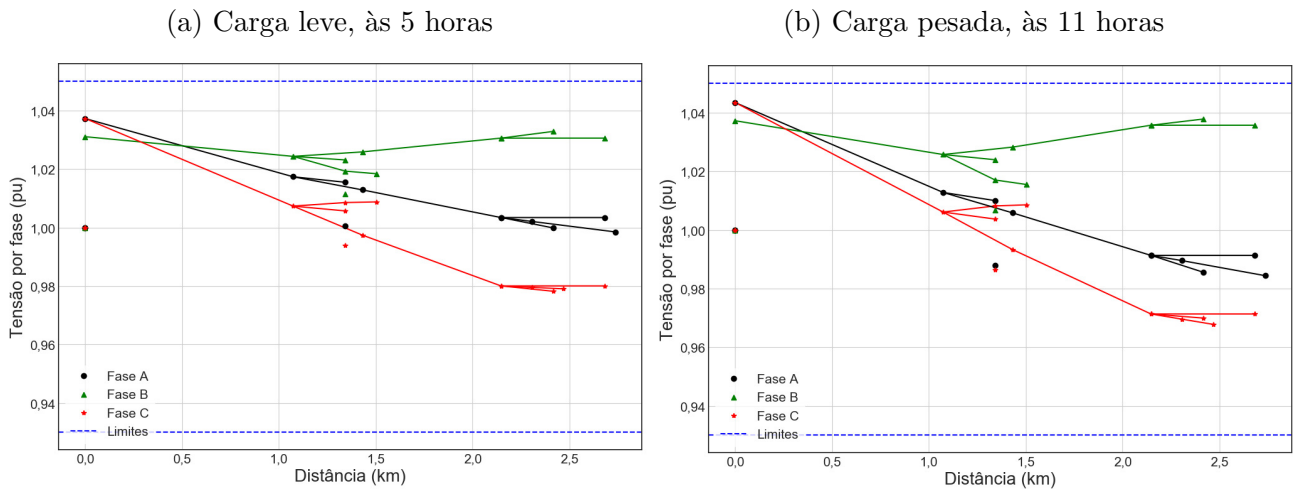
Na Tabela 11 é apresentado o resultado total do consumo e geração de energia ativa e reativa nos segmentos de SE, carga, linhas e transformadores acumulados no período de simulação. O nível de perda ativa total é de 2,47175%.

Tabela 11 – Geração da SE e consumo – Caso base

Segmento	Energia Ativa (kWh)	Energia Reativa (kVAr)
Subestação	66.912,88	27.106,54
Linhas e Transformadores	1.653,92	4.757,07
Cargas	65.257,81	39.038,17

O perfil de tensão para as três fases do alimentador, para o momento horário em que a carga é mínima está na Figura 46a e para quando a carga é máxima na Figura 46b. Estes momentos acontecem respectivamente às 5 horas uma carga mínima de 2.333,10 kW e às 11 horas para uma carga máxima de 3.120,28 kW, do ponto de vista do alimentador.

Figura 46 – Perfil de tensão no alimentador – Caso base



6.2.2 Minimização de perdas sem limites para inserção de sistemas FV – Caso FV

Após as simulações considerando apenas a inserção de sistemas FV sem considerar a otimização simultânea de SAE (parcelas $B_F = 0$ e $C_F = 0$), o resultado final da quantidade total potência para os sistemas FV é de 3.150 kW, que corresponde a 90,88% do total de carga de pico, distribuídas na rede conforme pode ser visto no esquema da Tabela 12.

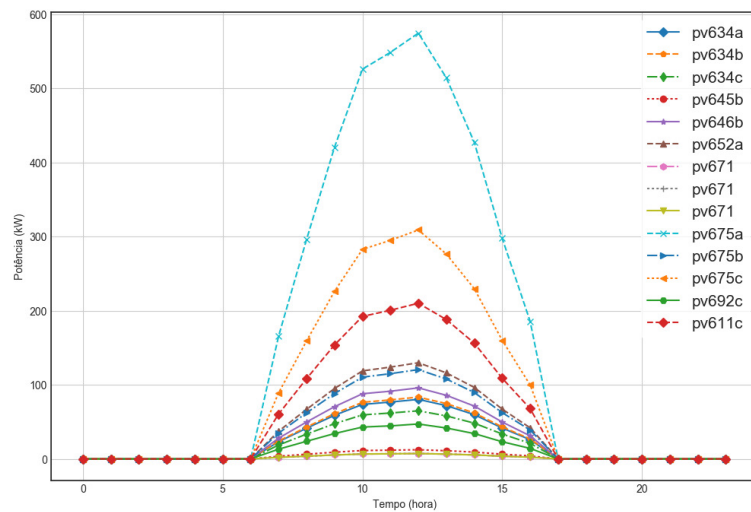
Tabela 12 – Potência nominal dos sistemas FV – Caso FV

Barra-fase	Potência Nominal (kW)	Barra-fase	Potência Nominal (kW)
634a	135	671	35
634b	135	675a	930
634c	105	675b	195
645b	25	675c	500
646b	370	692c	180
652a	210	611c	340

São um total de 12 unidades fotovoltaicas, com uma geração total 12.045,18 kWh no período de 24 horas. Na Tabela 12, a letra na nomenclatura das barras indica a fase no qual o sistema FV está conectado. Quando sem a letra indicando a fase, o sistema FV é trifásico.

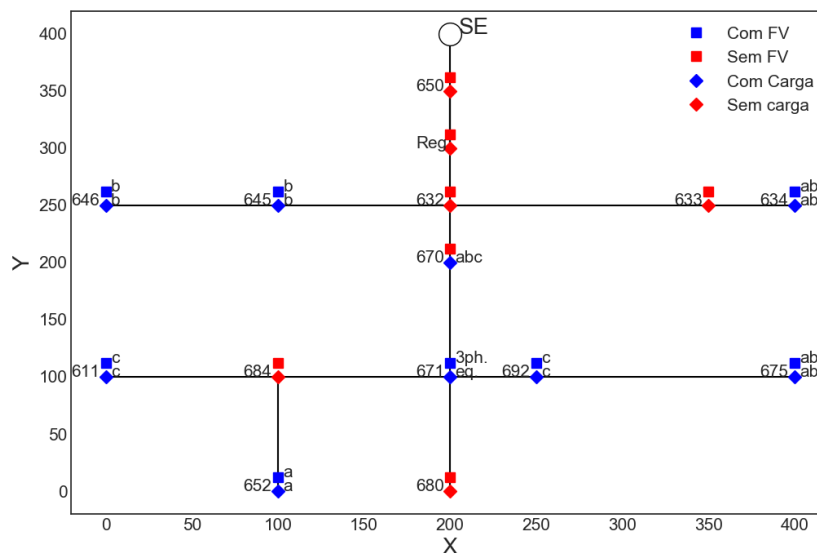
A geração fotovoltaica horária para cada sistema FV da tabela é mostrada na Figura 47, pode-se visualizar que a maior geração no sistema FV ligado ao nó na barra 675 fase A (sistema FV pv675a) e a menor na barra 645 fase B (sistema FV pv645b). O pico de geração FV acontece durante às 12 horas, quando todos os sistemas FV geram ao máximo.

Figura 47 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV



A Figura 48 mostra a distribuição resultante dos sistemas de geração FV na rede. Observa-se que os sistemas FV se distribuíram mais próximos aos pontos extremos da rede. A barra 670, que fica no tronco do alimentador, possui cargas diferentes nas três fases, porém não apresentou relevância na função objetivo em relação à redução das perdas.

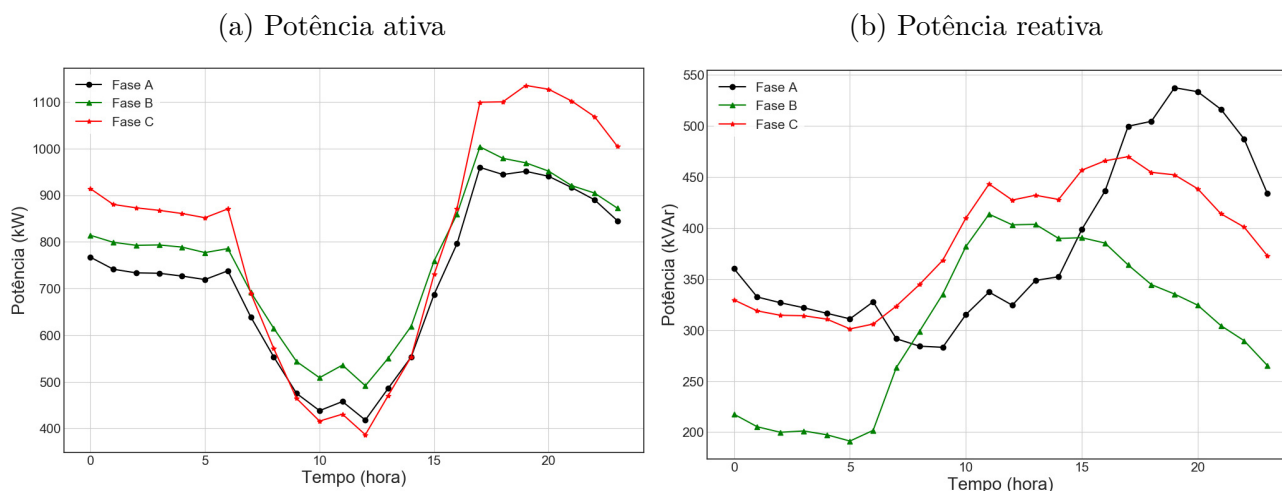
Figura 48 – Distribuição resultante dos sistemas FV no IEEE13 – Caso FV



As potências ativa e reativa fornecidas pelo alimentador podem ser vistas respectivamente nas Figuras 49a e 49b. A geração FV resultou numa menor utilização da energia da subestação durante o período diurno, como pode ser visto quando comparadas às Figuras 45a e 45b do caso base. A redução do consumo ativo da SE aconteceu nos horários onde ocorreu geração FV, das 7 horas às 17 horas.

A geração na subestação e o consumo das cargas a cada horário são resumidos na Tabela 13. Nela também é possível verificar o nível de perda ativa em cada intervalo

Figura 49 – Potência na subestação – Caso FV



temporal em valores percentuais. Comparando com as informações da Tabela 10, observa-se que a redução das perdas acontece nos horários que os sistemas FV estão operando.

Observa-se que os valores de consumo das cargas alteram-se durante o intervalo de geração FV, das 7 horas às 17 horas, quando comparados aos do caso base na Tabela 10. Essa característica é possível devido o sistema teste utilizar cargas com modelagens diferentes, que podem ser impedância, potência ou corrente constante. Mais informações estão disponíveis na Tabela 27.

Na Tabela 14 é apresentado o resultado acumulado de cada segmento para a geração e consumo total do período. A geração FV de 12.045,18 kWh reduziu o consumo de energia da SE e também melhorou os níveis de perdas ativas, passando-os para 2,1782% no período de simulação. É possível verificar que a quantidade de energia reativa no segmento de linhas e transformadores foi diminuído quando comparado ao caso base, saiu de 4.757,07 kVAR para 3.446,6 kVAR.

A redução de perdas do caso atual em relação ao caso base pode ser vista na Figura 50. Para o caso atual que envolve apenas a geração fotovoltaica, a redução percentual acontece somente durante o período diurno. O maior percentual de redução de perdas foi de 40% em relação ao caso base.

O perfil de tensão para as três fases do alimentador, para o momento horário em que a carga é mínima está na Figura 51a e para quando a máxima carga na Figura 51b. Essas cargas acontecem respectivamente às 12 horas e às 17 horas conforme informações da Tabela 13, com os respectivos valores de 1.288,68 kW e 3.062,42 kW.

As tensões nas barras ficaram dentro dos limites estabelecidos na Equação 6.1. Em comparação ao caso base, as tensões no alimentador ficaram mais equilibradas nos horários de carga leve e de carga pesada. Durante a carga pesada, na Figura 51b a tensão na fase

Tabela 13 – Resultado de consumo e perdas – Caso FV

Hora	SE (kW)	Perdas (kW)		Cargas (kW)	Perdas (%)
		Trafos	Linhas		
0	2.479,01	50,39	2,92	2.425,63	2,15
1	2.406,42	47,27	2,53	2.356,58	2,07
2	2.384,73	46,41	2,45	2.335,78	2,05
3	2.379,11	46,14	2,38	2.330,51	2,04
4	2.361,39	45,43	2,30	2.313,57	2,02
5	2.333,10	44,18	2,30	2.286,52	1,99
6	2.379,57	45,89	2,59	2.331,11	2,04
7	2.007,59	32,21	2,05	2.477,38	1,71
8	1.727,14	24,59	1,89	2.601,41	1,53
9	1.471,70	19,65	1,87	2.729,68	1,46
10	1.352,71	19,07	2,26	2.931,58	1,58
11	1.420,28	21,42	2,40	3.066,03	1,68
12	1.288,68	18,84	2,38	3.016,82	1,65
13	1.503,88	22,50	2,65	3.044,02	1,67
14	1.722,19	26,75	2,60	2.992,96	1,70
15	2.177,13	40,10	3,01	3.039,65	1,98
16	2.528,75	53,07	3,48	3.036,58	2,24
17	3.062,42	78,15	4,61	2.979,68	2,70
18	3.023,39	76,07	4,89	2.942,43	2,68
19	3.055,74	77,98	5,63	2.972,13	2,74
20	3.019,08	76,03	5,73	2.937,19	2,71
21	2.938,81	71,76	5,61	2.861,14	2,63
22	2.863,03	67,71	4,97	2.790,34	2,54
23	2.721,81	60,34	4,05	2.657,40	2,37

Tabela 14 – Geração da SE e consumo – Caso FV

Segmento	Energia Ativa (kWh)	Energia Reativa (kVAr)
Subestação	54.607,68	25.793,05
Linhas e Transformadores	1.189,47	3.446,60
Cargas	65.456,13	39.161,46

Figura 50 – Redução de perdas ativas em relação ao caso base – Caso FV

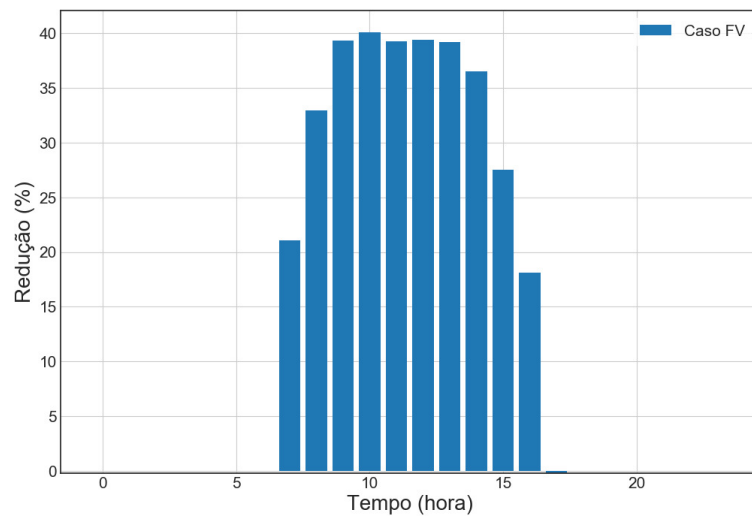
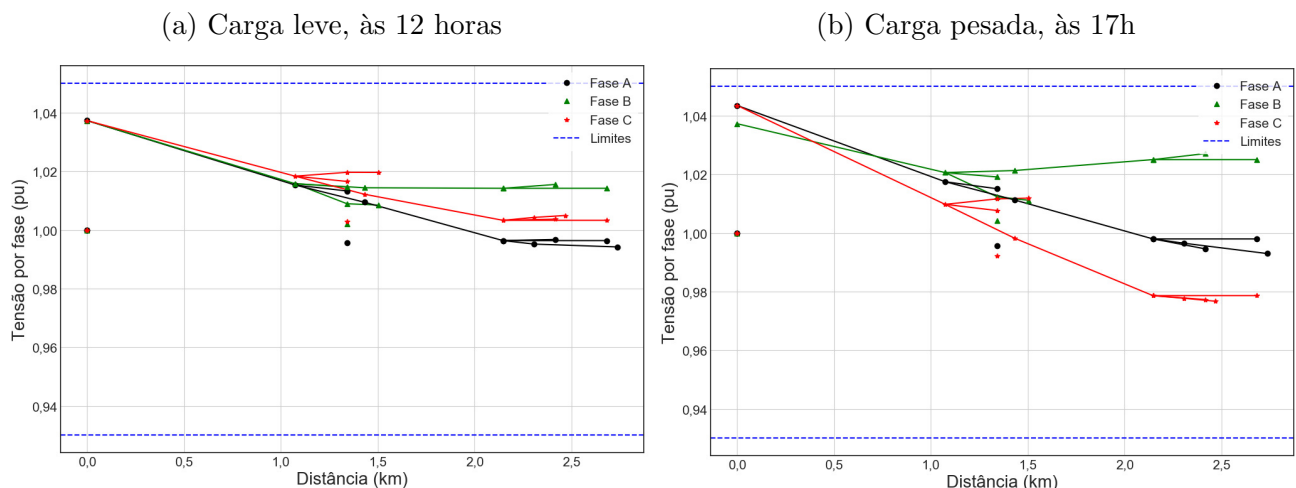


Figura 51 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV



C fica pior que fase A, isso acontece, pois nesse horário a geração FV está no seu fim e o alimentador volta a ter o mesmo comportamento apresentado no caso base, como pode ser visto na Figura 46b.

6.2.3 Minimização de perdas sem limites para inserção de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1

Conforme descrito anteriormente na seção 6.1, para este caso, as parcelas B_F e C_F também são iguais a zero, porém a otimização é feita para sistemas FV e SAE simultaneamente. Dessa forma o algoritmo busca a melhor arranjo entre os sistemas FV e SAE para redução de perdas, sem piorar o perfil de tensão.

O resultado total para os sistemas FV é de 5.890 kW, correspondendo a 169,94% do total de carga pico do alimentador, distribuídas na rede conforme resultado na Tabela 15

em 12 conjuntos de sistemas fotovoltaicos, onde a geração total do período foi de 22.782,08 kWh.

Em comparação ao caso FV, houve um aumento considerável na inserção total de sistemas FV. Isso ocorre pois com a inserção dos SAE em conjunto com os sistemas FV, parte da energia gerada pelos sistemas FV é utilizada para o carregamento dos SAE e não vai diretamente para a rede. Nesse contexto, durante o carregamento, o conjunto de SAE pode ser entendido como uma carga adicional a carga já alimentada pela rede, que requer um montante maior de energia FV.

O resultado para a capacidade dos SAE é de 9.720 kWh, com uma potência total de 2.430 kW e autonomia com duração de 4 horas para 100% da potência nominal do SAE. O montante de capacidade corresponde a 70,17% da carga nominal total do alimentador, distribuídos em uma quantidade de 14 sistemas de armazenamento. Seus valores nominais também podem ser vistos em Tabela 15.

A geração total de energia dos SAE é de 7.678,10 kWh durante a descarga, o consumo total é de 9.122,42 kWh durante o processo de carga e a perda total dos SAE é de 1.444,32 kWh. Dessa maneira, devido às perdas o consumo do SAE é maior que sua geração.

Tabela 15 – Valores nominais dos sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1

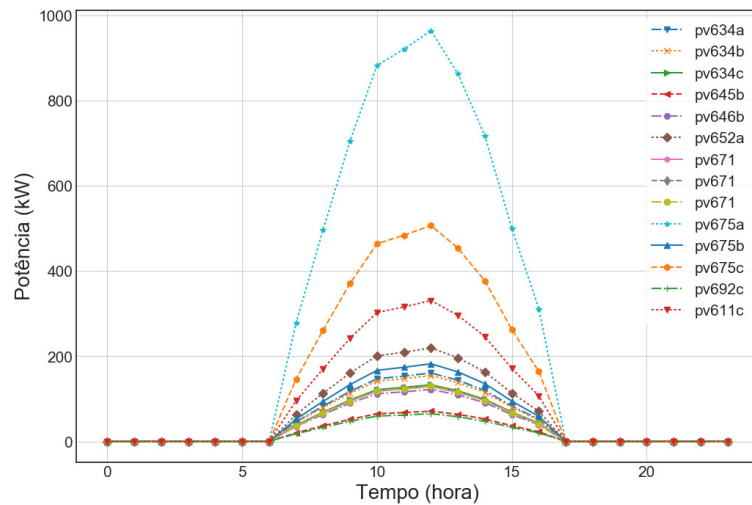
Barra-fase	Valores nominais		Barra-fase	Valores nominais	
	FV (kW)	SAE (kWh)		FV (kW)	SAE (kWh)
634a	265	110	675b	300	130
634b	250	105	675c	795	325
634c	215	90	692c	370	100
645b	75	–	611c	520	190
646b	555	200	670a	–	95
652a	350	140	670b	–	80
671	625	145	670c	–	75
675a	1570	645			

Observa-se na Tabela 15 que todas os sistemas FV possuem maior potência nominal que os encontrados no caso FV. Os SAE por também serem cargas durante o regime de carregamento foram alocados em menor quantidade que os sistemas FV.

A geração fotovoltaica horária para cada sistema FV da tabela é mostrada na Figura 52. O maior valor nominal para um sistema FV encontra-se na barra 675 fase A e o menor na barra 645 fase B, semelhante ao encontrado no caso FV. Quanto aos SAE, o maior sistema é encontrado na barra 675 fase A e o menor na barra 670 fase C, esta última localizada no tronco do alimentador e sem sistema FV.

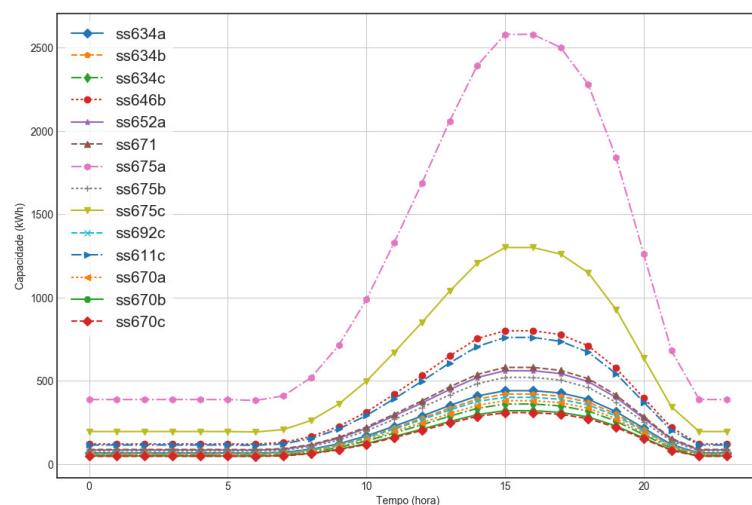
O processo de carregamento e descarga de todas os SAE é visualizado na Figura 53, seu comportamento está de acordo com curva da Figura 44. Na figura é possível verificar que o carregamento começa às 7 horas da manhã, seguindo a curva esperada de irradiação

Figura 52 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV-SAE 1



solar, atinge capacidade de armazenamento máximo às 15 horas, que equivale a 100% da capacidade total e logo em seguida, às 17 horas, inicia-se o processo de descarga, onde o SAE funciona como gerador e desloca oferta energética para o período da noite.

Figura 53 – Capacidade energética horária dos SAE – Caso FV-SAE 1



A Figura 54 mostra a distribuição resultante dos sistemas FV e SAE ao longo do IEEE13. No resultado deste caso, todas as barras de carga um SAE com exceção a barra 645 fase B, os sistemas FV estão em todas as barras de carga exceto nas três fases da barra 670.

A potência ativa e reativa fornecida pelo alimentador podem ser vistas nas Figuras 55a e 55b. Em comparação ao caso base, o perfil de fornecimento está altamente correlacionado com a curva de geração FV durante o dia e com a curva de fornecimento do SAE, durante a noite.

Informações horárias sobre geração da subestação e consumo das cargas são resumi-

Figura 54 – Distribuição de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 1

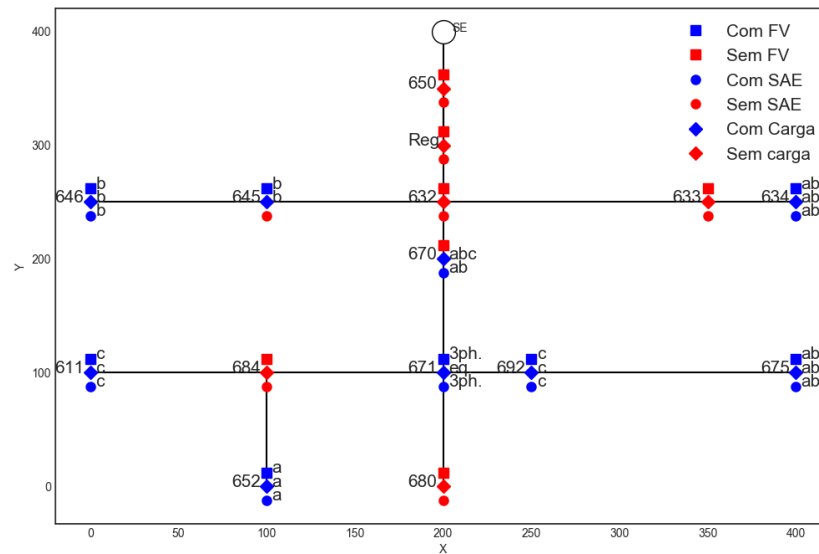
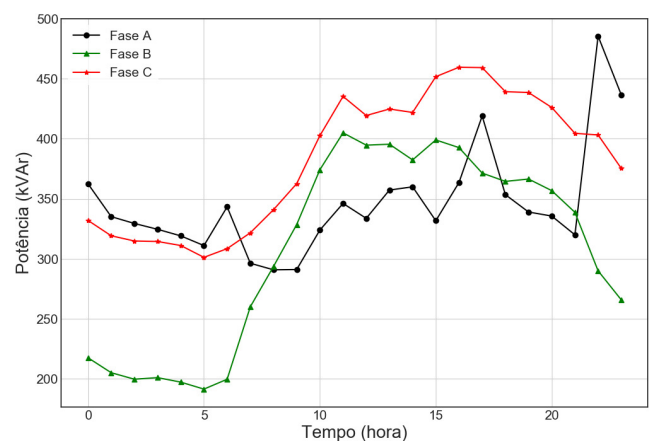
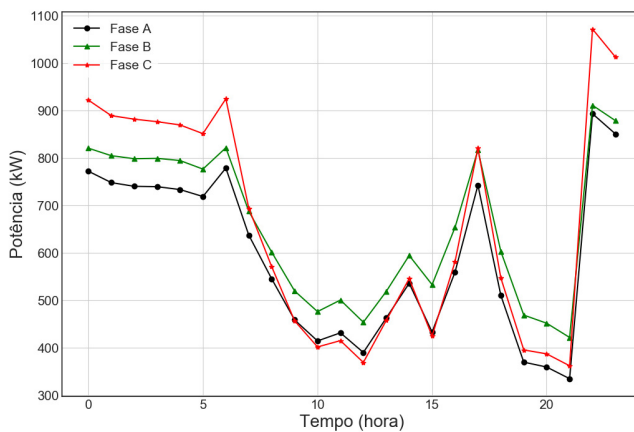


Figura 55 – Potência fornecida pela Subestação – Caso FV-SAE 1

(a) Potência ativa

(b) Potência reativa



das na Tabela 16. Nela também é possível verificar o nível de perda ativa em cada intervalo temporal. Comparando com as informações das Tabela 10 e Tabela 13, observa-se que a redução das perdas acontece em praticamente todo o dia com atuação dos dois sistemas. A maior influência dos sistemas FV durante o dia e a geração dos SAE durante a noite foram os fatores mais relevantes na redução das perdas no alimentador.

Observa-se que as perdas foram aumentadas nos horários de 0 a 6 horas e de 22 a 23 horas. Isso acontece devido existirem perdas associadas ao funcionamento dos SAE, de acordo com o modelo apresentado na seção 3.4.

Na Tabela 17 é apresentado o resultado acumulado de cada segmento para a geração e consumo total do período. A geração FV de 22.714,01 kWh em conjunto com o

Tabela 16 – Resultados de consumo e perdas – Caso FV-SAE 1

Hora	SE (kW)	Perdas (kW)		Cargas (kW)	Perdas (%)
		Trafos	Linhas		
0	2.501,72	51,33	2,96	2.425,25	2,17
1	2.429,19	48,18	2,57	2.356,20	2,09
2	2.407,52	47,31	2,49	2.335,40	2,07
3	2.401,91	47,03	2,42	2.330,13	2,06
4	2.384,21	46,32	2,34	2.313,19	2,04
5	2.333,06	44,18	2,30	2.286,55	1,99
6	2.513,13	51,30	2,83	2.328,88	2,15
7	2.005,85	32,08	2,01	2.477,57	1,70
8	1.703,51	23,74	1,81	2.601,70	1,50
9	1.421,39	18,14	1,75	2.730,23	1,40
10	1.278,43	17,08	2,09	2.932,46	1,50
11	1.336,76	19,21	2,23	3.062,25	1,60
12	1.198,33	16,67	2,20	3.013,03	1,57
13	1.428,73	20,46	2,47	3.040,14	1,60
14	1.671,18	25,06	2,45	2.994,17	1,65
15	1.380,48	20,68	1,98	3.048,52	1,64
16	1.784,21	29,63	2,34	3.045,33	1,79
17	2.374,87	48,45	3,25	2.999,89	2,18
18	1.649,44	26,13	2,46	2.975,23	1,73
19	1.220,69	17,92	2,44	3.007,24	1,67
20	1.184,85	16,99	2,50	2.972,48	1,65
21	1.105,23	15,15	2,43	2.895,14	1,59
22	2.877,02	68,58	5,02	2.781,23	2,56
23	2.743,07	61,62	4,12	2.655,20	2,40

deslocamento de energia de 7.377,44 kWh dos SAE para o período noturno reduziram o consumo de energia da SE, além de melhorar os níveis de perdas ativas, passando-os para 1,92945% no período de estudo. A quantidade de energia reativa no segmento de linhas e transformadores foi diminuído quando comparado ao caso FV, saiu de 3.446,6 kVAr para 2.545,78 kVAr.

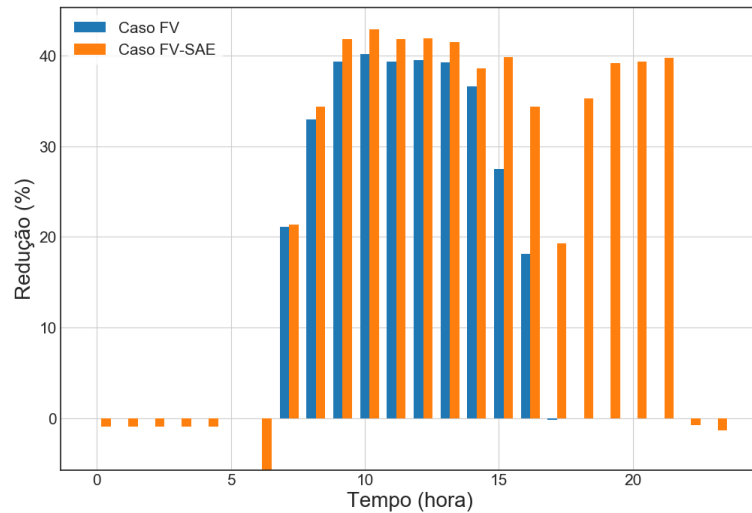
Tabela 17 – Geração da SE e consumo – Caso FV-SAE 1

Segmento	Energia Ativa (kWh)	Energia Reativa (kVAr)
Subestação	45.334,79	24.892,35
Linhas e Transformadores	874,66	2.545,78
Cargas	65.607,44	39.252,30

Sobre a redução de perdas do Caso FV-SAE 1 e do Caso FV, pode-se comparar os dois comportamentos no gráfico de barras da Figura 56. O caso atual que envolve a implantação dos sistemas FV e dos SAE consegue aumentar a potência nominal dos sistemas FV em relação ao caso anterior, ao mesmo tempo em que reduz mais as perdas durante quase todo o horizonte de simulação.

Isso ocorre, pois geração FV é maior que no Caso FV, sendo suficiente para atender a carga consumida e o carregamento dos SAE durante o horário com irradiação solar suficiente, reduzindo o consumo de energia da subestação. No período noturno a energia armazenada é inserida na rede, na forma de geração do SAE, o que diminui o consumo da energia da subestação novamente e reduz as perdas nesse período.

Figura 56 – Redução de perdas em relação ao caso base – Caso FV-SAE 1

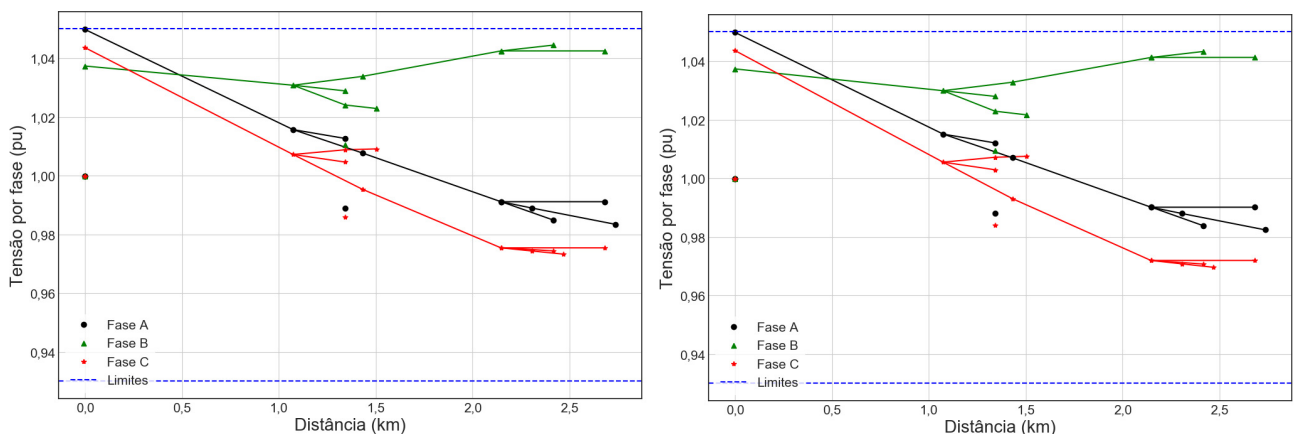


O perfil de tensão para as três fases do alimentador, para o momento horário em que a carga é mínima está na Figura 57a e para quando a máxima carga na Figura 57b. Acontecem respectivamente às 21 horas e às 22 horas conforme informações da Tabela 16.

Figura 57 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV-SAE 1

(a) Carga leve, às 21 horas

(b) Carga pesada, às 22 horas



As tensões nas barras ficaram dentro dos limites estabelecidos na Equação 6.1 durante todo intervalo de simulação. Para este caso, as tensões não sofrem grandes variações ao longo do dia e apresentando semelhança no perfil independente da carga ser leve ou pesada.

6.2.4 Minimização de perdas com limites para inserção de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2

Os casos anteriores serviram para medir e identificar os limites de penetração da geração distribuída, na redução das perdas técnicas do sistema elétrico testado. Para este caso, são utilizadas as parcelas de instalação de sistemas FV Total e de capacidade de SAE Total (parcelas $B_F \neq 0$ e $C_F \neq 0$), utilizando os custos informados na seção 6.1.

6.2.4.1 Cálculo do $P_{FV,TOTAL}$ e $C_{SAE,TOTAL}$

Primeiramente considera-se um recurso financeiro inicial arbitrário com disponibilidade de investimento de \$3.500.000,00 na instalação de sistemas FV e SAE. Assim, o total investido deve ser obedecido conforme a Equação 6.2:

$$P_{FV} 1.800,00 \$/kW + C_{SAE} 997,50 \$/kWh = \$3.500.000,00 \quad (6.2)$$

Onde,

- P_{FV} é a potência total nominal dos sistemas FV a ser instalada (kW);
- C_{SAE} é a capacidade total nominal do SAE a ser instalada (kWh).

Como visto, os custos de instalação das tecnologias não são iguais e portanto o recurso total deve ser distribuído na aquisição dos sistemas FV e dos SAE de maneira proporcional a relação ótima entre as suas potências instaladas. A proporção utilizada é a mesma relação de proporcionalidade entre as potências dos sistemas FV e dos SAE, encontradas no caso FV-SAE 1 (subseção 6.2.3), dessa forma tem-se:

$$\frac{P_{FV}}{P_{SAE}} = \frac{5.755}{2.355} = 2,44 \quad (6.3)$$

Organizando-se as Equações 6.2 e 6.3 com a mesma autonomia $H = 4h$ do caso anterior, tem-se o sistema da Equação 6.4:

$$\begin{cases} 1.800.P_{FV} + 3990.P_{SAE} = 3.500.000 \\ \frac{P_{FV}}{P_{SAE}} = 2,44 \end{cases} \quad (6.4)$$

Após a resolução do sistema de equações, os valores de P_{FV} e P_{SAE} são respectivamente 870 kW e 357 kW, arredondados para o número inteiro mais próximo. Porém, torna-se necessário antes um novo arredondamento para que fiquem dentro do critério de resolução mínima de 5kW previamente estabelecido. No caso dos SAE a capacidade total é de 1428 kWh ($357kW * 4h$), finalmente:

- Potência total projetada para instalação dos sistemas FV: 870 kW;
- Capacidade total projetada para instalação do SAE: 1425 kWh.

Os valores foram arredondados para baixo para não extrapolar o orçamento, além de obedecer o critério de restrição e 5 kW como variação mínima.

6.2.4.2 Resultado da otimização

O resultado para a potência dos sistemas FV é de 865 kW, correspondendo a 24,96% da carga nominal, distribuídas na rede conforme resultado na Tabela 18 em 14 conjuntos de fotovoltaicos, a geração FV total do período de 3.411,77 kWh.

O resultado para a capacidade dos SAE é de 1.380 kWh, com uma potência total de 345 kW com uma duração de 4 horas, que corresponde a 9,95% da carga nominal total para uma quantidade de 11 unidades. Seus valores nominais também podem ser vistos em Tabela 18. A geração total de energia é de 897,58 kWh durante a descarga, o consumo total é de 1.066,84 kWh durante o processo de carga e a perda total dos SAE é de 169,26 kWh.

Tabela 18 – Resultado dos Sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2

Barra-fase	Valores nominais		Barra-fase	Valores nominais	
	FV (kW)	SAE (kWh)		FV (kW)	SAE (kWh)
634a	15	5	675b	30	35
634b	25	35	675c	5	–
634c	130	35	692c	–	100
645b	20	–	611c	90	20
646b	110	35	670a	60	40
652a	65	15	670b	80	–
671	50	20	670c	95	5
675a	90	–	–	–	–

A geração horária das unidades fotovoltaicas é mostrada na Figura 58. O sistema FV com maior potência nominal está na barra 634 fase C e o menor sistema FV localiza-se na barra 675 fase C.

O processo de carregamento e descarga de todas as unidade de armazenamento é visualizado na Figura 59. Nessa figura é possível verificar que o carregamento começa às 7 horas da manhã, seguindo a curva esperada de irradiação solar, atinge capacidade de armazenamento máximo às 15 horas, que equivale a 100% da capacidade total e logo em seguida, às 17 horas, começa o processo de descarga, onde o banco de energia funciona como gerador e desloca a oferta energética para o período da noite.

O SAE com maior capacidade está localizado na barra 692 fase C, os sistemas com menores capacidades estão localizados nas barras 634 fase A e 670 fase C.

A Figura 60 mostra a distribuição resultante dos conjuntos de geração FV e dos SAE em cada ponto do sistema IEEE-13. Observa-se que os sistemas se agruparam principalmente nos pontos mais extremos do alimentador.

Figura 58 – Geração FV por unidade durante o dia – Caso FV-SAE 2

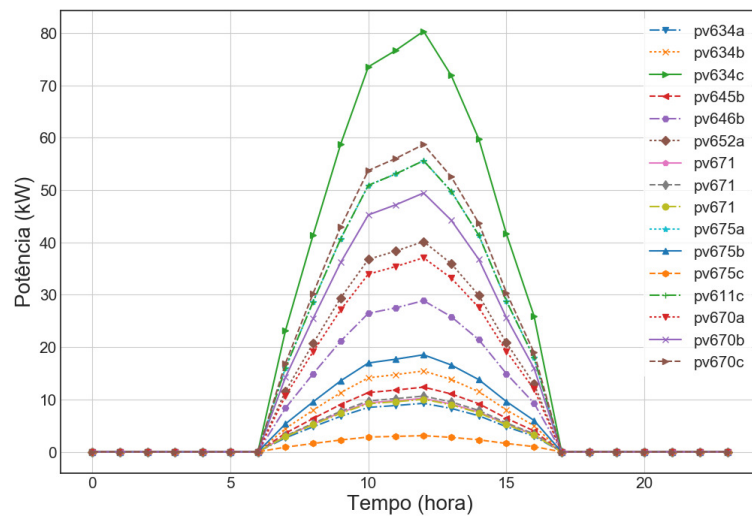
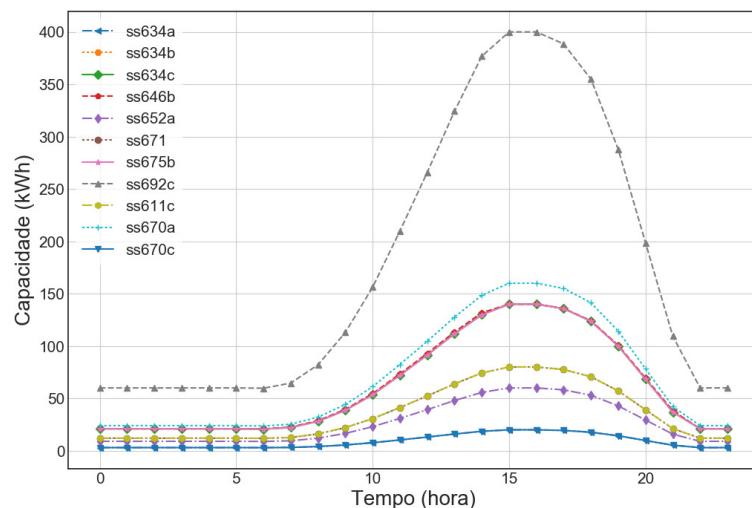


Figura 59 – Capacidade energética horária dos SAE – Caso FV-SAE 2



A potência ativa e reativa fornecidas pelo alimentador podem ser vistas nas Figura 61a e Figura 61b. O deslocamento da oferta de energia feita pelos SAE é visível na queda de consumo durante o horário noturno, após as 18 horas. Neste caso, como a quantidade dos sistemas FV e SAE são relativamente pequenas quando comparada aos outros casos, o efeito observado na potência fornecida pela subestação foi de maior correlação com a curva de carga.

Sobre a redução de perdas do caso atual e do caso base, pode-se fazer um comparativo do comportamento no gráfico de barras da Figura 62. O caso atual que envolve o limite máximo de inserção das tecnologias de geração distribuída, apresenta considerável redução de perdas ao longo do dia. A redução segue o mesmo perfil comportamento horário, porém o valor máximo da redução está em torno de 10% em relação ao caso base, no mesmo horário de 12 horas.

O perfil de tensão para as três fases do alimentador, para o momento horário em

Figura 60 – Distribuição de sistemas FV e SAE – Caso FV-SAE 2

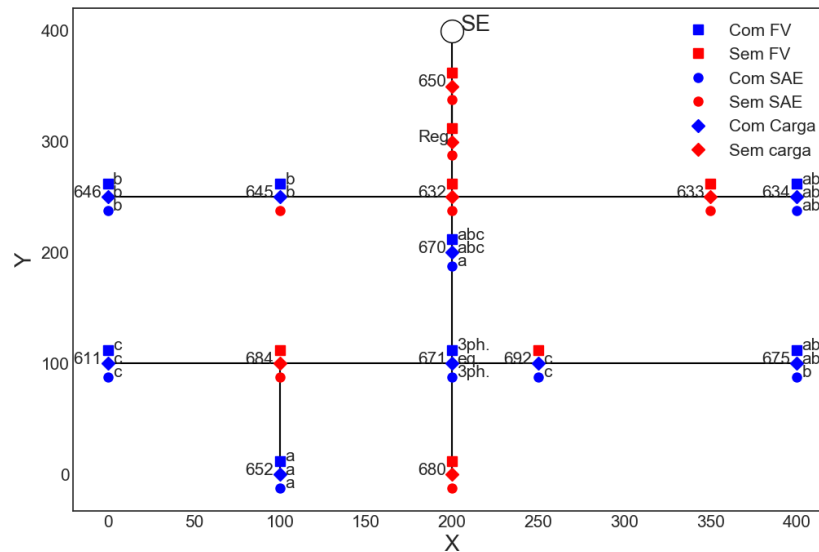
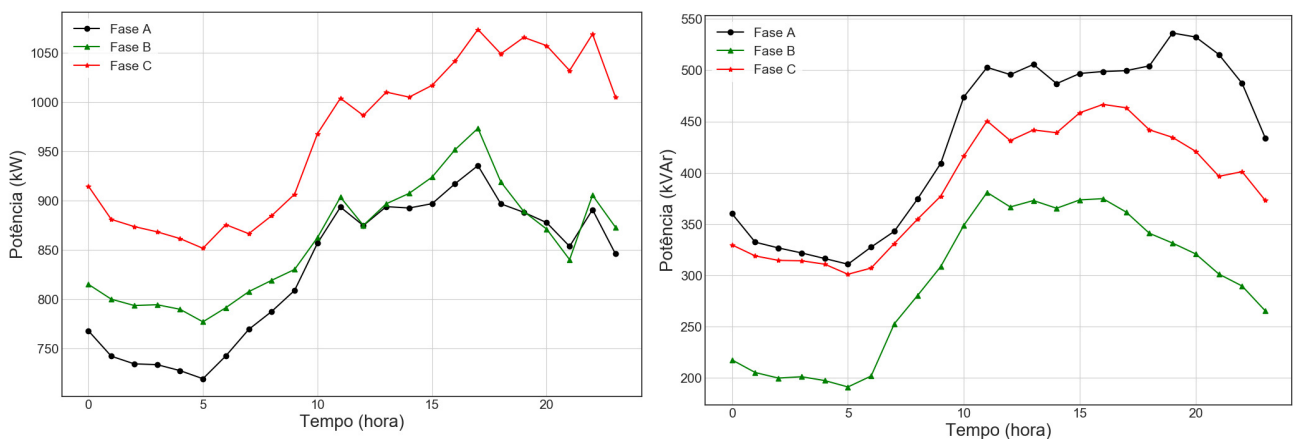


Figura 61 – Potência fornecida pela Subestação – Caso FV-SAE 2

(a) Potência ativa

(b) Potência reativa



que a carga é mínima está na Figura 63a e para quando a máxima carga na Figura 63b, do ponto de vista de subestação. Acontecem respectivamente às 5 horas e às 17 horas conforme informações na Tabela 16 do caso base.

O caso atual é o que mais se aproxima de condições reais de um estudo de planejamento, pois em casos como esses, existem limitações financeiras envolvidas nos projetos de implantações de sistemas distribuídos em grande escala.

Através da metodologia é possível otimizar adequadamente os recursos disponíveis financeiros e determinar quais os melhores locais e o tamanho dos sistemas a serem instalados. Assim, evita desperdícios e melhora o perfil operacional do alimentador, devido à redução de perdas ativas e a melhoria dos níveis de tensão ao longo dos horários de carga leve e pesada.

Foi possível encontrar resultados viáveis através de uma metodologia que agrega o

Figura 62 – Redução de perdas em relação ao caso base – Caso FV-SAE 2

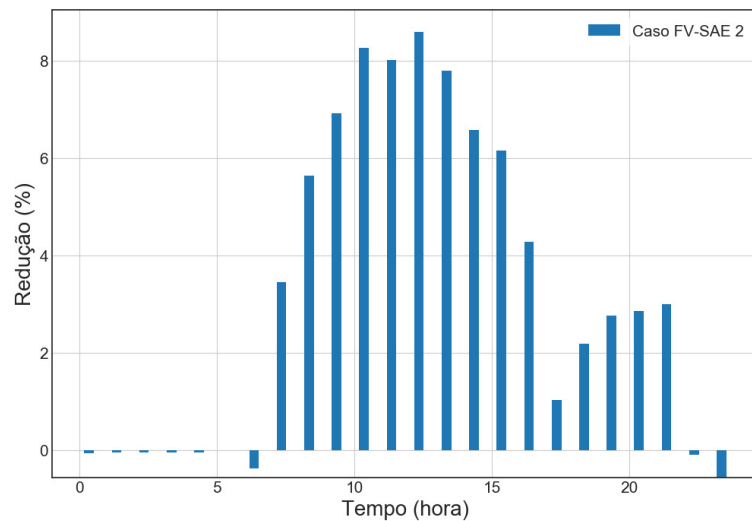
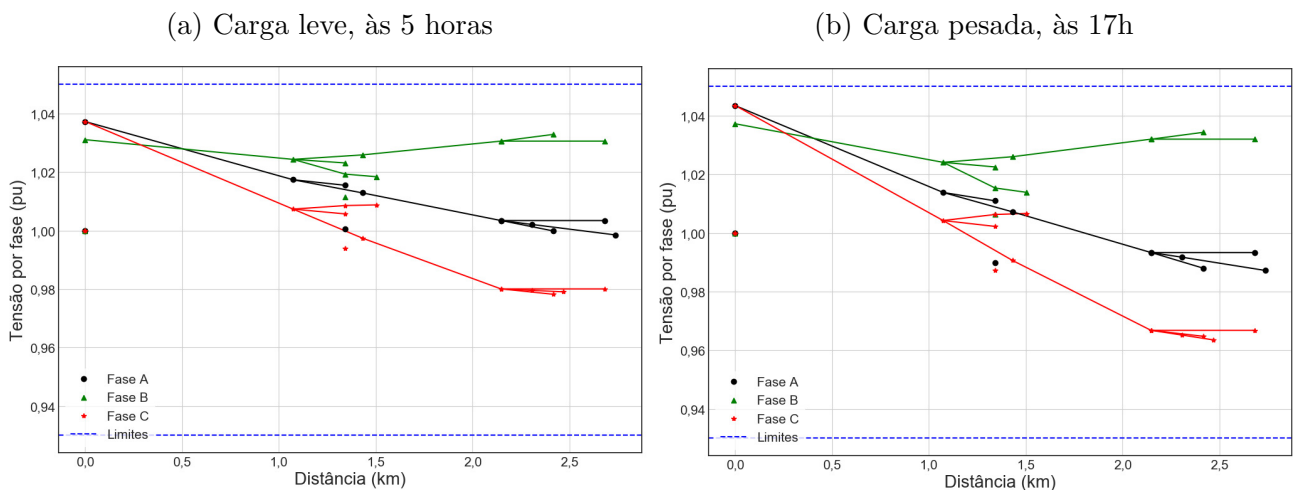


Figura 63 – Perfil de tensão do alimentador – Caso FV-SAE 2



algoritmo estocástico de busca com a modelagem não linear do sistema elétrico, utilizada em concessionárias de energia.

6.3 Comentários do capítulo

A metodologia proposta mostrou-se útil para alocação ótima de sistemas FV e de SAE simultaneamente no sistema elétrico de teste. A técnica de estratégia evolutiva baseada na adaptação da matriz de covariâncias trouxe bons resultados para a resolução do problema não linear com variáveis inteiras.

O uso concomitante de alocação de sistemas FV com sistemas de armazenamento permite aumentar o grau de penetração dos primeiros. Isto é, aloca-se mais capacidade FV e com isso reduzem-se mais as perdas elétricas da rede. A formulação proposta permite alocação dos sistemas de geração e armazenamento em qualquer barra de carga em

conformidade com a quantidade de fases desta.

A maior redução das perdas ocorre devido à maior inserção de geração FV e a alocação da oferta de energia para outro horário, o que contribui para melhor qualidade da tensão em regime permanente. A alocação ótima dos dispositivos de armazenamento, os quais cumprem função de unidade geradora em período noturno, reduzem o fluxo de potência da subestação. Dessa maneira, a redução de perdas representa também maiores ganhos financeiros a concessionária de distribuição e possibilita menores multas à concessionária durante todo o intervalo de operação.

Informações adicionais sobre o desempenho do algoritmo evolutivo estão no Apêndice A.

Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as conclusões do trabalho, assim como as contribuições e artigos publicados feitos durante a realização desta pesquisa. Além disso, são apresentadas sugestões de continuação a partir deste trabalho.

7.1 Conclusões

Em um cenário que exige cada vez mais preservação ambiental e de recursos naturais, fontes de geração distribuída renováveis estão cada vez mais comuns e competitivas. Em especial, destacam-se as fontes de geração FV, que utilizam painéis modulares para converter a radiação solar em eletricidade através do efeito fotoelétrico. A aplicação aos sistemas elétricos de distribuição possibilita uma grande oportunidade para investidores nos próximos anos. Porém, a alocação e dimensionamento ótimo, que aproveite o máximo de benefício da geração FV, requer um estudo de planejamento que envolva análise de aspectos técnicos do sistema elétrico e da fonte de geração.

A alocação ótima de plantas FV na rede elétrica envolve variáveis de sistema elétrico, tais como, configuração da rede e cargas, além informações relativas ao ambiente em que o sistema se encontra, como irradiação solar e temperatura. Fazendo-se necessário um processo de otimização que faz uso da técnica de busca das Estratégias Evolutivas e de fluxos de potência trifásicos.

Nesta dissertação foi discutido o problema da alocação de geradores fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia em um sistema de distribuição, de forma simultânea, através de uma formulação com aplicabilidade flexível ao interesse do planejador e/ou do investidor. Os resultados obtidos apresentam adequadamente utilidade prática da metodologia.

A formulação proposta aborda de forma modular o problema para a devida instalação dos sistemas FV e SAE. Sua resolução através da estratégia evolutiva com adaptação da matriz de covariâncias, apresenta resultados factíveis na redução de perdas técnicas

do sistema e na melhoria da qualidade de nível de tensão para todo o sistema elétrico, principalmente para as barras mais distantes da subestação. A redução das perdas elétricas é significativa ao longo do período estudado e representa um grande ganho para a operação e manutenção do sistema, e conseqüentemente para o maior retorno financeiro à distribuidora que venha a operá-lo.

A abordagem utilizando modelagem trifásica do sistema elétrico e de seus componentes aproxima a simulação às situações reais encontradas em concessionárias de distribuição. Além disso, essa permitiu observar apropriadamente que o uso simultâneo de sistemas FV e de SAE trazem melhorias para o sistema de distribuição ao longo do período de operação dos mesmos. O uso concomitante das duas tecnologias permite maior inserção de geração distribuída, contribuindo para diminuição da utilização de combustíveis fósseis devido à redução da demanda de energia da subestação do alimentador.

A alocação ótima de sistemas FV e SAE é essencial para a preservação dos recursos naturais, com a utilização dessa técnica espera-se que as condições e qualidade do meio ambiente no planeta melhorem nos próximos anos.

7.2 Contribuições

As principais contribuições desta dissertação de mestrado foram:

- Apresentar uma formulação flexível e realista para a alocação ótima de sistemas FV e SAE na rede de distribuição de energia elétrica;
- Incorporar no processo de otimização o desequilíbrio da rede, através da inclusão de uma modelagem trifásica;
- Demonstrar que o uso concomitante de dispositivos de armazenamento com sistemas FV aumenta a capacidade de penetração destes, conseguindo ainda níveis de redução de perdas ainda maiores;
- Prover uma metodologia de apoio à decisão na instalação de parques FV no país, com a integração de sistemas de armazenamento de energia.

7.3 Recomendações para trabalhos futuros

Como perspectiva para extensão deste trabalho, sugerem-se as seguintes melhorias para este trabalho:

1. Consideração de incertezas ao comportamento da geração FV e cargas, com uso de fluxo de potência probabilístico;

2. Otimizar a injeção de geração distribuída a rede comparando geradores distribuídos de diferentes fontes de energia primária;
3. Análise de retorno financeiro do investimento, considerando os aspectos intermitentes das fontes alternativas.

7.4 Artigo decorrente desta dissertação

Seguem os trabalhos publicados decorrentes desta dissertação.

- Alocação ótima de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição usando estratégias evolutivas. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, 2014 (SANTOS; SAAVEDRA, 2014).
- Optimal allocation of photovoltaic plants in electric power distribution networks. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES. Montevideo, Uruguay, 2015 (SANTOS; SAAVEDRA; LIMA, 2015).
- Alocação ótima de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de energia. XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Porto Alegre, Brasil, 2017 (SANTOS; SAAVEDRA; QUEIROZ, 2017).

Resultados do CMA-ES

Os resultados do algoritmo evolutivo para as simulações do Capítulo 6 são mostrados nas próximas seções. Todos os testes foram realizados com a linguagem de programação *Python 3.6*, no ambiente de desenvolvimento integrado *Spyder 3.2.3*. A plataforma de *Data Science* utilizada é a *Anaconda 4.4*. O hardware utilizado é um notebook Intel i5 4200U com 8 GB de RAM, Microsoft Windows 10.

A.1 Algoritmo evolutivo – Caso FV

Os resultados do processo de otimização do CMA-ES para o Caso FV da subseção 6.2.2 são encontrados na Tabela 19. As estatísticas de tempo médio e desvio padrão foram calculados numa amostra de 15 execuções da simulação, conforme fluxograma da seção 5.4.

Tabela 19 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV

Informação	Valor
Valor da função fitness	0,021680611954119088
Critério de parada	1e-06
Nº de cálculos da Fitness até achar o melhor	2577
Nº total de cálculos da Fitness	2604
Nº total de iterações	217
Nº de variáveis	15
Tamanho da população	12
Tempo médio (minutos)	2:30
Desvio padrão tempo (minutos)	0:09

A Figura 64a mostra o comportamento da função objetivo até sua convergência para o ótimo, obedecendo ao critério de parada informado na Tabela 19. A Figura 64b mostra a evolução do melhor indivíduo em relação à quantidade de avaliações/cálculos da função objetivo. A Figura 64c mostra a evolução do desvio padrão de cada dimensão do

melhor indivíduo, normalizado pelo desvio padrão global.

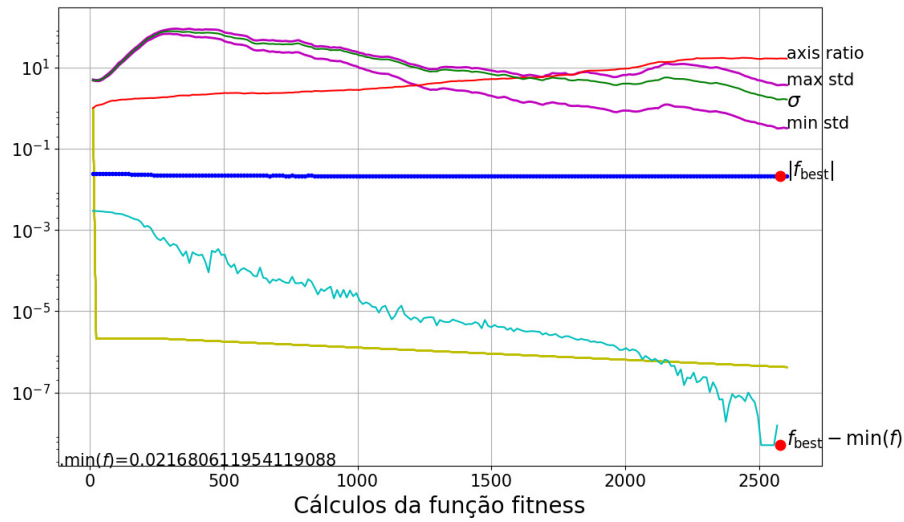
Em todas as Figuras, observa-se que a medida que o número de cálculos da função objetivo é maior, o algoritmo apresenta variação cada vez menor nas variáveis do indivíduo médio, o que indica sua convergência.

Na Figura 64a o padrão de cores utilizado tem a seguinte definição:

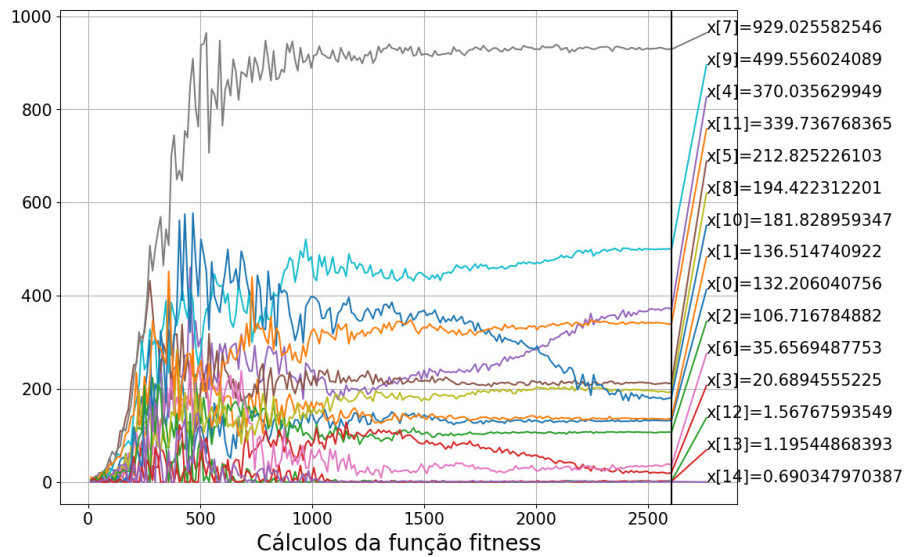
- ciano (delta fitness) – é a diferença entre o mínimo encontrado até a avaliação corrente e o valor da função fitness corrente;
- verde (σ) – desvio padrão global;
- azul (f_{best}) – melhor valor da função fitness;
- vermelho (axis ratio) – razão entre os eixos máximo e mínimo da hiper-elipse.

Figura 64 – Comportamento do algoritmo evolutivo – Caso FV

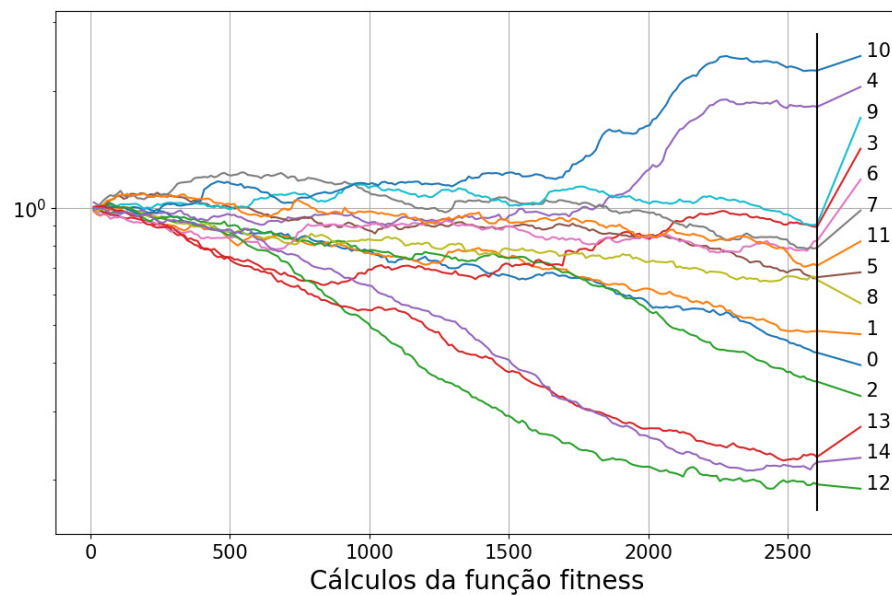
(a) Evolução da função fitness



(b) Evolução do melhor indivíduo



(c) Evolução do desvio padrão em cada dimensão



A.2 Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 1

Os resultados do processo de otimização do CMA-ES para o Caso FV-SAE 1 da subseção 6.2.3 são encontrados na Tabela 20. As estatísticas de tempo médio e desvio padrão foram calculados numa amostra de 15 execuções da simulação, conforme fluxograma da seção 5.4.

Tabela 20 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV e SAE 1

Informação	Valor
Valor da função fitness	0,0191624544617
Critério de parada	1e-6
Nº de cálculos da Fitness até achar o melhor	5058
Nº total de cálculos da Fitness	5124
Nº total de iterações	366
Nº de variáveis	30
Tamanho da população	14
Tempo médio (minutos)	6:43
Desvio padrão tempo (minutos)	0:45

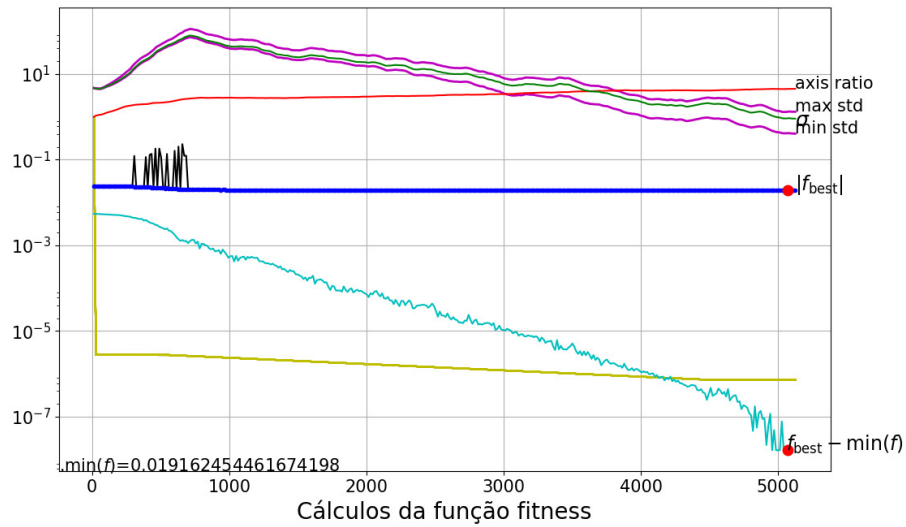
A Figura 65a mostra o comportamento da função objetivo até sua convergência para o ótimo, obedecendo ao critério de parada informado na Tabela 20. A Figura 65b mostra a evolução do melhor indivíduo em relação à quantidade de avaliações/cálculos da função objetivo. A Figura 65c mostra a evolução do desvio padrão de cada dimensão do melhor indivíduo, normalizado pelo desvio padrão global.

Em todas as Figuras, observa-se que a medida que o número de cálculos da função objetivo é maior, o algoritmo apresenta variação cada vez menor nas variáveis do indivíduo médio, o que indica sua convergência.

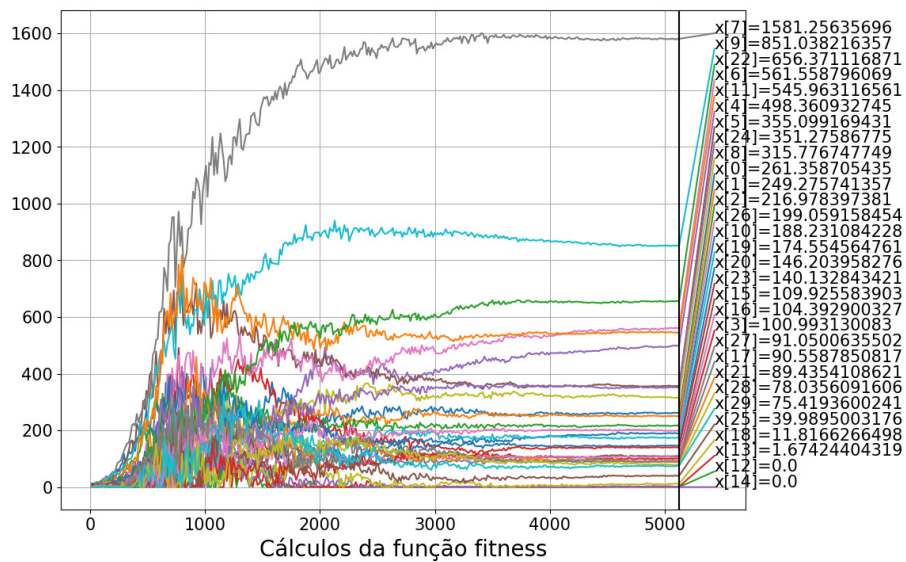
A definição do padrão de cores pode ser encontrado na seção A.1.

Figura 65 – Comportamento do algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 1

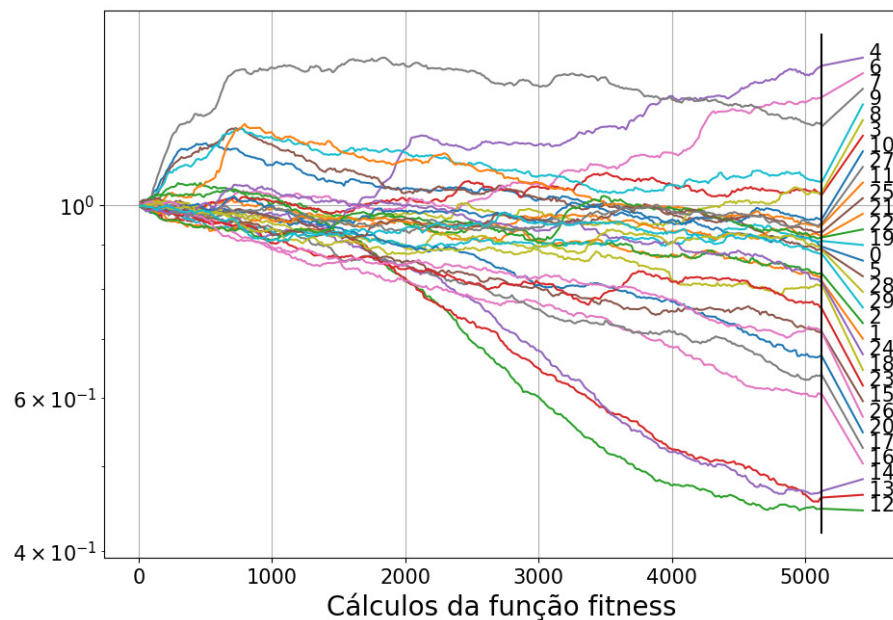
(a) Evolução da função fitness



(b) Evolução do melhor indivíduo



(c) Evolução do desvio padrão em cada dimensão



A.3 Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 2

Os resultados do processo de otimização do CMA-ES para o Caso FV-SAE 2 da subseção 6.2.4 são encontrados na Tabela 21. As estatísticas de tempo médio e desvio padrão foram calculados numa amostra de 15 execuções da simulação, conforme fluxograma da seção 5.4.

Tabela 21 – Resumo do algoritmo evolutivo – Caso FV e SAE 2

Informação	Valor
Valor da função fitness	0,02377936060417585
Critério de parada	1e-12
Nº de cálculos da Fitness até achar o melhor	1651
Nº total de cálculos da Fitness	8344
Nº total de iterações	596
Nº de variáveis	30
Tamanho da população	14
Tempo médio (minutos)	10:14
Desvio padrão tempo (minutos)	2:02

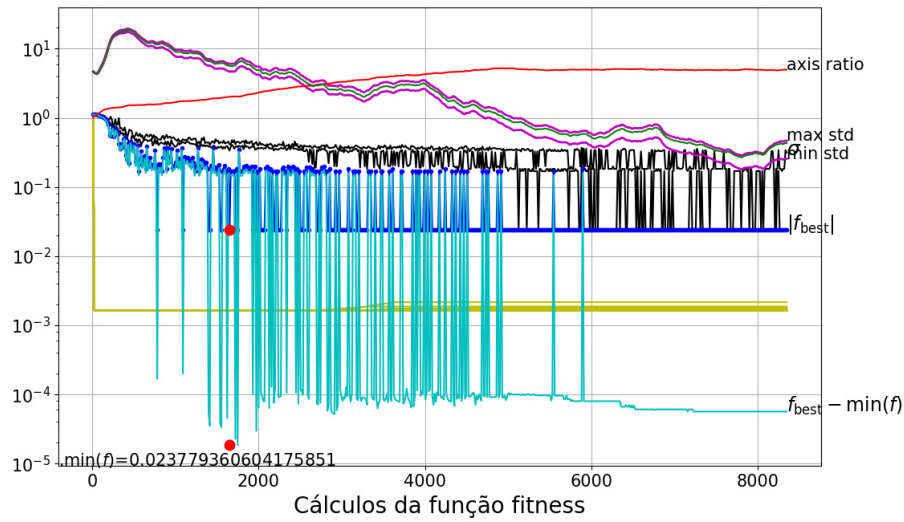
A Figura 66a mostra o comportamento da função objetivo até sua convergência para o ótimo, obedecendo ao critério de parada informado na Tabela 21. A Figura 66b mostra a evolução do melhor indivíduo em relação à quantidade de avaliações/cálculos da função objetivo. A Figura 66c mostra a evolução do desvio padrão de cada dimensão do melhor indivíduo, normalizado pelo desvio padrão global.

Em todas as Figuras, observa-se que a medida que o número de cálculos da função objetivo é maior, o algoritmo apresenta variação cada vez menor nas variáveis do indivíduo médio, o que indica sua convergência.

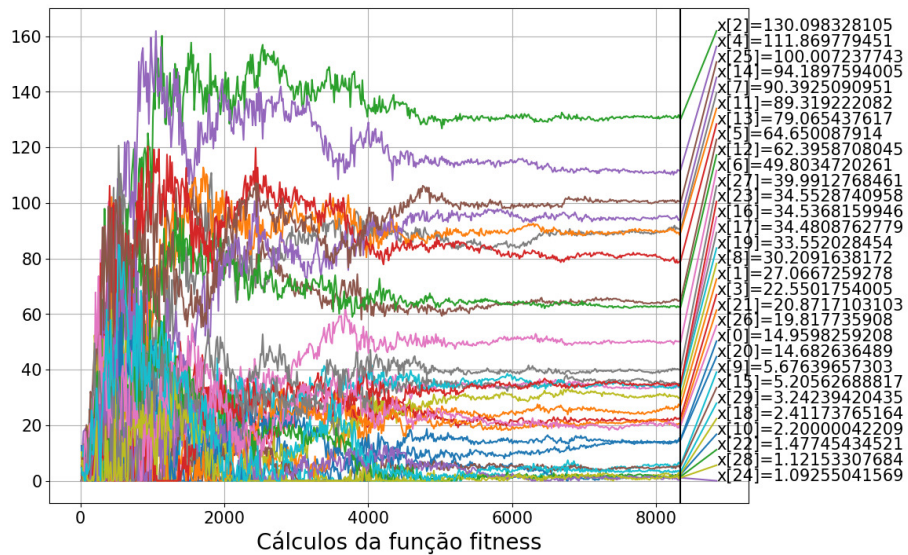
A definição do padrão de cores pode ser encontrado na seção A.1.

Figura 66 – Algoritmo evolutivo – Caso FV-SAE 2

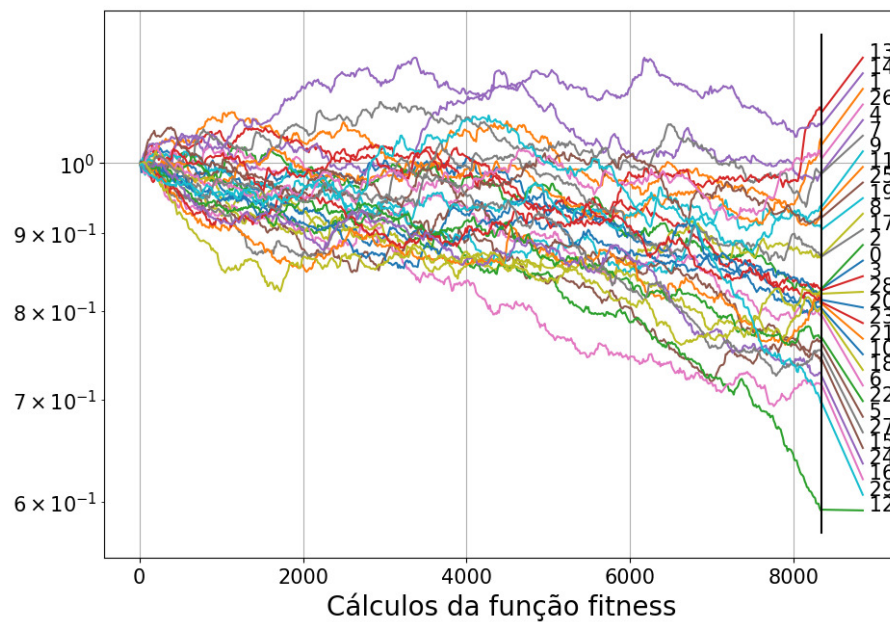
(a) Evolução da função fitness



(b) Evolução do melhor indivíduo



(c) Evolução do desvio padrão em cada dimensão



Dados do sistema teste

As próximas tabelas mostram os dados do sistema teste utilizados para as simulações realizadas nesta dissertação. Outras informações sobre o sistema teste pode ser encontrada em Kersting (2000).

B.1 Dados do sistema teste IEEE 13 barras

B.1.1 Informações sobre o sistema e cargas

Informações sobre o segmento de linhas podem ser encontrados na Tabela 22.

Tabela 22 – Dados do segmento de linha

Barra "de"	Barra "para"	Comprimento (pés)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	-	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	-	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

As configuração das linhas e transformadores encontram-se nas Tabelas 23 e 24, respectivamente. A disposição das fases nas linhas e seu tipo específico - ACSR (Aluminium conductor steel-reinforced) e AA (All-aluminum) - também pode ser encontrado na Tabela 23.

Configuração dos transformadores na Tabela 23.

Tabela 23 – Configuração dos segmentos de linha

Configuração	Faseamento	Tipo de condutor	Tipo de neutro
601	B A C N	556,5 ACSR 26/7	4/0 6/1
602	C A B N	4/0 ACSR 6/1	4/0 6/1
603	C B N	1/0 ACSR	1/0
604	A C N	1/0 ACSR	1/0
605	C N	1/0 ACSR	1/0
606	A B C N	250,0 AA, CN	Sem neutro
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu

Tabela 24 – Dados dos transformadores

Barra	Potência (kVA)	kV-Alta	kV-Baixa	R (%)	X (%)
Subestação	5.000	115 Δ	4,16 Y-aterrado	1	8
XFM-1 (633)	500	4,16 Y-aterrado	0,48 Y-aterrado	1,1	2

Os dados dos reguladores de tensão estão disponíveis na Tabela 25.

Tabela 25 – Informação sobre os reguladores de tensão

Dados do regulador	Valor
Localização	Segmento 650 - 632
Fases	A - B - C
Conexão	Trifásico
Fases de atuação do regulador	A-B-C
Tolerância	2,0 volts
Razão de transformação do TP	20
Razão de transformação do TC	700
Resistência de compensação R_{set}	3
Reatância de compensação X_{set}	9
Nível de tensão	122

Dados sobre o banco de capacitores na Tabela 26.

Tabela 26 – Potência nominal dos bancos de capacitores

Barra	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611	-	-	100
Total	200	200	300

Informações sobre cargas estão na Tabela 27.

Tabela 27 – Potência nominal das cargas

Barra	Modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	Δ -Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	Δ -PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	Δ -PQ	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
670	Y-PQ	17	10	66	38	117	68
	Total	1175	616	1039	665	1252	821

B.1.2 Dados de características das linhas

A matriz de configuração das impedâncias em série Z ($R + jX$), em $\Omega/milha$, e a matriz de configurações das capacitâncias em paralelo C , em $nF/milha$.

- Configuração 601:

$$Z_{601} = \begin{bmatrix} 0,3465 + j1,0179 & 0,1560 + j0,5017 & 0,1580 + j0,4236 \\ & 0,3375 + j1,0478 & 0,1535 + j0,3849 \\ & & 0,3414 + j1,0348 \end{bmatrix}$$

$$C_{601} = \begin{bmatrix} 16,7107 & -5,2940 & -3,3409 \\ & 15,8086 & -1,9674 \\ & & 14,9568 \end{bmatrix}$$

- Configuração 602:

$$Z_{602} = \begin{bmatrix} 0,7526 + j1,1814 & 0,1580 + j0,4236 & 0,1560 + j0,5017 \\ & 0,7475 + j1,1983 & 0,1535 + j0,3849 \\ & & 0,7436 + j1,2112 \end{bmatrix}$$

$$C_{602} = \begin{bmatrix} 15,1171 & -2,8693 & -4,4842 \\ & 13,7390 & -1,7475 \\ & & 14,3892 \end{bmatrix}$$

- Configuração 603:

$$Z_{603} = \begin{bmatrix} 1,3238 + j1,3569 & 0,2066 + j0,4591 \\ & 1,3294 + j1,3471 \end{bmatrix}$$

$$C_{603} = \begin{bmatrix} 12,4929 & -2,3870 \\ & 12,3764 \end{bmatrix}$$

- Configuração 604:

$$Z_{604} = \begin{bmatrix} 1,3238 + j1,3569 & 0,2066 + j0,4591 \\ & 1,3294 + j1,3471 \end{bmatrix}$$

$$C_{604} = \begin{bmatrix} 12,3764 & -2,3870 \\ & 12,4929 \end{bmatrix}$$

- Configuração 605:

$$Z_{605} = [1,3292 + j1,3475]$$

$$C_{605} = [11,9878]$$

- Configuração 606:

$$Z_{606} = \begin{bmatrix} 0,7982 + j0,4463 & 0,3192 + j0,0328 & 0,2849 + j - 0,0143 \\ & 0,7891 + j0,4041 & 0,3192 + j0,0328 \\ & & 0,7982 + j0,4463 \end{bmatrix}$$

$$C_{606} = \begin{bmatrix} 257,0079 & 0,0000 & 0,0000 \\ & 257,0079 & 0,0000 \\ & & 257,0079 \end{bmatrix}$$

- Configuração 607:

$$Z_{607} = [1,3425 + j0,5124]$$

$$C_{607} = [236,0565]$$

Implementação do algoritmo evolutivo

C.1 Código fonte CMA-ES para *MATLAB*

Versão do código fonte em *MATLAB* disponível em Hansen (2016).

```

1 function xmin=purecmaes
2 % CMA-ES: Evolution Strategy with Covariance Matrix Adaptation
3 % for nonlinear function minimization.
4 %
5 % This code is an excerpt from cmaes.m and implements the key parts
6 % of the algorithm. It is intended to be used for READING and
7 % UNDERSTANDING the basic flow and all details of the CMA *algorithm*.
8 % Computational efficiency is sometimes disregarded.
9
10 % ----- Initialization -----
11
12 % User defined input parameters (need to be edited)
13 strfitnessfct = 'felli'; % name of objective/fitness function
14 N = 10; % number of objective variables/problem dimension
15 xmean = rand(N,1); % objective variables initial point
16 sigma = 0.5; % coordinate wise standard deviation (step size)
17 stopfitness = 1e-10; % stop if fitness < stopfitness (minimization)
18 stopeval = 1e3*N^2; % stop after stopeval number of function evaluations
19
20 % Strategy parameter setting: Selection
21 lambda = 4+floor(3*log(N)); % population size, offspring number
22 mu = lambda/2; % number of parents/points for recombination
23 weights = log(mu+1/2)-log(1:mu)'; % muXone array for weighted recombination
24 mu = floor(mu);
25 weights = weights/sum(weights); % normalize recombination weights array
26 mueff=sum(weights)^2/sum(weights.^2); % variance-effectiveness of sum w_i x_i
27
28 % Strategy parameter setting: Adaptation
29 cc = (4 + mueff/N) / (N+4 + 2*mueff/N); % time constant for cumulation for C
30 cs = (mueff+2) / (N+mueff+5); % t-const for cumulation for sigma control
31 c1 = 2 / ((N+1.3)^2+mueff); % learning rate for rank-one update of C
32 cmu = min(1-c1, 2 * (mueff-2+1/mueff) / ((N+2)^2+mueff)); % and for rank-mu update
33 damps = 1 + 2*max(0, sqrt((mueff-1)/(N+1))-1) + cs; % damping for sigma
34 % usually close to 1
35 % Initialize dynamic (internal) strategy parameters and constants
36 pc = zeros(N,1); ps = zeros(N,1); % evolution paths for C and sigma
37 B = eye(N,N); % B defines the coordinate system

```

```

38 D = ones(N,1); % diagonal D defines the scaling
39 C = B * diag(D.^2) * B'; % covariance matrix C
40 invsqrtC = B * diag(D.^-1) * B'; % C^-1/2
41 eigeneval = 0; % track update of B and D
42 chiN=N^0.5*(1-1/(4*N)+1/(21*N^2)); % expectation of
43 % ||N(0,I)|| == norm(randn(N,1))
44
45 % ----- Generation Loop -----
46
47 counteval = 0; % the next 40 lines contain the 20 lines of interesting code
48 while counteval < stopeval
49
50 % Generate and evaluate lambda offspring
51 for k=1:lambda,
52 arz(:,k) = randn(N,1); % standard normally distributed vector
53 arx(:,k) = xmean + sigma*(B*D*arz(:,k)); % add mutation
54 arfitness(k) = feval(strfitnessfct, arx(:,k)); % objective function call
55 counteval = counteval+1;
56 end
57
58 % Sort by fitness and compute weighted mean into xmean
59 [arfitness, arindex] = sort(arfitness); % minimization
60 xmean = arx(:,arindex(1:mu)) * weights; % recombination
61 zmean = arz(:,arindex(1:mu)) * weights; % == D^-1* B'*(xmean-xold)/sigma
62
63 % Cumulation: Update evolution paths
64 ps = (1-cs)*ps + (sqrt(cs*(2-cs)*mueff))*(B*zmean);
65 hsig = norm(ps)/sqrt(1-(1-cs)^(2*counteval/lambda))/chiN < 1.4+2/(N+1);
66 pc = (1-cc)*pc + hsig*sqrt(cc*(2-cc)*mueff)*(B*D*zmean);
67
68 % Adapt covariance matrix C
69 C = (1-c1-cmu) * C ... % regard old matrix
70 + c1 * (pc * pc' ... % plus rank one update
71 + (1-hsig) * cc*(2-cc) * C) ... % minor correction
72 + cmu * ... % plus rank mu update
73 *(B*D*arz(:,arindex(1:mu))) ...
74 * diag(weights) * (B*D*arz(:,arindex(1:mu)))';
75
76 % Adapt step-size sigma
77 sigma = sigma * exp((cs/damps)*(norm(ps)/chiN - 1));
78
79 % Update B and D from C
80 if counteval - eigeneval > lambda/(c1+cmu)/N/10 % to achieve O(N^2)
81 eigeneval = counteval;
82 C = triu(C) + triu(C,1)'; % enforce symmetry
83 [B,D] = eig(C); % eigen decomposition, B==normalized eigenvectors
84 D = sqrt(diag(D)); % D contains standard deviations now
85 end
86
87 % Break, if fitness is good enough
88 if arfitness(1) <= stopfitness
89 break;
90 end
91
92 % Escape flat fitness, or better terminate?
93 if arfitness(1) == arfitness(ceil(0.7*lambda))
94 sigma = sigma*exp(0.2+cs/damps);
95 disp('warning: flat fitness, consider reformulating the objective');
96 end
97

```

```

98     disp([num2str(counteval) ':\_\' num2str(arfitness(1))]);
99
100    end % while, end generation loop
101
102    % ----- Final Message -----
103    disp([num2str(counteval) ':\_\' num2str(arfitness(1))]);
104    xmin = arx(:, arindex(1)); % Return best point of last iteration.
105    % Notice that xmean is expected to be even
106    % better.
107
108
109    % -----
110    function f=felli(x)
111        N = size(x,1); if N < 2 error('dimension_must_be_greater_one'); end
112        f=1e6.^((0:N-1)/(N-1)) * x.^2; % condition number 1e6

```

C.2 Implementação do código em *Python*

A estratégia evolutiva com adaptação da matriz de covariâncias possui pacote implementado em linguagem *Python*, sua versão gratuita é disponibilizada no gestor de pacotes da linguagem *PyPi* (HANSEN, 2017a). A versão utilizada neste trabalho é a *PyCMA 2.3.1*, seu código fonte pode ser encontrado gratuitamente no site *GitHub* (HANSEN, 2017b).

Como exemplo de implementação do código básico, segue abaixo a otimização da função de Rosenbrock com 8 dimensões. O ponto de partida é o vetor nulo e o desvio padrão inicial σ de 0,5.

```

1  >>> import cma
2  >>> es = cma.CMAEvolutionStrategy(8 * [0], 0.5)
3  (5_w,10)-aCMA-ES (mu_w=3.2,w_l=45%) in dimension 8 (seed=468976, Tue May 6 19:14:06
4  2014)
5  >>> es.optimize(cma.fcts.rosen)
6  Iterat #Fevals  function value  axis ratio  sigma  minstd  maxstd  min:sec
7  1 10 1.042661803766204e+02 1.0e+00 4.50e-01 4e-01 5e-01 0:0.0
8  2 20 7.322331708590002e+01 1.2e+00 3.89e-01 4e-01 4e-01 0:0.0
9  3 30 6.048150359372417e+01 1.2e+00 3.47e-01 3e-01 3e-01 0:0.0
10 100 1000 3.165939452385367e+00 1.1e+01 7.08e-02 2e-02 7e-02 0:0.2
11 200 2000 4.157333035296804e-01 1.9e+01 8.10e-02 9e-03 5e-02 0:0.4
12 300 3000 2.413696640005903e-04 4.3e+01 9.57e-03 3e-04 7e-03 0:0.5
13 400 4000 1.271582136805314e-11 7.6e+01 9.70e-06 8e-08 3e-06 0:0.7
14 439 4390 1.062554035878040e-14 9.4e+01 5.31e-07 3e-09 8e-08 0:0.8
15 >>> es.result_pretty() # pretty print result
16 termination on tolfun=1e-11
17 final/bestever f-value = 3.729752e-15 3.729752e-15
18 mean solution: [ 1. 1. 1. 1. 0.99999999 0.99999998
19 0.99999995 0.99999991]
20 std deviation: [ 2.84303359e-09 2.74700402e-09 3.28154576e-09 5.92961588e-09
21 1.07700123e-08 2.12590385e-08 4.09374304e-08 8.16649754e-08]

```

No código da linha 2 inicialização da estratégia evolutiva. Da linha 4 a 13, execução da otimização. O critério de parada está na linha 15 e o resultado final está na linha 16.

Referências

- ABDI, H. *Encyclopedia of Measurement and Statistics*. Thousand Oaks: Sage, 2007.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0057/2014 - SRD/ANEEL*. Brasília, 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>.
- ANWAR, A.; POTA, H. R. Loss reduction of power distribution network using optimum size and location of distributed generation. In: *Power Engineering Conference (AUPEC), 2011 21st Australasian Universities*. Brisbane, Australia: IEEE, 2011. v. 21.
- ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C. P. *Computer Analysis of Power Systems*. England: John Wiley & Sons, 1990.
- BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In: *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*. Bologna, Italy: IEEE, 2003. v. 4.
- BORTOLI Álvaro Luiz de et al. *Introdução ao Cálculo Numérico*. 2. ed. Porto Alegre: [s.n.], 2003.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy 2017*. United Kingdom, 2017. 52 p.
- BRAUN-GRABOLLE, P. *A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos Em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.
- BRUNO, S. et al. Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, v. 58, n. 10, p. 4504–4513, October 2011.
- COLLE, S.; PEREIRA, E. B. *Atlas de irradiação solar do Brasil - 1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície*. Brasília, DF, 1998.
- DUGAN, R. C. *OpenDSS PVSystem Element Model*. California, USA, 2011.

DUGAN, R. C. *OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element*. California, USA, 2011.

DUGAN, R. C. 2012. Disponível em: <http://sourceforge.net/apps/mediawiki/electricdss/index.php?title=Why_is_the_Formulation_for_the_Newton_Solution_Method%3F>.

DUGAN, R. C. *Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Program revision 7.6. California, USA, 2016.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Detroit, USA: IEEE, 2011.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2017: Ano Base 2016*. Rio de Janeiro, 2017. 296 p.

FARAG, H. E. et al. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. *Electric Power Systems Research*, Elsevier BV, v. 81, n. 7, p. 1499–1506, jul 2011.

FREITAS, P. R. R. de. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. 2015. Disponível em: <<https://github.com/tshort/OpenDSS/blob/master/Distrib/Examples/Paulo-Example/Report/TrabalhoFormatura-PauloRadatz.pdf>>.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, J. W. D. *Power System Analysis*. Singapore: McGraw-Hill, 1994.

GRAOVAC, M.; WANG, X.; IRAVANI, R. *Integration of Storage in Electrical Distribution Systems and its Impact on the Depth of Penetration of DG*. 2008. Disponível em: <<http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fichier.php/codectec/En/2009-174/2009-174.pdf>>.

HANSEN, N. *The CMA Evolution Strategy: A Tutorial*. [S.l.], 2009.

HANSEN, N. The CMA evolution strategy: A tutorial. *CoRR*, abs/1604.00772, 2016. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1604.00772>>.

HANSEN, N. *CMA-ES, Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy for non-linear numerical optimization in Python*. 2017. Disponível em: <<https://pypi.python.org/pypi/cma>>.

HANSEN, N. *Python implementation of CMA-ES*. 2017. Disponível em: <<https://github.com/CMA-ES/pycma>>.

HANSEN, N.; OSTERMEIER, A. Adapting arbitrary normal mutation distributions in evolution strategies: the covariance matrix adaptation. In: *Proceedings of IEEE International Conference on Evolutionary Computation*. Nagoya, Japan: IEEE, 1996. p. 312–317.

HANSEN, N.; OSTERMEIER, A. Completely derandomized self-adaptation in evolution strategies. *Evolutionary Computation*, v. 2, n. 9, p. 159–195, 2001.

HERNÁNDEZ, J.; MEDINA, A.; JURADO, F. Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of pv systems on feeders. *Renewable Energy*, v. 32, p. 1768–1789, 2007.

HUMPIRI, C. J. P. *Estratégias Evolutivas no Planejamento Energético da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2005.

IPPOLITO, M. G. et al. Multi-objective optimized management of electrical energy storage systems in an islanded network with renewable energy sources under different design scenarios. *Energy*, v. 64, p. 648–662, 2014.

IRENA. *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. Abu Dhabi, 2016. 296 p.

IRENA. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. Abu Dhabi, 2017. 296 p.

KERSTING, W. H. *Radial Distribution Test Feeders - Distribution System Analysis Subcommittee Report*. [S.l.], 2000. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>.

KERSTING, W. H. *Distribution System Modeling and Analysis*. 2nd. ed. New Mexico: CRC Press, 2007.

KRAUTER, S. C. W. *Solar Electric Power Generation - Photovoltaic Energy Systems*. Netherlands: Springer, 2006.

LIN, C. H. et al. Financial analysis of a large scale photovoltaic system and its impact on distribution feeders. In: *2010 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. Houston, USA: IEEE, 2010.

LIN, C.-H. et al. Optimization of photovoltaic penetration in distribution systems considering annual duration curve of solar irradiation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 27, n. 2, p. 1090–1097, may 2012.

MATOS, M. B. de; SILVA, E. P. da; VARELLA, F. K. de O. M. Análise energética do projeto de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico com armazenamento de energia elétrica através do hidrogênio e banco de baterias. *Revista Brasileira de Energia*, v. 21, n. 1, p. 35–60, 2015.

MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. *Photovoltaic Systems Engineering - Second Edition*. CRC Press, 2004. ISBN 978-0849320170. Disponível em: <<https://www.amazon.com/Photovoltaic-Systems-Engineering-Roger-Messenger/dp/0849320178?SubscriptionId=0JYN1NVW651KCA56C102&tag=techkie-20&linkCode=xm2&camp=2025&creative=165953&creativeASIN=0849320178>>.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher LTDA., 1983.

MUKERJI, M. *Optimal Siting and Sizing of Solar Photovoltaic Distributed Generation to Minimize Loss, Present Value of Future Asset Upgrades and Peak Demand Costs on a Real Distribution Feeder*. Dissertação (Mestrado) — University of Waterloo, 2011.

NGUYEN, T.; SAVINELL, R. F. Flow batteries. *The Electrochemical Society Interface*, The Electrochemical Society, v. 19, n. 3, p. 54–56, 2010. Disponível em: <https://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10_p054-056.pdf>.

- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Three-phase distribution OPF in smart grids: Optimality versus computational burden. In: *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. Manchester, UK: IEEE, 2011.
- PEREIRA-NETO, A.; UNSIHUAY, C.; SAAVEDRA, O. Otimização da operação de sistemas de potência usando técnicas evolutivas: Os problemas de despacho e pré-despacho em ambiente competitivo. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 152, n. 5, p. 653, 2004.
- RAHMAN, F.; REHMAN, S.; ABDUL-MAJEED, M. A. Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in saudi arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 274–283, 2012.
- SAAVEDRA, O. R. *Apostilas IA 2003*. 2012. Disponível em: <<http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/evolutivo2003.pdf>>.
- SAAVEDRA, O. R. *Computação Evolutiva*. 2012. Disponível em: <<http://www.dee.ufma.br/~osvaldo/evolutivo2003.pdf>>.
- SANTOS, I. S. dos; SAAVEDRA, O. R. Alocação ótima de geradores fotovoltaicos em sistema de distribuição usando estratégias evolutivas. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil: Anais do SBSE 2014, 2014.
- SANTOS, I. S. dos; SAAVEDRA, O. R.; LIMA, S. L. de. Optimal allocation of photovoltaic plants in electric power distribution networks. In: *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*. Montevideo, Uruguay: IEEE, 2015.
- SANTOS, I. S. dos; SAAVEDRA, O. R.; QUEIROZ, D. O. Alocação ótima de geradores fotovoltaicos e de sistemas de armazenamento de energia em sistemas de energia. In: *XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*. Porto Alegre, Brasil: Anais do XIII SBAI, 2017.
- SCHWEFEL, H. P. *Numerical Optimization of Computer Models*. New York: John Wiley & Sons, 1981. 398 p.
- SHAYANI, R. A.; DE OLIVEIRA, M. A. G. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, v. 26, n. 3, p. 1625–1631, August 2011.
- SILVA, Y. F. F. C. e; BORTONI, E. C. Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: características, oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, n. 1, p. 48–73, 2016.
- SINGH, D.; SINGH, D.; VERMA, K. Ga based energy loss minimization approach for optimal sizing & placement of distributed generation. *International Journal of Knowledge-based and Intelligent Engineering Systems*, v. 12, p. 147–196, 2008.
- SMETS, A. et al. *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*. England: UIT Cambridge, 2016. ISBN 1906860327. Disponível em: <http://www.ebook.de/de/product/25115410/arno_smets_klaus_jager_olindo_isabella_rene_van_swaaij_solar_energy.html>.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration PV. In: *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Detroit, USA: IEEE, 2011.

SOLARPOWER-EUROPE. *Global Market Outlook - For Solar Power 2017-2021*. Belgium, 2017.

SURESHKUMAR, U.; MANOHARAN, P. S.; RAMALAKSHMI, A. P. S. Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using homer. In: *IEEE- International Conference On Advances In Engineering, Science And Management (ICAESM)*. Nagapattinam, Tamil Nadu, India: [s.n.], 2012.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. New Delhi, India: John Wiley & Sons, 2011. ISBN 978-0470057513.

TROVÃO, S. A. et al. Algoritmo evolutivo inspirado em enxames para o problema da programação hidrotérmica a curto-prazo. In: *Anais do 10. Congresso Brasileiro de Inteligência Computacional*. Fortaleza, Ceará: SBIC, 2016.

WANG, Y. et al. Coordinated control of distributed energy storage systems for voltage regulation in distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, 2016.

WIKIPEDIA. *CMA-ES*. 2017. Disponível em: <<https://en.wikipedia.org/wiki/CMA-ES>>.

ZUBEN, F. V. Computação evolutiva: Uma abordagem pragmática. In: *Anais da I Jornada de Estudos em Computação de Piracicaba e Região*. Piracicaba: 1a. JECOMP, 2000. p. 25–45.

ZUBEN, F. V.; CASTRO, L. de. *Estratégias Evolutivas (EE's)*. 2012. Disponível em: <ftp://ftp.dca.fee.unicamp.br/pub/docs/vonzuben/ia707_02/topico10_02.pdf>.