

**JÉSSICA MADRUGA DE MIRANDA HENRIQUES**

**PREDITORES APLICADOS NA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE DO MÉTODO DA  
SOMA DE POTÊNCIAS EM SÉRIE TEMPORAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Helon David de Macêdo  
Braz

**JOÃO PESSOA**

**2019**

**JÉSSICA MADRUGA DE MIRANDA HENRIQUES**

**PREDITORES APLICADOS NA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE DO MÉTODO DA  
SOMA DE POTÊNCIAS EM SÉRIE TEMPORAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Helon David de Macêdo  
Braz

**JOÃO PESSOA**

**2019**

**Catálogo na publicação**  
**Seção de Catalogação e Classificação**

H519p Henriques, Jéssica Madruga de Miranda.  
PREDITORES APLICADOS NA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE DO  
MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS EM SÉRIE TEMPORAL / Jéssica  
Madruga de Miranda Henriques. - João Pessoa, 2019.  
78 f.

Orientação: Helon Braz.  
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Fluxo de Carga na Série Temporal. 2. Análise de  
Fluxo de Carga. 3. Preditores. 4. Preditores  
Inteligentes. 5. Inicialização Inteligente. I. Braz,  
Helon. II. Título.

UFPB/BC

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB**  
**CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**PREDITORES APLICADOS NA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE DO MÉTODO DA  
SOMA DE POTÊNCIAS**

Elaborado por

**JÉSSICA MADRUGA DE MIRANDA HENRIQUES**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Mestre em Engenharia Elétrica.**

**COMISSÃO EXAMINADORA**

  
**PROF. DR. HELON DAVID DE MACEDO BRAZ (Presidente)**

  
**PROF. DR. JUAN MOISES MAURICIO VILLANUEVA**

  
**PROF. DR. ALEXANDRE CÉZAR DE CASTRO**

João Pessoa/PB, 31 de julho de 2019

Dedico este trabalho à minha família, em especial à minha amada mãe que sempre torce por mim e que me ensinou que o meu futuro profissional eu devo construir por meio dos meus estudos e esforços diários.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelo seu infinito amor que nunca me entregou uma cruz a qual eu não fosse capaz de carregar. Diante de todos os obstáculos da vida, foram concedidos a mim momentos de alegria e de tristeza, com os quais pude aprender e crescer como uma mulher melhor.

À Nossa Senhora, Maria Santíssima, agradeço por sempre me proteger e acolher com seu colo de mãe.

Aos meus familiares, minha base e alicerce, que me ajudaram a construir a mulher que hoje sou, com valores e princípios aprendidos durante a vida que levarei para sempre. Sendo assim, aos meus avós (in memoriam), ao meu pai, minha irmã, primos, tios e tias, mas em especial à minha mãe, mulher guerreira e que sempre estimulou meus estudos diante de todas as dificuldades da vida, muito obrigada por tudo.

Aos meus amigos, os que estão perto ou estão longe, que de alguma forma me ajudaram e me aguentaram nos momentos de estresse e desespero, que compartilham comigo as minhas alegrias e realizações, obrigada por tudo e por serem quem são na minha vida, contem sempre comigo.

Agradeço à Paróquia Nossa Senhora de Fátima, pelos meus amigos e irmãos em Cristo e em especial pelos meus TeusOuros, que foram e são presentes em minha vida e que a todo passo e realização estão torcendo e rezando por mim.

Aos meus amigos de mestrado que estiveram comigo durante essa dura caminhada e que, sempre de prontidão, me ajudaram diante das dificuldades e distâncias as quais eu tive que enfrentar para a conclusão desta fase. A Louise, Luiz, Marcos, Rafael e Vanessa, muito obrigada, desejo todo sucesso em nossas carreiras. Em especial, um enorme agradecimento ao meu amigo e irmão desde a graduação, Pedro Meira, por não ter me permitido cair e por me estimular da forma mais admirável e leal, sem medir esforços, quando eu pensava em desistir, minha eterna gratidão.

Agradeço por fim, a todos os professores que me ajudaram a moldar a profissional que sou hoje. Ao meu orientador, Helon David, obrigada pelos ensinamentos durante todos esses anos, desde o PIBIC, passando pelo TCC e finalizando com a orientação de Mestrado. Em tempos de alta dos super-heróis, o grande filme seria sobre vocês, heróis que educam e formam gigantes.

“ Porque onde estiver o teu tesouro, aí também estará o teu coração. ”

Mateus 6,21.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES, GRÁFICOS E TABELAS

FIGURA 1 - SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	5
FIGURA 2 - CAPACIDADE INSTALADA NO SIN.....	6
FIGURA 3 - LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CIDADE DE PAULO AFONSO – BA.....	8
FIGURA 4 - PANORAMA DE TRANSMISSÃO DO SIN. ....	9
FIGURA 5 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA.....	11
FIGURA 6 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA.....	12
FIGURA 7 - MODELO ELÉTRICO DA REDE. ....	19
FIGURA 8 - MODELO DE TRECHO DA DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA.....	20
FIGURA 9 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS CLÁSSICO.....	21
FIGURA 10 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS TEMPORAL. ....	22
GRÁFICO 1 - EXEMPLO DE CURVA PARA APLICAÇÃO DOS POLINÔMIOS DE LAGRANGE.....	24
GRÁFICO 2 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO PREDITOR N1.....	28
GRÁFICO 3 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO PREDITOR N2.....	30
FIGURA 11 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 63 BARRAS REAL DA CIDADE DE CAMPINA GRANDE - PB .....	32
GRÁFICO 4 - CURVA NORMALIZADA DAS BARRAS.....	33
GRÁFICO 5 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DOS PREDITORES PROPOSTOS. 35	
GRÁFICO 6 - CURVA TÍPICA INDUSTRIAL REAL NORMALIZADA PARA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA.....	38
GRÁFICO 7 - CURVA DE CARGA – GERADOR FOTOVOLTAICO.....	39
GRÁFICO 8 - CURVA DE CARGA – GERADOR EÓLICO. ....	39
FIGURA 12 - ESQUEMÁTICO GERAL DE FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA. 41	
FIGURA 13 - INTERFACE DO PROGRAMA PARA ABRIR ARQUIVO DE ENTRADA 42	
FIGURA 14 - INTERFACE DO PROGRAMA PARA ABRIR O ARQUIVO COM OS DADOS TEMPORAIS.....	43
FIGURA 15 - CAIXA DE DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS DO FLUXO DE CARGA TEMPORAL .....	44
FIGURA 16 - ALGORITMO DE EXECUÇÃO DO FLUXO DE CARGA NA SÉRIE TEMPORAL .....	45

GRÁFICO 9 - TENSÃO REAL DA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS .....	47
GRÁFICO 10 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DE TENSÃO PARA O PREDITOR SEM INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS .....	48
GRÁFICO 11 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DE TENSÃO DOS PREDITORES DE AKHER NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS	49
GRÁFICO 12 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C1.....	50
GRÁFICO 13 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DOS PREDITORES X NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS. ....	51
GRÁFICO 14 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS NOVOS PREDITORES PROPOSTOS NO CENÁRIO C1. ....	52
GRÁFICO 15 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE N0 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C1.	52
TABELA 1 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C1. ....	53
GRÁFICO 16 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C2.....	54
GRÁFICO 17 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C2.	54
TABELA 2 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C1. ....	55
GRÁFICO 18 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C3.....	56
GRÁFICO 19 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C3.	57
TABELA 3 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C3. ....	57
GRÁFICO 20 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C4.....	58
GRÁFICO 21 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS -COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C4.	59

<b>TABELA 4 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C4. ....</b>	<b>59</b>
---	-----------

## RESUMO

### PREDITORES APLICADOS NA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE DO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS EM SÉRIE TEMPORAL

A análise convencional dos sistemas de potência em regime permanente é feita a partir da execução do fluxo de carga, onde podemos analisar o comportamento do sistema. Contudo, com a inserção da geração distribuída, por exemplo, a natureza do sistema passa a ser mais intermitente. A partir de problemas como esse e também de uma maior disponibilidade de processamento e memória que permitem realizar ações que antes eram inviáveis, a ideia de executar um Fluxo de Carga na Série Temporal, que abre a possibilidade de analisar como o estado do sistema varia durante o dia, torna-se desejada. Para essa análise temporal, muitas iterações no método de fluxo de carga são feitas para cada amostra de tempo. Neste trabalho, foi desenvolvido um algoritmo com o intuito de reduzir o número total de iterações necessárias em cada instante de tempo. Para isso, foi feita a análise e implementação de preditores que fazem uma inicialização inteligente das tensões nas barras da rede antes de executar o fluxo de carga. O número de iterações necessárias para convergência foi então comparado com o valor de referência, obtido sem inicialização inteligente do fluxo de carga. Além de três preditores inteligentes encontrados na literatura e com bons resultados de otimização, outros três novos preditores foram propostos. Para essa análise, foram utilizados dados de um sistema real de 63 barras com carregamento real e quatro cenários diferentes de variação da carga para validar os preditores. Os resultados apresentados comprovaram a eficácia dos preditores com a inicialização inteligente e ainda uma melhoria com os novos preditores propostos.

**Palavras Chave:** Fluxo de Carga na Série Temporal, Análise de Fluxo de Carga, preditores, preditores inteligentes, inicialização inteligente.

## ABSTRACT

### PREDICTORS APPLIED IN THE INTELLIGENT INITIALIZATION OF THE TIME SERIES POWER FLOW METHOD

The conventional analysis of the steady-state power systems is done executing the load-flow and we can analyze the behavior of the system. However, with the insertion of distributed energy, for example, the nature of the system becomes more intermittent. As a result of problems such as this and also because of a greater availability of processing and memory that allows us to perform actions that were previously unfeasible, the idea of executing a Load-Flow in the Time Series, which opens the possibility to analyze how the state of the system varies daytime, becomes desired. For this kind of analysis, many iterations in the load flow method are done for each time sample. In this masters final project, an algorithm was developed with the purpose of reducing the total number of iterations required in the load flow. For this, the analysis and implementation of predictors that make an intelligent initialization of the tensions in the network bars were implemented before executing the load flow. The number of iterations required for convergence was then compared with a reference value, obtained executing the load-flow without intelligent initialization. In addition to the three intelligent predictors found in the literature and with good optimization results, three new predictors were proposed. For this analysis, we used data from a real system of 63 bars with real load and four different scenarios of load variation to validate the predictors. The results presented proved the efficacy of the predictors with the intelligent initialization and also an improvement with the new proposed predictors.

**Key words:** Time series load flow, load-flow analysis, predictors, intelligent predictors, and intelligent initialization.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ILUSTRAÇÕES, GRÁFICOS E TABELAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>RESUMO.....</b>	<b>XI</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>XII</b>
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>5</b>
1.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	5
1.1.1 GERAÇÃO .....	6
1.1.2 TRANSMISSÃO .....	8
1.1.3 DISTRIBUIÇÃO.....	9
1.2 FLUXO DE CARGA.....	11
1.3 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO .....	12
1.4 MOTIVAÇÃO.....	13
1.5 OBJETIVOS .....	14
1.5.1 OBJETIVOS GERAIS.....	15
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
1.6 ORGANIZAÇÃO.....	15
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO E ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>18</b>
2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	18
2.1.1 MODELO ELÉTRICO DA REDE .....	18
2.1.2 MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS .....	19
2.1.3 POLINÔMIOS DE LAGRANGE.....	23
2.1.4 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO C#.....	24
2.2 ESTADO DA ARTE .....	25
2.2.1 PREDITORES DO FLUXO DE CARGA .....	27
<b>3 PROPOSTA DO TRABALHO .....</b>	<b>32</b>
3.1 METODOLOGIA.....	32
3.2 PREDITORES X.....	34
3.2.1 Preditor X1S .....	36
3.2.2 Preditor X1P .....	37
3.2.3 Preditor X1Q.....	37
3.3 CENÁRIOS ANALISADOS.....	37
<b>4 IMPLEMENTAÇÃO.....</b>	<b>41</b>
4.1 AMBIENTE DE DESENVOLVIMENTO .....	41

4.2	O PROGRAMA DE FLUXO DE CARGA .....	41
4.3	ANÁLISE DOS DADOS .....	45
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>47</b>
5.1	ANÁLISE GERAL – CENÁRIO C1 .....	47
5.2	VALIDAÇÃO DOS PREDITORES – ANÁLISE DE CENÁRIOS COM DIFERENTES TIPOS DE CURVAS DE CARGA .....	53
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>62</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>63</b>
	<b>ANEXO I.....</b>	<b>66</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1 INTRODUÇÃO

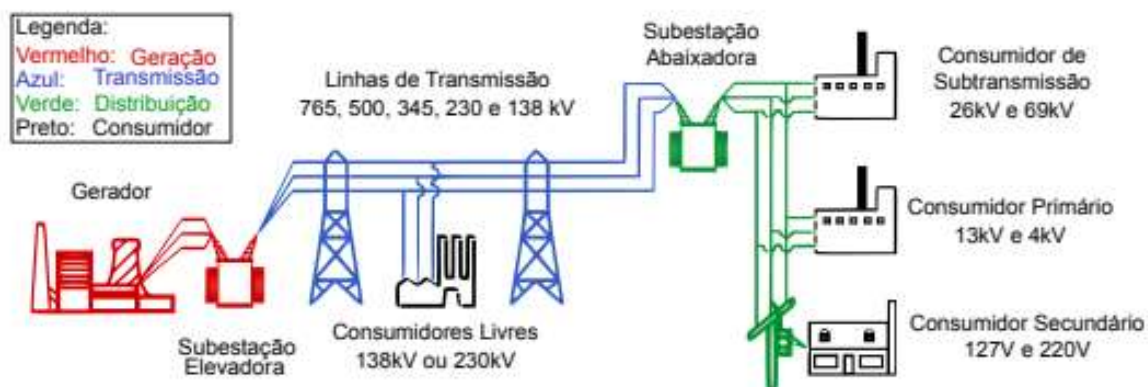
Ao longo dos anos, a energia elétrica proporcionou crescimento na produtividade e desenvolvimento da sociedade, tornando-a cada vez mais dependente do fornecimento de eletricidade. Esta dependência vem acarretando em exigências por melhores condições de serviços e produtos [1].

Uma introdução geral sobre o Sistema Elétrico de Potência (SEP) e seus elementos é apresentada no começo deste capítulo. Por conseguinte, são apresentadas as delimitações deste trabalho, a fim de mostrar em qual cenário do SEP foi voltada essa pesquisa, e por fim, as motivações, objetivos do trabalho e organização.

### 1.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Pode-se dizer que, um Sistema Elétrico de Potência (SEP) é formado basicamente pelos sistemas de geração, transmissão, distribuição e suas subestações de energia elétrica. O SEP é constituído por usinas geradoras, as quais tem sua energia gerada levada através do sistema de transmissão em alta tensão, atingindo então os consumidores nos sistemas de distribuição de média e baixa tensão [2]. Na Figura 1, pode-se observar como os grupos do SEP estão interligados, desde a geração até chegar em nossas residências.

FIGURA 1 - SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.



Fonte: Adaptado de [3].

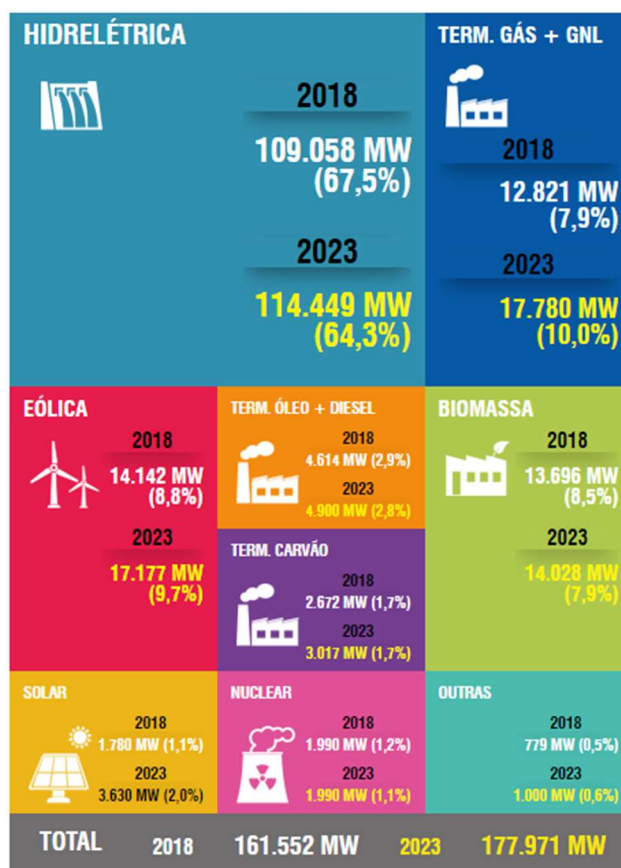
O objetivo do SEP é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, atendendo a determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custos, com o mínimo impacto ambiental e o máximo de segurança pessoal.

### 1.1.1 GERAÇÃO

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-las nos sistemas de transporte. Especificamente no Brasil, o segmento de geração é bastante pulverizado [4].

Segundo dados fornecidos no próprio site do Operador Nacional do Sistema (ONS), a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) – 2018/2023 é conforme ilustrado na Figura 2.

FIGURA 2 - CAPACIDADE INSTALADA NO SIN.



Fonte: Operador Nacional do sistema [5].

Diante do tamanho e de características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários [6].

A partir da conversão do potencial de uma determinada fonte de energia (renovável ou não) acontece a geração de energia elétrica. Essa geração pode ocorrer de forma centralizada ou distribuída.

A forma de geração de energia elétrica mais utilizada no Brasil é a Geração Centralizada (GC), em que se utiliza uma grande fonte geradora para a transformação da energia. Grandes usinas térmicas e hidrelétricas são exemplos de GC. O problema desse tipo de geração é que estas usinas estão limitadas a se instalarem em locais apropriados, como, por exemplo, próximas de rios. Com isso, têm-se a necessidade da utilização de longas linhas de transmissão para distribuir a energia para os lugares afastados onde se encontram as cargas [7].

A Geração Centralizada facilita que o operador do sistema realize o despacho de energia elétrica, controlando a balança entre geração e demanda de energia no sistema. Por outro lado, a geração de energia elétrica distante dos consumidores, além do grande impacto ambiental, implica em maiores perdas na transmissão, considerada uma perda técnica, o que diminui a eficiência de todo o processo.

Com o crescimento da viabilidade econômica de pequenos geradores elétricos, dentre eles os geradores de fontes renováveis, um novo paradigma de operação dos sistemas elétricos tem se apresentado: a geração distribuída (GD) [8].

Trazendo uma maior independência para os consumidores e reduzindo perdas por transmissão, a GD vem crescendo exponencialmente nos últimos anos e tem uma expectativa de avanço significativo, segundo a Empresa Brasil de Comunicações (EBC). A Geração Distribuída é uma expressão utilizada para designar a geração elétrica próxima do(s) consumidor(es) e independe da potência, tecnologia e fonte de energia.

A GD possui uma vantagem em relação à geração centralizada visto que há uma economia de investimento em transmissão e ainda reduz as perdas no sistema, melhorando a estabilidade do serviço de energia elétrica [9]. Sua desvantagem aparece no controle da geração e demanda, pois dificulta o controle pelo operador do sistema.

### 1.1.2 TRANSMISSÃO

No Brasil, as geradoras centralizadas se conectam aos consumidores através de linhas de transmissão (Figura 3), e estas são responsáveis pelo transporte da energia gerada aos grandes consumidores, ou de forma indireta aos pequenos consumidores por meio das empresas de distribuição.

FIGURA 3 - LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA CIDADE DE PAULO AFONSO – BA.

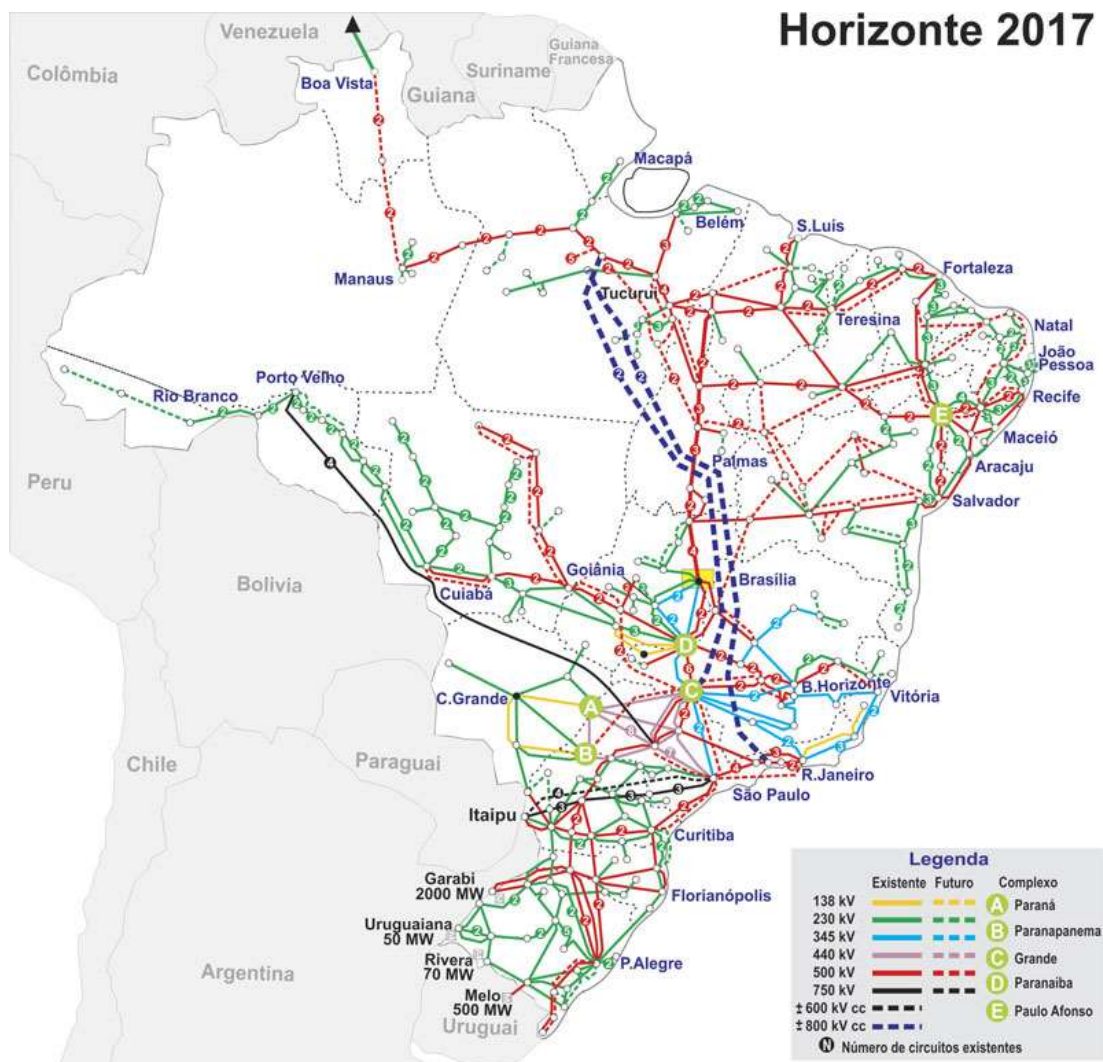


Fonte: Fotografia capturada pela autora.

Por ser um país de dimensão continental, o Brasil geralmente tem uma grande distância entre geração e demanda de energia. Isso implica numa necessidade de elevar a tensão na saída dos geradores para que as transmissoras transmitam a energia. Tal procedimento é feito a fim de reduzir quedas de tensão, perdas por efeito Joule, além de reduzir a secção dos cabos de transmissão, reduzindo o peso e o custo de estruturas de suporte. O nível de tensão da transmissão, considerando fatores como a distância, trajeto, segurança e potência solicitada, varia numa faixa de 230 kV até 1000 kV [1].

Na Figura 4, pode-se observar o panorama de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o ano de 2017.

FIGURA 4 - PANORAMA DE TRANSMISSÃO DO SIN.



Fonte: Operador Nacional do Sistema [10].

A transmissão de energia elétrica é feita, em sua maioria, em corrente alternada (CA). Contudo, ela pode ser feita em corrente contínua (CC), chamada de transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão (CCAT). Uma pesquisa feita na Universidade de São Paulo (USP), afirma que transmissão em CCAT é mais viável para linhas de transmissão acima de 1500 km [11].

### 1.1.3 DISTRIBUIÇÃO

A distribuição se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado à entrega de energia elétrica para os usuários finais. Responsável pelo rebaixamento

da tensão transportada pelo sistema de transmissão, o sistema de distribuição é composto pela rede elétrica, pelo conjunto de instalações e pelos equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo a baixa tensão [12].

O sistema de distribuição se confunde muitas vezes com a própria topografia das cidades. Ele se ramifica ao longo das ruas e avenidas e conecta o sistema de transmissão, ou até mesmo unidades geradoras de pequeno e médio porte, aos consumidores finais. Toda a conexão, atendimento e entrega efetiva da energia elétrica aos consumidores finais ocorrem por parte das distribuidoras de energia [8].

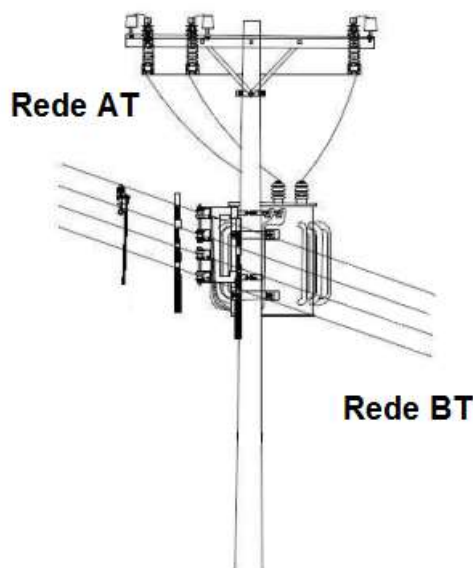
Para que o consumidor tenha acesso ao sistema de distribuição, pela Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição [13], o pedido deve ser solicitado junto à distribuidora titular de concessão ou permissão na área geográfica em que se localizarem as instalações do acessante, celebrando-se os contratos pertinentes.

O sistema de distribuição se divide em três partes:

- Subtransmissão: Compreende os níveis de tensão de 69 kV até 138 kV. Possui redes malhadas, alimenta as subestações de distribuição e também faz a entrega de energia a grandes consumidores.
- Distribuição Primária (Três fios): Também conhecida como Média ou até mesmo Alta Tensão, do ponto de vista de distribuição, compreende os níveis de tensão de 11,9 kV até 34,5 kV. A Distribuição primária é formada por circuitos que saem da subestação distribuidora (alimentadores) com destino aos bairros. Estes circuitos alimentam supermercados, comércios e indústrias de médio porte e também alimentam a rede de distribuição secundária.
- Distribuição Secundária (Quatro fios): Níveis de tensão fase-terra de 110 V até 380 V. É a parte da rede no lado de baixa tensão dos transformadores conectados à rede primária. Alimenta os consumidores residenciais e pequenos comércios.

As redes de distribuição primária e secundária podem ser vistas na rede de distribuição urbana, como mostrado na Figura 5.

FIGURA 5 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA.



Fonte: Adaptada da Norma técnica de distribuição NTD CEB 4.12/2014.

## 1.2 FLUXO DE CARGA

Calcular o fluxo de carga (FC) em uma rede elétrica consiste em determinar o estado da rede, que compreende as tensões complexas nos transformadores, bem como a distribuição dos fluxos, das perdas complexas e de algumas outras grandezas de interesse. A modelagem do sistema nesses tipos de análises é dita como estática, pois a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas.

Todas as informações obtidas com a execução do fluxo de carga devem permitir uma determinação do estado operativo do sistema elétrico e verificar se o sistema está operando de forma adequada. Além do mais, a execução do fluxo deve indicar o que deve ser feito para que sejam corrigidas, ou até mesmo prevenidas, situações inadequadas de operação. Sendo assim, o FC é utilizado tanto no planejamento como na operação das redes elétricas [14].

Alguns métodos de fluxo de carga como Newton-Raphson, Gauss e Gauss-Seidel são facilmente encontrados na literatura e tradicionalmente utilizados como método de fluxo de potência na rede de transmissão. Contudo, para as redes de distribuição, estes métodos apresentam alguns problemas em seu desempenho e na convergência devido às características peculiares dos sistemas de distribuição, tais como os ramos curtos onde  $X/R$  é pequeno e também as redes longas carregadas no

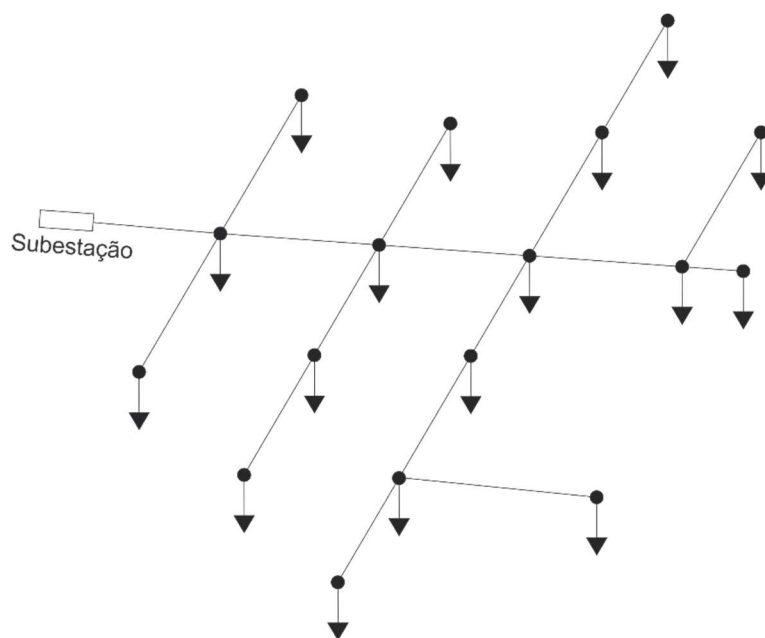
sistema, em que a operação é próxima do limite de estabilidade. Sendo assim, um algoritmo mais robusto deve ser utilizado para possibilitar a execução do FC na rede [15].

Um dos métodos usados para o cálculo do FC especificamente em redes de distribuição é o Método da Soma de Potências (MSP), que está descrito na seção 2.1.2, e será utilizado para análise neste trabalho. O MSP foi proposto por [16] e se baseia na eliminação do ângulo de fase nas equações de potência visando simplificar a resolução do problema.

### 1.3 DELIMITAÇÕES DO TRABALHO

Esta dissertação tem como ambiente principal a rede de distribuição primária, sendo adotada a premissa de que essas redes operam na topologia radial em regime permanente. Com isso, a rede secundária é modelada de maneira matemática como cargas, como é mostrado na Figura 6, sendo estas colocadas nos locais onde na realidade existem os transformadores de distribuição (abaixadores).

FIGURA 6 - REDES DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA.



Fonte: Elaborada pela autora.

As cargas que representam a demanda do sistema de distribuição secundário são representadas através do modelo estático polinomial ZIP. Este modelo é

caracterizado por considerar uma ou mais destas grandezas como constante: impedância, corrente e/ou potência. No local onde estão cada uma dessas cargas, temos uma barra. Barras são interligadas eletricamente por ramos, sendo cada ramo representado por uma impedância  $Z = R + jX$  (modelo de linha de transmissão curta). Quando se junta uma barra energizada com um ramo, tem-se um trecho.

A tensão na subestação é suposta como sendo controlada pelo sistema, podendo ser modelada sem perda de generalidade como uma fonte ideal de tensão [17].

#### 1.4 MOTIVAÇÃO

Atualmente, o SEP está evoluindo para redes elétricas inteligentes, conhecidas na literatura como *Smart Grids*. Isto é, uma rede estruturada em tecnologias digitais e de automação com o intuito de melhorar a eficiência operacional de todo o sistema [18].

As redes elétricas inteligentes utilizam algoritmos de fluxo de potência ótimo para calcular o estado de operação do sistema de modo a reduzir as perdas, ajustar em tempo hábil as fontes de potências ativas e reativas na rede visando melhorar a qualidade da energia, promovendo assim, respostas imediatas às variações de carga [19].

A análise do fluxo de carga fornece como resultado o estado operativo da rede em determinado momento e é possível avaliar se a mesma está operando de forma adequada. Em caso negativo, são estabelecidas as ações corretivas para solucionar os problemas. De fato, a análise de fluxo de potência é relevante em vários tipos de estudos de operação e planejamento por parte das concessionárias de energia elétrica [20].

A análise clássica dos sistemas de potência é feita a partir da execução de um número reduzido de fluxos de carga durante o dia, gerando “fotografias” do estado do sistema em momentos como carregamento máximo, mínimo e contingências principais. Diante da inserção crescente da Geração Distribuída (GD) nos últimos anos, esse tipo de análise pode não ser mais suficiente, visto que as energias provenientes de fontes renováveis, tais como a energia solar e eólica, por exemplo, possuem uma natureza intermitente. De fato, a intermitência da GD acarreta

intermitência no ponto de conexão da rede de distribuição em que quanto maior for a parcela de GD, maior será esse efeito.

Em virtude desse aumento na variação das características do sistema durante o dia, torna-se cada vez maior a necessidade de avaliar os estados operativos do sistema de distribuição em intervalos menores de tempo, visto que será necessário um controle mais efetivo sobre a rede quanto à tensão nas barras, correntes nos equipamentos e continuidade de serviço, por exemplo.

A execução de um fluxo de carga em redes de distribuição na série temporal é uma estratégia de simulação que pode fornecer perfis de tensão, de acordo com o fornecimento de dados disponíveis da companhia de energia, permitindo uma melhor análise do sistema, pois considera as variações na rede durante todo o período estabelecido e não apenas em situações pontuais. Otimizar as técnicas e métodos para executar esse tipo de fluxo de carga é importante para sua utilização em sistemas de grande porte reais.

Diante do cenário exposto, o presente trabalho propõe uma análise e otimização via preditores inteligentes para a execução de um fluxo de carga na série temporal que utiliza o Método da Soma de Potências (MSP). De posse do estado da rede ao longo do tempo com certa frequência desejada, as concessionárias de energia elétrica podem rever e aprimorar os estudos clássicos que são realizados no dia a dia, como também partir para análises e problemas que antes não eram tratados como, por exemplo, a priorização da substituição dos equipamentos superados considerando o tempo e a intensidade da superação ou inclusão nas análises de regulação de tensão o tempo médio em que a tensão é crítica como índice de severidade para estabelecer um *ranking* das barras que apresentam violação.

## 1.5 OBJETIVOS

O presente trabalho possui os objetivos gerais e específicos descritos nas seções 1.5.1 e 1.5.2.

### 1.5.1 OBJETIVOS GERAIS

O objetivo principal deste trabalho é aprimorar e otimizar a análise de fluxo de carga na série temporal, encontrando soluções para mitigar sua carga computacional. A ideia é diminuir o tempo de máquina para o fluxo de carga em cada execução do MSP na série temporal, através da otimização dos preditores inteligentes. A análise do fluxo de carga na série temporal é de grande utilidade para que se possa acompanhar o estado do sistema em menores intervalo de tempo.

### 1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Visando atender ao objetivo geral descrito na seção 1.5.1, foram definidos os seus objetivos específicos como mostrado a seguir:

- Implementar o fluxo de carga na série temporal sem a inicialização inteligente;
- Implementar métodos propostos na literatura para preditores com inicialização inteligente;
- A partir da análise dos resultados da implementação dos preditores encontrados na literatura, propor novos preditores que otimizem a inicialização inteligente, pela redução do número de iterações do MSP;
- Analisar os preditores implementados em cenários com características de curvas de cargas diversas: inclusão de cargas com geradores fotovoltaicos, eólicos e áreas com cargas industriais.

## 1.6 ORGANIZAÇÃO

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos. O primeiro é a introdução, onde encontra-se uma síntese geral do sistema elétrico de potência (SEP) e do Fluxo de Carga, seguida das delimitações do trabalho, motivações e objetivos do trabalho. No segundo capítulo, poderá ser encontrada uma revisão da literatura acerca do fluxo de carga na série temporal e preditores inteligentes, além de tópicos fundamentais utilizados para o desenvolvimento do trabalho. No capítulo três, é descrita a proposta deste trabalho a partir da apresentação dos novos preditores e dos cenários avaliados. A descrição do algoritmo do programa desenvolvido é encontrada no capítulo quatro.

No capítulo cinco serão apresentados os resultados encontrados e discussões acerca dos mesmos. Por fim, as conclusões do trabalho final encontram-se no capítulo seis.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO E ESTADO DA ARTE

## 2 FUNDAMENTAÇÃO E ESTADO DA ARTE

Este capítulo é dividido em duas partes, a Fundamentação Teórica e o Estado da Arte. Na primeira são percorridas as fundamentações teóricas necessárias para um melhor entendimento do trabalho e o capítulo prossegue com uma revisão da literatura recente sobre a análise de fluxo de carga convencional e temporal.

### 2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para o entendimento dos próximos capítulos faz-se necessária uma introdução sobre alguns temas que servirão como base para a implementação da proposta deste trabalho. A seção inicia-se com o Modelo Elétrico da Rede, em seguida uma apresentação sobre o Método da Soma de Potências convencional e a sua adaptação para a forma temporal é feita, além de introduções sobre os Polinômios de Lagrange e a linguagem de programação utilizada no desenvolvimento do trabalho.

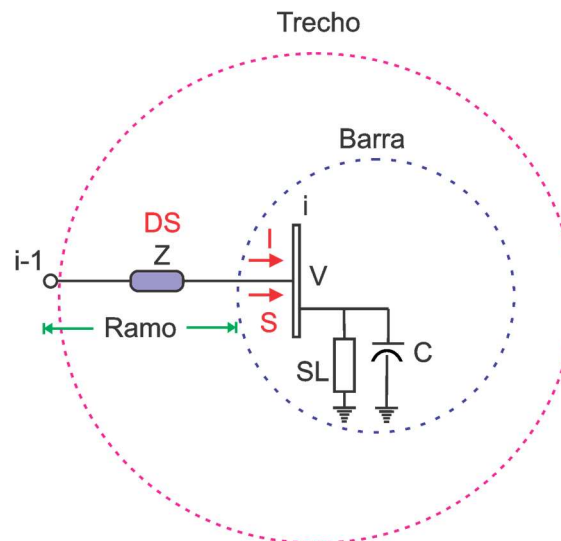
#### 2.1.1 MODELO ELÉTRICO DA REDE

O modelo de rede elétrica adotado é composto por trechos, barras, ramos e subestações (Figura 7), sendo adotadas as seguintes premissas:

- A subestação fornece energia para o sistema sendo modelada como uma fonte ideal;
- O ponto  $i-1$  pode ser uma subestação ou uma barra nomeada de origem do trecho  $i$ ;
- Para uma barra energizada será considerada a sua tensão ( $V$ ), a corrente que chega na barra ( $I$ ), as cargas lineares conectadas ( $SL$ ) e eventuais bancos de capacitores não chaveados ( $C$ );
- Um ramo sempre vai de um ponto ' $i-1$ ', que pode ser uma barra comum ou uma subestação, até um determinado ponto ' $i$ ', que será sempre uma barra. Um chaveamento aberto/fechado permite ou não que trafegue corrente ( $I$ ) que sai do ponto ' $i-1$ ' e chega para energizar e gerar o fluxo ( $S$ ) no ponto ' $i$ '. Por possuir uma impedância de linha ( $Z$ ), são geradas perdas ( $DS$ ) no percurso da corrente pelos ramos;

- Um trecho é a junção de uma barra energizada ' $i$ ' com um ramo ( $i-1, i$ ) que conecta à rede sendo nomeado de trecho  $i$ .

FIGURA 7 - MODELO ELÉTRICO DA REDE.



Fonte: Elaborada pela autora.

Bancos de capacitores chaveados, cargas não lineares e reguladores de tensão não foram modelados. Assim, os mesmos não serão considerados neste trabalho.

### 2.1.2 MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS

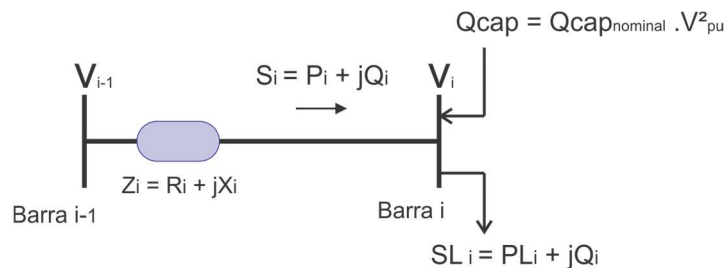
Um dos métodos de varredura que pode-se encontrar na literatura é o Método da Soma de Potências (MSP). Tal método é reconhecidamente robusto, convergindo mesmo em redes extremamente carregadas; possui convergência rápida; e permite considerar com certa facilidade equipamentos como reatores, bancos de capacitores e reguladores de tensão, bem como modelar com maior precisão as cargas usando o modelo ZIP [17].

O MSP clássico é iterativo e parte da premissa de que todos os seus ramos têm perdas nulas e todas as barras têm tensão igual à da subestação ( $1 pu$ ). O fluxo de potência é atualizado em uma varredura reversa e as tensões nas barras e perdas nos ramos são calculadas em uma varredura direta em cada iteração [16].

Em sua maioria, os sistemas de distribuição operam na topologia radial, conforme apresentado na seção 1.3. Aqui serão considerados apenas sistemas com essa topologia para as soluções do fluxo de carga. Para a análise de sistemas fracamente malhados podem ser usadas variações do MSP como em [21] e para sistemas fortemente malhados, usa-se algoritmos clássicos como Gauss-Seidel (GS), Newton-Raphson (NR) e Desacoplado Rápido (DR) [22]-[24].

Redes de distribuição radiais conexas podem ser modeladas exclusivamente por subestações e trechos. Um trecho é formado por uma barra e o ramo através do qual a barra é alimentada, como ilustrado na Figura 8.

FIGURA 8 - MODELO DE TRECHO DA DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA.



Fonte: Elaborada pela autora.

A solução proposta pelo MSP é resolver em cada ramo as seguintes equações:

$$V_i^4 + A_i^2 V_i^2 + C_i = 0 \quad (1)$$

Em que  $V_i$  é a tensão de linha desejada,

$$A_i = P_i R_i + Q_i X_i - \frac{|V_{i-1}|^2}{2} \quad (2)$$

e

$$C_i = (P_i^2 + Q_i^2)(R_i^2 + X_i^2) \quad (3)$$

Sendo  $S_i = P_i + jQ_i$  o fluxo de potência que chega na barra de destino do trecho,  $Z_i = R_i + jX_i$  a impedância do trecho e  $V_{i-1}$ , a tensão na barra de origem. O ângulo de fase das tensões é calculado, após a convergência através de uma varredura direta, por:

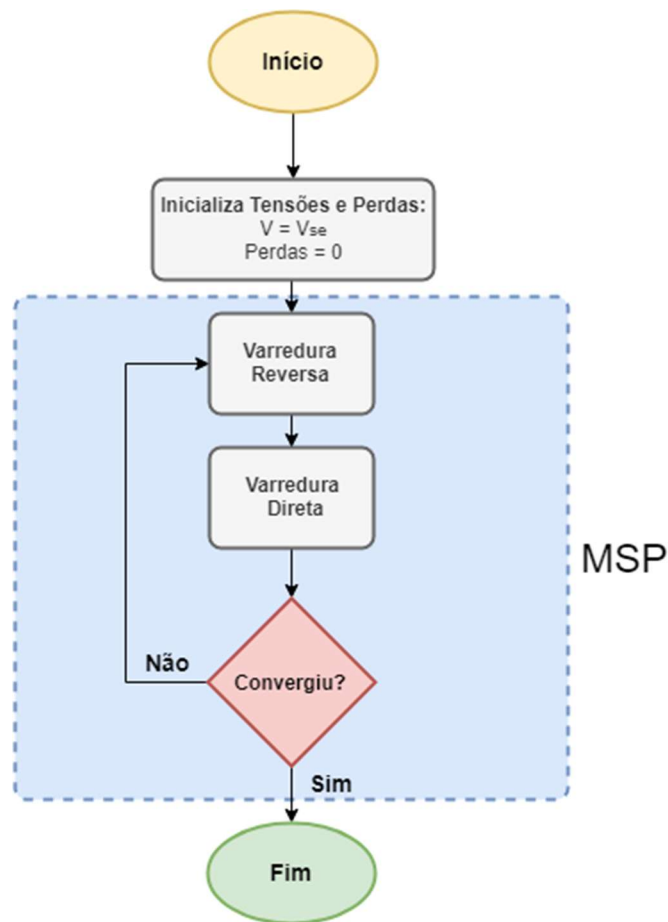
$$\delta_i = \delta_{i-1} - \arccos\left(\frac{P_i X_i - Q_i R_i}{V_i V_{i-1}}\right) \quad (4)$$

Por fim, as perdas complexas são dadas por:

$$\widehat{DS}_i = \hat{Z}_i \frac{|\hat{S}_i|^2}{V_i^2} \quad (5)$$

Assim, o fluxograma de execução do Método da Soma de Potências pode ser resumido como na Figura 9.

FIGURA 9 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS CLÁSSICO.



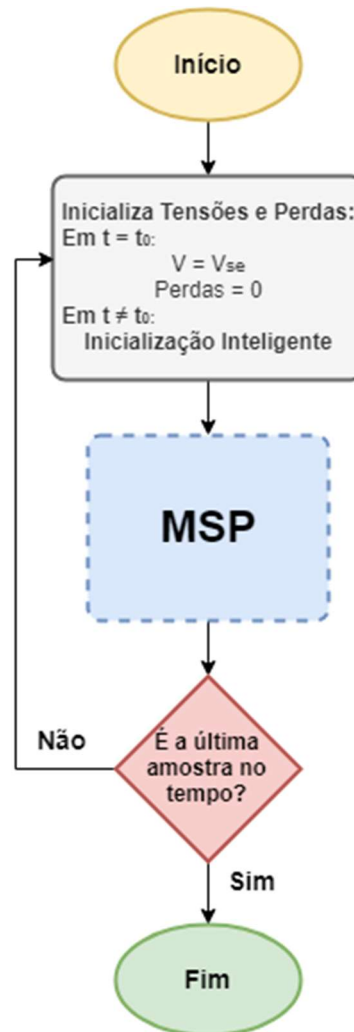
Fonte: Elaborada pela autora.

### MSP na Série Temporal (MSPT)

Para a proposta de execução do Fluxo de Potência na Série Temporal, o fluxograma da Figura 9 sofre algumas modificações. A partir da segunda vez que o MSP for solicitado na série temporal, o algoritmo da Figura 10 é executado. Observe

que se tem uma alteração na inicialização do algoritmo a partir da segunda amostra no tempo: a inicialização inteligente dos preditores. Além disso, o algoritmo é reiniciado caso não seja a última amostra de carga.

FIGURA 10 - FLUXOGRAMA DO MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS TEMPORAL.



Fonte: Elaborada pela autora.

No fluxo de carga na série temporal, o MSP será executado ao longo do tempo, isto é, cada vez que o sistema tiver uma nova amostra das cargas do sistema de distribuição. Assim, é interessante que ele seja iniciado de uma forma diferente após a sua primeira execução a fim de utilizar os últimos resultados obtidos para facilitar a convergência.

Como visto no fluxograma da Figura 9, o MSP clássico parte da premissa de que todos os seus ramos têm perdas nulas e todas as barras têm tensão igual à da

subestação [16]. A proposta do MSP temporal é que a partir da segunda amostra no tempo, ele não mais inicie da forma clássica e sim de uma maneira “inteligente”, a partir de valores de tensão e perdas já encontrados nas amostras anteriores.

Sabe-se que a rede de distribuição é monitorada pelo sistema supervisório SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que coleta os dados da subestação de maneira sequencial a cada 15 minutos. Sendo assim, geralmente, o MSP é executado 96 vezes por dia. De forma genérica, para um intervalo entre amostras  $\Delta t$  em horas, se tem  $\frac{24}{\Delta t}$  execuções diárias do MSP.

### 2.1.3 POLINÔMIOS DE LAGRANGE

Na implementação dos preditores do fluxo de carga estudados nesse trabalho, há a necessidade de calcular polinômios que se ajustem a pontos conhecidos. Para tanto, foram usados os chamados Polinômios de Lagrange [25].

Considere  $x_0, x_1, \dots, x_n$ ,  $(n+1)$  valores distintos e  $y_i = f(x_i)$ ,  $i=0, \dots, n$ . Seja  $p_n(x)$  o polinômio de grau menor igual a  $n$  que interpola  $f$  em  $x_0, \dots, x_n$ . É possível representar  $p_n(x)$  na forma  $p_n(x) = y_0L_0(x) + y_1L_1(x) + \dots + y_nL_n(x)$ , onde os polinômios  $L_k(x)$  têm grau  $n$ . Assim, para cada  $i$ , queremos que a condição  $p_n(x_i) = y_i$ , seja satisfeita, ou seja:

$$p_n(x_i) = y_0L_0(x_i) + y_1L_1(x_i) + \dots + y_nL_n(x_i) = y_i \quad (6)$$

Em resumo, pode-se escrever a forma de Lagrange para o polinômio interpolador como:

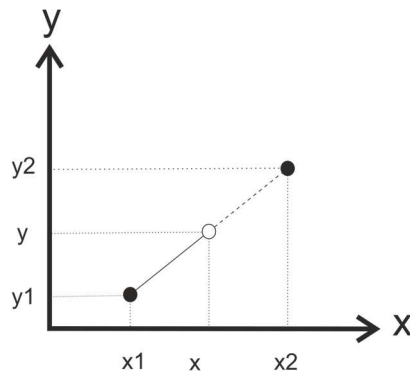
$$p_n(x) = \sum_{k=0}^n f(x_k)L_k(x) \quad (7)$$

Onde  $L_k(x)$  são os fatores de Lagrange e são dados por:

$$L_k(x) = \frac{\prod_{\substack{j=0 \\ j \neq k}}^n (x - x_j)}{\prod_{\substack{j=0 \\ j \neq k}}^n (x_k - x_j)} = \frac{(x - x_0) \dots (x - x_{k-1})(x - x_{k+1}) \dots (x - x_n)}{(x_k - x_0) \dots (x_k - x_{k-1})(x_k - x_{k+1}) \dots (x_k - x_n)} \quad (8)$$

Para exemplificar a aplicação dos polinômios de Lagrange, observe o Gráfico 1 e a aplicação a seguir:

GRÁFICO 1 - EXEMPLO DE CURVA PARA APLICAÇÃO DOS POLINÔMIOS DE LAGRANGE.



Fonte: Elaborada pela autora.

Aplicando Lagrange no Gráfico 1:

$$y(x) = \left[ \frac{x - x_2}{x_1 - x_2} \right] y_1 + \left[ \frac{x - x_1}{x_2 - x_1} \right] y_2$$

Se  $x_1 = 10$ ,  $y_1 = 5$ ,  $x_2 = 16$ ,  $y_2 = 8$ :

a)  $x = 10 \rightarrow y(x) = \left[ \frac{10-1}{10-1} \right] 5 + \left[ \frac{10-10}{16-10} \right] 8 = 5$  , condição  $p_n(x_i) = y_i$ , atendida;

b)  $x = 16 \rightarrow y(x) = \left[ \frac{16-16}{10-16} \right] 5 + \left[ \frac{16-10}{16-10} \right] 8 = 8$  , condição  $p_n(x_i) = y_i$ , atendida;

A aplicação dos polinômios de Lagrange será de grande importância para este trabalho.

#### 2.1.4 LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO C#

Para o desenvolvimento dos algoritmos propostos, foi escolhida a linguagem de programação orientada a objetos C Sharp (C#).

A linguagem de programação C# possibilita uma variedade de aplicações seguras e robustas para o programador, sendo estas compatíveis com o Framework .NET. Diferentes tipos de aplicativos podem ser criados, como: Cliente do Windows, Web XML, componentes distribuídos, aplicativos de cliente-servidor e aplicativos de banco de dados [26].

Esta linguagem possui uma sintaxe de grande expressividade, a qual pode ser instantaneamente reconhecida por desenvolvedores familiarizados com C, C++ ou

Java. Além disso, várias complexidades do C++ são simplificadas nela, fornecendo assim recursos poderosos como: tipos de valor nulo, enumerações, delegações, expressões *lambda* e acesso direto à memória. Métodos e tipos genéricos são suportados pelo C#, fornecendo uma melhor segurança de tipo e desempenho, assim como iteradores em listas abstratas. Esta linguagem também suporta conceitos de encapsulamento, herança e polimorfismo. Todas as variáveis e métodos, incluindo o método principal (*Main*) são encapsulados em definições de classes. Uma classe derivada pode herdar diretamente somente de uma classe pai, mas pode herdar de qualquer quantidade de interfaces [26].

## 2.2 ESTADO DA ARTE

O FC é o mais frequente estudo feito nos sistemas elétricos de potência. Ele fornece a solução de uma rede elétrica, no regime permanente, para uma dada condição de operação, isto é, para uma dada condição de carga e geração, sujeitas às restrições operativas e à ação de dispositivos de controle [27].

O Método da Soma de Potências, que é utilizado para Fluxo de Cargas, é um método iterativo que parte da premissa de que todos os ramos têm perdas nulas. Nessa condição, o fluxo de potência nos ramos da rede é calculado por meio de uma varredura reversa. De posse dos fluxos em todos os ramos, as tensões nas barras e as perdas nos ramos são calculados por meio de uma varredura direta [16].

É definido como “varredura reversa” pois o cálculo dos fluxos se inicia nas barras mais distantes até a barra de referência e é dito “varredura direta”, pois as tensões são calculadas a partir das barras de referência (subestações), que têm os seus valores conhecido, até as barras mais distantes.

Métodos de fluxo de potência em varreduras diretas e reversas, como o MSP, vêm sendo usados para analisar sistemas de distribuição balanceados ou não. Na sua forma clássica, ele não tem restrições sobre o preditor inicial de um determinado fluxo de potência para poder convergir [28]. Aproveitando-se dessa característica, algumas formas de inicializar de maneira inteligente o fluxo de carga são utilizadas com esse método.

Atualmente, tem-se uma grande inserção de sistemas de geração distribuídas. Isso acarreta em uma intermitência na potência do sistema. Painéis

fotovoltaicos, por exemplo, sofrem grande impacto sobre sua potência gerada quando uma nuvem o encobre. Quando uma nuvem impede a passagem de luz, a saída do painel fotovoltaico cai bruscamente, resultando numa queda de tensão e só retorna quando a nuvem deixa de encobrir as células fotovoltaicas. Nesse espaço de tempo, quando ocorre a “perda de potência gerada”, uma regulação de tensão deve atuar para corrigir a perda sofrida. Esse tipo de análise requer uma série de simulações no tempo real para que se façam as devidas regulagens e não haja grandes perdas no sistema [29].

Pode-se concluir, então, que a qualidade do preditor utilizado no fluxo afeta a quantidade de iterações que serão necessárias para o fluxo de carga convergir.

Uma técnica de previsão, denominada Preditor PQ, baseada no Método de Lagrange é desenvolvida em [30], em que a magnitude da tensão é predita através das variações da potência reativa e os ângulos da fase são previstos a partir das variações da potência ativa.

A análise da série temporal em [31] é feita através do algoritmo ARIMA que é muito utilizado para previsões de séries temporais ao criar um modelo que relaciona a variável de saída com seus valores anteriores.

Em [32], é utilizada a Lógica *Fuzzy* para desenvolver um modelo simples para a análise do fluxo de carga com uma solução mais rápida que o Método de Newton-Rapshon. Uma solução dos problemas de fluxo de carga utilizada em [33] é a modificação do multiplicador ideal para o Método Rapshon com o intuito de melhorar as propriedades de convergência da metodologia. Uma nova distribuição de probabilidade do fluxo de carga é apresentada em [34] para estudar os efeitos da conexão de uma turbina eólica ao sistema de distribuição.

Em [28] são desenvolvidos três preditores inteligentes para inicialização do fluxo de potência baseados nos polinômios de Lagrange, onde têm-se uma análise de Tensão x Tempo para fazer o cálculo dos preditores. Estes três preditores propostos possuíram um desempenho relevante em diferentes cenários, com uma considerável diminuição no tempo de máquina, e por isso este artigo proposto por [28] é a principal referência para esta dissertação e será apresentado mais detalhadamente na seção 2.2.1.

## 2.2.1 PREDITORES DO FLUXO DE CARGA

Nesta seção são apresentadas a maneira clássica de inicialização do MSP e, em seguida, os preditores com inicialização diferenciada, denominados preditores inteligentes.

### **Preditor sem inicialização inteligente (S0)**

Para obter os resultados do fluxo de carga em redes de distribuição na série temporal de maneira clássica, é aplicado o algoritmo em cada tempo disponível sem uma inicialização inteligente. Ou seja, no tempo  $t_0$ , o fluxo de carga é executado e em seguida, num tempo  $t_1$ , outro fluxo de carga é executado independente do resultado encontrado na execução do tempo anterior. Este preditor básico, sem inicialização inteligente, foi denominado Preditor S0.

### **Preditores com inicialização inteligente**

Para uma série temporal com  $n$  carregamentos da rede, faz sentido então, utilizar de alguma maneira os resultados obtidos pelo fluxo de carga nas  $n-1$  execuções anteriores para obter estimativas melhores para as tensões iniciais de  $n$ .

Isso quer dizer que, em vez de todas as vezes o MSP ser inicializado da maneira clássica, com todas as barras com a tensão da subestação (Preditor S0), pode-se encontrar algoritmos que utilizam execuções anteriores para estimar melhores tensões de partida. Tais algoritmos são denominados de preditores inteligentes e sua eficiência em reduzir o tempo de processamento, pode ser medida precisamente pela redução observada no número de iterações do MSP.

Em 2015, [28] apresentou os seguintes preditores inteligentes:

- I. **Preditor N0** → O preditor N0 é o preditor inteligente considerado mais simples. Ele só pode começar a ser utilizado a partir da segunda execução do fluxo de carga, pois sua metodologia é utilizar o resultado do tempo anterior como preditor para o tempo atual.

Isto é, no primeiro instante  $t_0$ , o algoritmo executa o fluxo sem inicialização inteligente (preditor S0). A partir do instante de tempo  $t_1$  pode-se começar a utilizar o preditor N0.

Expressando de forma genérica, para inicialização da tensão na barra  $i$  no instante  $t_{k+1}$ , utilizando o preditor N0, temos:

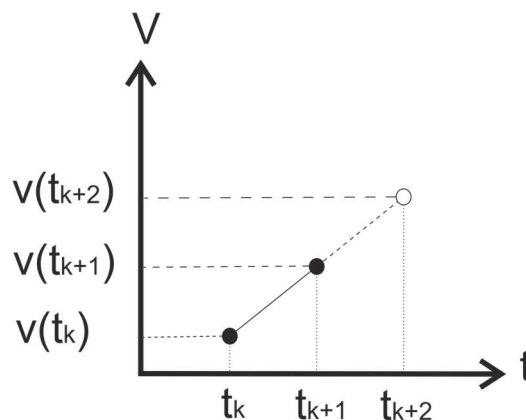
$$V_i'(t_{k+1}) = V_i(t_k) \quad (9)$$

$$\delta_i'(t_{k+1}) = \delta_i(t_k) \quad (10)$$

Com  $k$  variando de 0 até 95, supondo um dia de medições com intervalos de 15 minutos, e sendo  $V_i'$  e  $\delta_i'$  os valores estimados.

- II. **Preditor N1** → Denominado Preditor de 1ª Ordem, o preditor N1 necessita do resultado de dois tempos anteriores para ser executado. Assim, no tempo  $t_0$  o algoritmo utiliza o preditor S0; no tempo  $t_1$  utiliza o preditor N0; e daí por diante, inicia sua aplicação. Este preditor é dito de 1ª Ordem pois, ele utiliza uma aproximação linear para prever o valor inicial no próximo instante de tempo. Desta forma, o algoritmo deste preditor pode ser ilustrado no Gráfico 2.

GRÁFICO 2 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO PREDITOR N1.



Fonte: Elaborada pela autora.

Considerando que as soluções do fluxo de carga são conhecidas nos tempos  $t_k$  e  $t_{k+1}$ , a previsão do valor inicial no instante  $t_{k+2}$  pode ser feita com o auxílio dos polinômios de Lagrange de primeira ordem, definidos na seção 2.1.3, da seguinte forma:

$$V_i'(t_{k+2}) = L_0 V_i(t_k) + L_1 V_i(t_{k+1}) \quad (11)$$

$$\delta_i'(t_{k+2}) = L_0 \delta_i(t_k) + L_1 \delta_i(t_{k+1}) \quad (12)$$

Em que  $L_0$  e  $L_1$  são os fatores de Lagrange definidos por:

$$L_0 = \frac{t_{k+2} - t_{k+1}}{t_k - t_{k+1}} \quad (13)$$

$$L_1 = \frac{t_{k+2} - t_k}{t_{k+1} - t_k} \quad (14)$$

- III. **Preditor N2** → O preditor N2 é também chamado de preditor de 2ª Ordem, devido a sua aproximação não linear que requer três soluções anteriores consecutivas do Fluxo de Carga para estimar o próximo instante de tempo. Como é possível observar no Gráfico 3, considerando que a solução do fluxo de carga os tempos  $t_k$ ,  $t_{k+1}$  e  $t_{k+2}$  já são conhecidas, prever a o valor de inicialização do fluxo no tempo  $t_{k+3}$  pode ser feita com o seguinte polinômio de Lagrange:

$$V_i'(t_{k+3}) = L_0 V_i(t_k) + L_1 V_i(t_{k+1}) + L_2 V_i(t_{k+2}) \quad (15)$$

$$\delta_i'(t_{k+3}) = L_0 \delta_i(t_k) + L_1 \delta_i(t_{k+1}) + L_2 \delta_i(t_{k+2}) \quad (16)$$

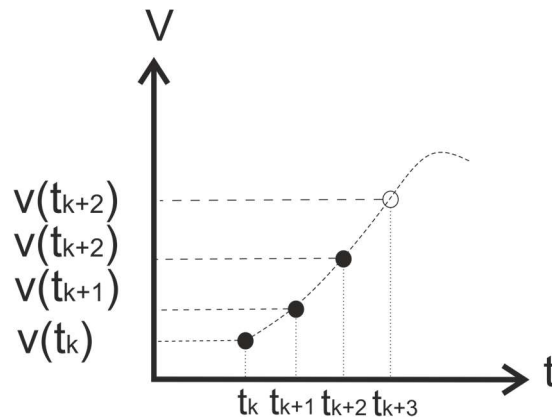
Em que  $L_0$ ,  $L_1$  e  $L_2$  são os fatores de Lagrange definidos por:

$$L_0 = \frac{(t_{k+3} - t_{k+1})(t_{k+3} - t_{k+2})}{(t_k - t_{k+1})(t_k - t_{k+2})} \quad (17)$$

$$L_1 = \frac{(t_{k+3} - t_{k+2})(t_{k+3} - t_k)}{(t_{k+1} - t_k)(t_{k+1} - t_{k+2})} \quad (18)$$

$$L_2 = \frac{(t_{k+3} - t_{k+1})(t_{k+3} - t_k)}{(t_{k+2} - t_k)(t_{k+2} - t_{k+1})} \quad (19)$$

GRÁFICO 3 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO PREDITOR N2.



Fonte: Elaborada pela autora.

Sabendo-se que nos tempos  $k < 3$  ainda não tem informações de 3 pontos anteriores, o preditor N2 não é capaz de executar seu algoritmo normal e executa outros preditores. Assim temos que quando:

- $K = 0$ , usa o preditor S0
- $K = 1$ , usa o preditor N0
- $K = 2$ , usa o preditor N1

No Capítulo 3 são apresentadas as propostas da autora para os novos preditores inteligentes baseados no preditor de primeira ordem de [28].

### **3 PROPOSTA DO TRABALHO**

### 3 PROPOSTA DO TRABALHO

Para otimização do fluxo de carga na série temporal é proposta a implementação de novos preditores que também utilizam dados de tempos anteriores num mesmo dia para a previsão da tensão no próximo instante de tempo, os Preditores X. Após a implementação destes preditores, os mesmos serão validados em diferentes sistemas com variação nos tipos de carga nas barras e comparados com os preditores N.

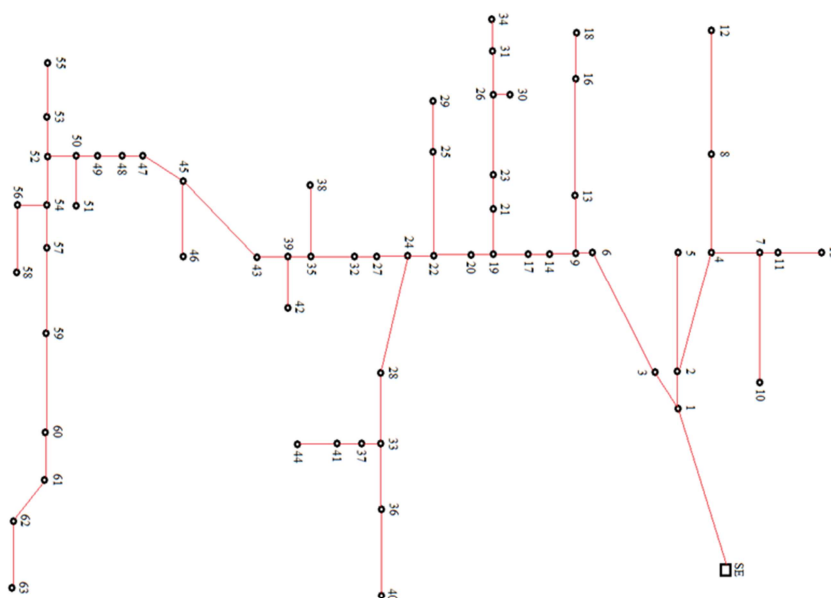
Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para este trabalho como também, discorrerá individualmente sobre os preditores propostos.

#### 3.1 METODOLOGIA

A metodologia utilizada neste trabalho foi organizada em etapas sequenciais descritas a seguir como uma lista numerada.

1. Um sistema real de 64 barras da cidade de Campina Grande-PB, apresentado na Figura 11, é carregado no programa. Os seus dados podem ser encontrados no Anexo I.

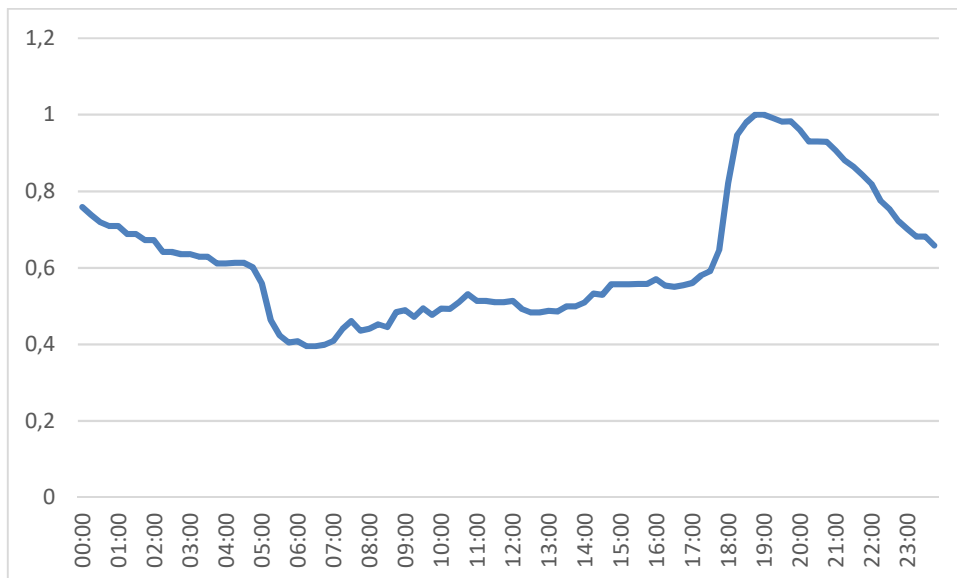
FIGURA 11 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 63 BARRAS REAL DA CIDADE DE CAMPINA GRANDE - PB



Fonte: Autor desconhecido.

Para esta primeira análise as cargas, tanto a ativa como reativa, em todas as barras variam durante o dia conforme a curva normalizada do Gráfico 4. Os resultados obtidos historicamente são coletados e armazenados, geralmente, em um banco de dados de interesse da concessionária. Um arquivo com esses dados das subestações, ramos e dados do carregamento espaçados no tempo com um  $\Delta t$  de 15 minutos é carregado no programa. Não há restrição dos preditores em relação a  $\Delta t$ , qualquer intervalo entre as medições temporais pode ser lido pelo programa, ele irá ler de acordo com os dados de entrada.

GRÁFICO 4 - CURVA NORMALIZADA DAS BARRAS.



Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados reais.

2. O MSP Temporal, descrito na seção 2.1.2, é executado SEM NENHUMA INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE. Ou seja, utilizando o preditor S0, descrito na primeira parte da seção 2.2.1. Após essa execução do fluxo de forma convencional, o número de iterações que foram necessárias para a execução do MSP é guardado para que sirva de referência para a análise dos preditores inteligentes.
3. Em seguida, é executado o MSP Temporal novamente, desta vez, com a inicialização inteligente dos três preditores N0, N1 e N2, propostos no artigo [28] e descritos na seção 2.2.1. O número de execuções necessárias para cada preditor é analisado e comparado com o valor encontrado na etapa 2.

O melhor resultado é identificado e passa a ser a nova referência para comparação da otimização.

4. Após análise dos preditores encontrados na literatura e constatada uma eficiência dos preditores com inicialização inteligente. A autora propõe e implementa 3 novos preditores, os preditores X. Mais uma vez executa-se o MSPT.
5. Por fim, os preditores propostos são analisados e então validados em cenários com características de curvas de cargas diversas: barras com geradores fotovoltaicos, eólicos e áreas com cargas de características industriais.

Nas seções 3.2 e 3.3 são apresentados, de forma detalhada os Preditores X e os diferentes cenários de carregamento analisados. Cabe ressaltar que em todos os testes foi utilizado o MSP, porém não há qualquer restrição nos preditores apresentados que impeça seu uso na inicialização inteligente de outros algoritmos de FC.

### 3.2 PREDITORES X

Neste trabalho são propostos três preditores de inicialização não-convencional considerados, assim como em [28], como inicializações inteligentes. O Método da Soma de Potências, descrito na Seção 2.1.2, será utilizado para a execução e análise da melhoria no desempenho do fluxo de carga.

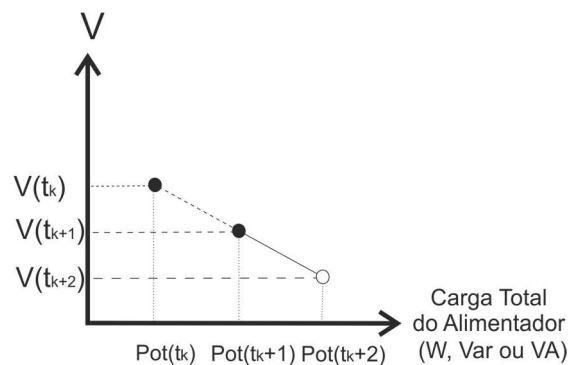
Os novos preditores foram denominados Preditores X, e tem a finalidade de otimizar ainda mais o algoritmo de Fluxo de Carga na Série Temporal com Inicialização Inteligente.

Os preditores X dividem-se em X1S, X1P e X1Q, de acordo com a potência a qual ele se relaciona. São preditores de 1ª ordem, sendo eles variações do Preditor N1 proposto por [28], com as mesmas premissas:

- A tensão nas barras ( $V_i$ ) e as perdas nos ramos ( $DS_i$ ) no tempo  $t_{k+2}$  só podem ser estimadas caso os valores nos tempos  $t_k$  e  $t_{k+1}$  sejam conhecidos.

A diferença entre os preditores N e os preditores X é a variável independente avaliada junto à tensão ( $V_i$ ). No preditor N1 proposto por [28], é analisada a tensão no tempo  $t_{k-1}$  e  $t_{k-2}$  para prever a inicialização no tempo  $t_k$ , já nos preditores X passou-se a utilizar os valores das tensões relacionada a carga das barras nos tempos  $t_{k-1}$  e  $t_{k-2}$  para prever a tensão relacionada à carga existente nas barras no tempo  $t_k$ . O Gráfico 5 ilustra a proposta desses novos preditores. Utilizou-se *Pot* como uma variável auxiliar que pode assumir valores de S, P ou Q.

GRÁFICO 5 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DOS PREDITORES PROPOSTOS.



Fonte: Elaborada pela autora.

A ideia de não fazer mais a previsão do valor de tensão relacionando diretamente com o tempo, mas relacionando com a carga total de cada barra naquele marco de tempo, veio da análise matemática de que a carga nas barras tem uma variação menor de um tempo para o outro e se comportam de uma forma aproximadamente linear se o relacionarmos com a tensão. Isto é, sabe-se que um aumento na carga, diminui a tensão nas barras. Por exemplo, no Gráfico 5, pode-se ter a  $Pot(t_{k-2})$ , entre  $Pot(t_k)$  e  $Pot(t_{k-1})$ , e continuará mantendo a linearidade da situação, o que não é possível com o preditor que utiliza o tempo como variável de interpolação, neste último a consideração é que de fato no próximo instante de tempo haverá a continuidade linear da curva, o que não é uma verdade.

De forma genérica, para utilizar os polinômios de Lagrange e fazer a mudança de variável adequada para a situação dos preditores X, a seguinte análise é feita no gráfico 5.

Sendo:

$y = V(t_{k+2})$ , o valor que iremos utilizar como preditor de tensão no tempo  $t_{k+2}$

$y_1 = V(t_k)$ , o valor da tensão no tempo inicial  $t_k$

$y_2 = V(t_{k+1})$ , o valor da tensão no tempo  $t_{k+1}$

$x = Pot(t_{k+2})$ , a potência na barra no tempo  $t_{k+2}$

$x_1 = Pot(t_k)$  a potência na barra no tempo  $t_k$

$x_2 = Pot(t_{k+1})$ , a potência na barra no tempo  $t_{k+1}$

O polinômio de Lagrange que fará com que a condição  $p_n(x_i) = y_i$ , seja satisfeita é:

$$V(t_{k+2}) = \left[ \frac{Pot(t_{k+2}) - Pot(t_{k+1})}{Pot(t_k) - Pot(t_{k+1})} \right] V(t_k) + \left[ \frac{Pot(t_k + 2) - Pot(t_k)}{Pot(t_{k+1}) - Pot(t_k)} \right] V(t_{k+1}) \quad (20)$$

Com essa troca de variáveis em mente, nas seções 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3 são descritos cada um dos preditores propostos nesta dissertação.

### 3.2.1 Preditores X1S

Este preditor parte da premissa de que existe uma relação linear entre as tensões calculadas nas barras da rede e a sua correspondente potência aparente. Assim como o Preditor N1, ele necessita de duas soluções consecutivas do fluxo de carga para estimar as tensões nas barras da rede no próximo instante de tempo. O Preditor X1S requer ainda que nas duas soluções calculadas anteriormente tenha ocorrido variação de carga total aparente.

Assim, considerando que nos tempos  $t_k$  e  $t_{k+1}$  as soluções do fluxo de carga são conhecidas, e seguindo baseado no polinômio de Lagrange genérico para os preditores X da Equação 20, a previsão no instante  $t_{k+2}$  pode ser feita da seguinte forma:

$$V_i'(t_{k+2}) = L_0 V_i(t_k) + L_1 V_i(t_{k+1}) \quad (21)$$

$$\delta_i'(t_{k+2}) = L_0 \delta_i(t_k) + L_1 \delta_i(t_{k+1}) \quad (22)$$

sendo  $V_i'$  e  $\delta_i'$  os valores estimados e  $k = 0, 1, 2, \dots, 95$  e os fatores de Lagrange  $L_0$  e  $L_1$  definidos da seguinte forma:

$$L_0 = \frac{S(t_{k+2}) - S(t_{k+1})}{S(t_k) - S(t_{k+1})} \quad (23)$$

$$L_1 = \frac{S(t_{k+2}) - S(t_k)}{S(t_{k+1}) - S(t_k)} \quad (24)$$

### 3.2.2 Preditor X1P

De forma similar a X1S, foram calculados os valores propondo a potência ativa (P) como variável independente e assumindo duas soluções anteriores para previsão. Para este preditor, os fatores de Lagrange  $L_0$  e  $L_1$  que serão substituídos nas Equações 25 e 26 são definidos por:

$$L_0 = \frac{P(t_{k+2}) - P(t_{k+1})}{P(t_k) - P(t_{k+1})} \quad (25)$$

$$L_1 = \frac{P(t_{k+2}) - P(t_k)}{P(t_{k+1}) - P(t_k)} \quad (26)$$

### 3.2.3 Preditor X1Q

O Preditor X1Q é a proposta utilizando a potência reativa como variável independente e também foi implementado para comparação com os demais. Temos para esse preditor, os fatores de Lagrange definidos por:

$$L_0 = \frac{Q(t_{k+2}) - Q(t_{k+1})}{Q(t_k) - Q(t_{k+1})} \quad (27)$$

$$L_1 = \frac{Q(t_{k+2}) - Q(t_k)}{Q(t_{k+1}) - Q(t_k)} \quad (28)$$

## 3.3 CENÁRIOS ANALISADOS

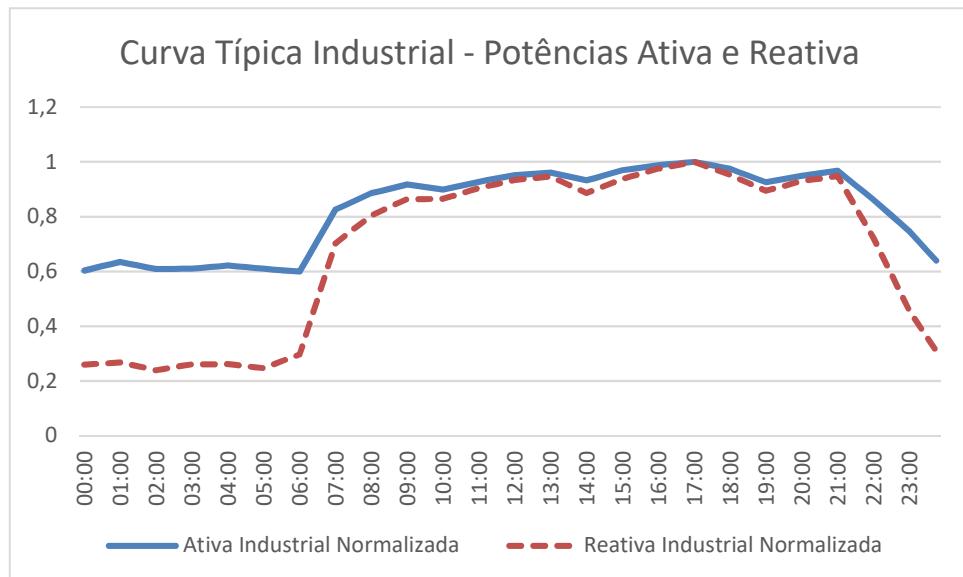
A fim de validar os preditores propostos e compará-los com os preditores encontrados na literatura, serão analisados os seus desempenhos em quatro diferentes cenários: C1, C2, C3 e C4.

Em todos os cenários, será utilizado o sistema que foi apresentado na Figura 11, variando algumas curvas de cargas em cada cenário.

Para a primeira análise, as cargas em todas as barras estão com sua carga ativa e reativa variando de acordo com a curva normalizada do Gráfico 4. Esse primeiro cenário será denominado C1 e nele faremos uma análise mais detalhada do fluxo de carga temporal para cada preditor.

O cenário C2 terá as mesmas características do cenário C1 até a barra 46 e a partir da barra 47, simula-se que as cargas passam a variar de acordo com a Curva Típica Industrial real apresentada no Gráfico 6, modificando assim o sistema analisado.

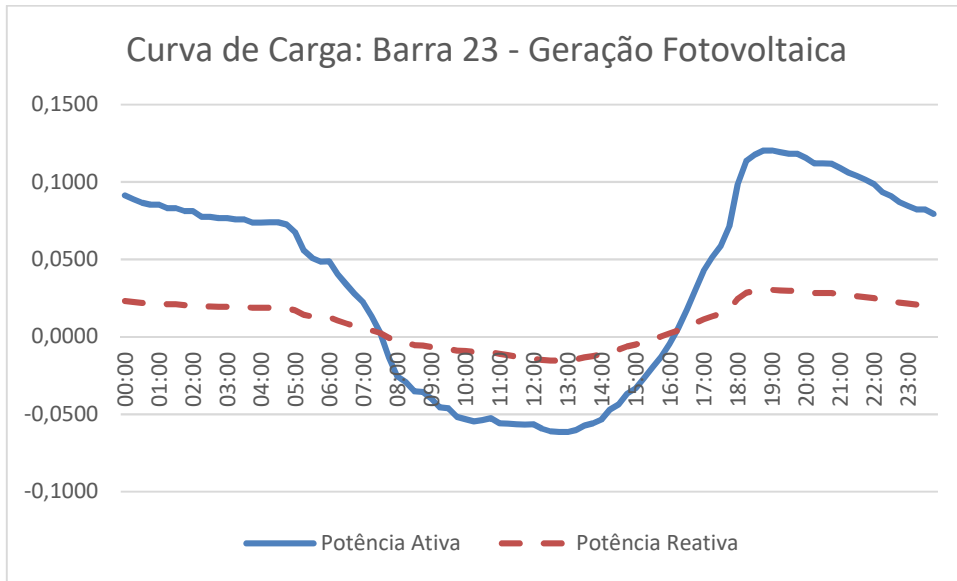
GRÁFICO 6 - CURVA TÍPICA INDUSTRIAL REAL NORMALIZADA PARA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA.



Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados reais.

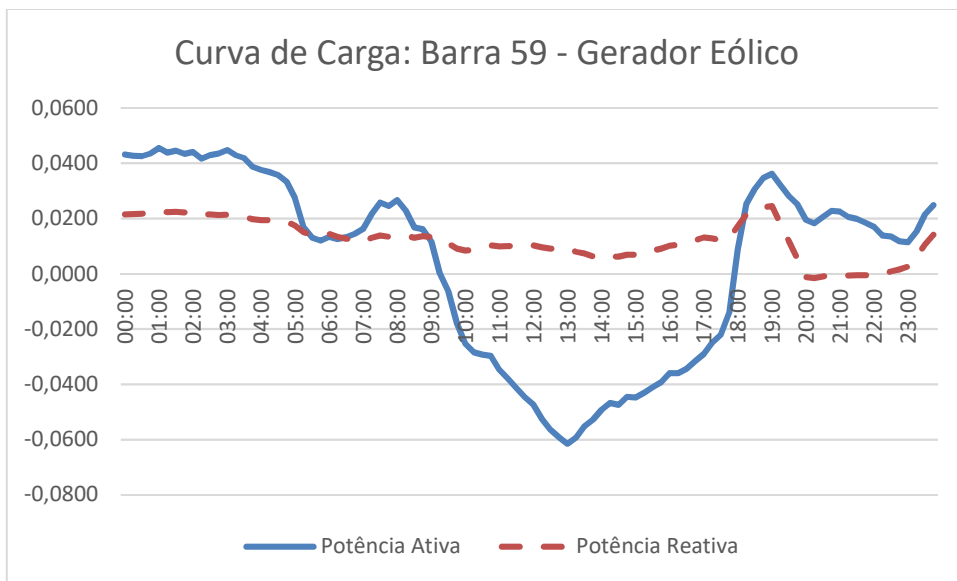
No cenário C3 duas barras, escolhidas aleatoriamente, se tornarão geradoras de energia: na barra 23, será gerada energia para autoconsumo a partir da geração fotovoltaica havendo excedente na rede, e da mesma forma acontecerá na barra 59, com a diferença que será alocado um gerador eólico. As curvas das cargas nas barras 23 e 59 podem ser vistas nos Gráficos 7 e 8, respectivamente. É interessante ressaltar que essas curvas normalizadas para geração solar e eólica foram adquiridas a partir de curvas típicas reais.

GRÁFICO 7 - CURVA DE CARGA – GERADOR FOTOVOLTAICO



Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados reais.

GRÁFICO 8 - CURVA DE CARGA – GERADOR EÓLICO.



Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados reais.

Sendo o último cenário analisado, o cenário C4 englobará todas as barras alteradas nos demais cenários contendo as cargas residenciais e comerciais do C1, as cargas industriais do C2 e os geradores de energia fotovoltaico e eólico do C3. O cenário C4 representará o estado de geração e carregamento mais híbrido.

## 4 IMPLEMENTAÇÃO

## 4 IMPLEMENTAÇÃO

Neste capítulo, é apresentado como o programa foi desenvolvido para viabilizar a implementação dos preditores propostos e como é o seu funcionamento.

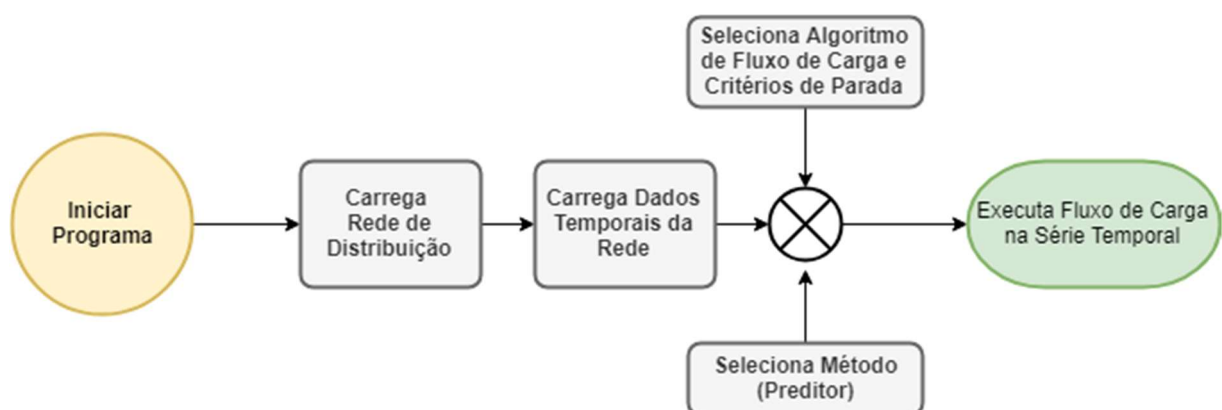
### 4.1 AMBIENTE DE DESENVOLVIMENTO

O ambiente de desenvolvimento escolhido foi o Visual Studio®, da Microsoft, utilizando a linguagem de programação orientada a objetos C#, descrita na seção 2.1.4. O Visual Studio® é um pacote de programas para desenvolvimento de software, especialmente dedicado ao Framework .NET e suas linguagens. Dentre os vários tipos de solução disponíveis no neste pacote, a escolha para codificação foi pela biblioteca *Windows Forms Application*.

### 4.2 O PROGRAMA DE FLUXO DE CARGA

O esquema funcional do programa desenvolvido para executar o algoritmo de Fluxo de Carga na Série Temporal, utilizando o Método da Soma de Potências é ilustrado na Figura 12.

FIGURA 12 - ESQUEMÁTICO GERAL DE FUNCIONAMENTO DO PROGRAMA.

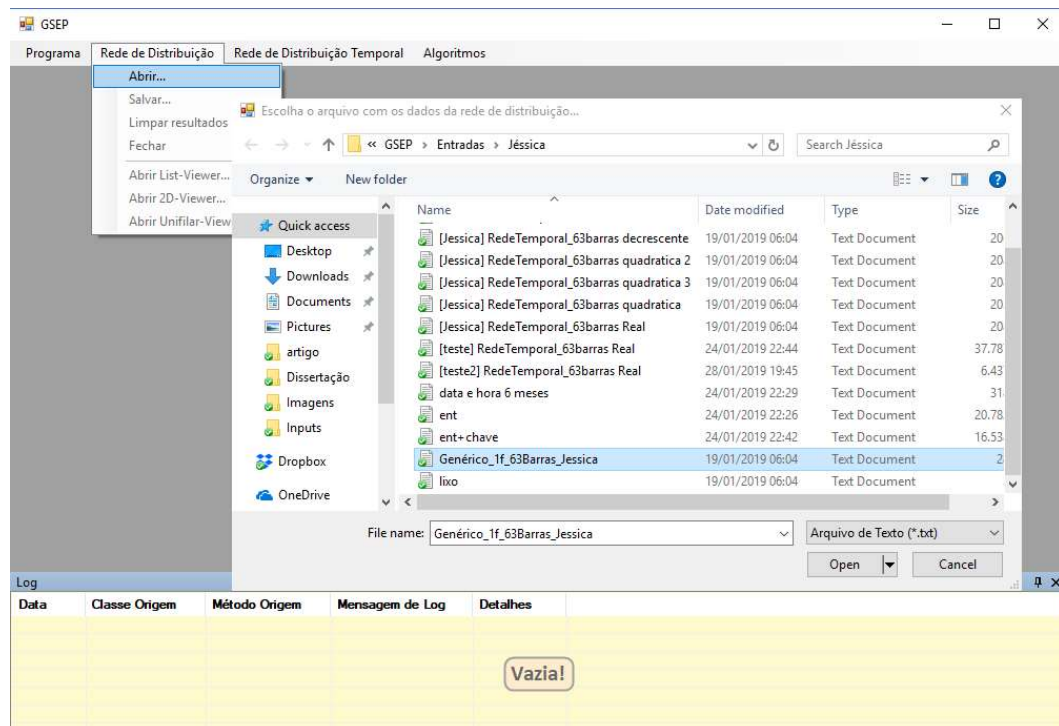


Fonte: Elaborada pela autora.

O modelo da rede elétrica utilizado no programa é aquele apresentado na seção 2.1.1. Esses dados de rede são importados para o programa como mostrado

na Figura 13, a partir de um arquivo de entrada no formato de texto (.txt) ou no formato eXtensible Markup Language (.XML), criando um objeto da Rede de Distribuição.

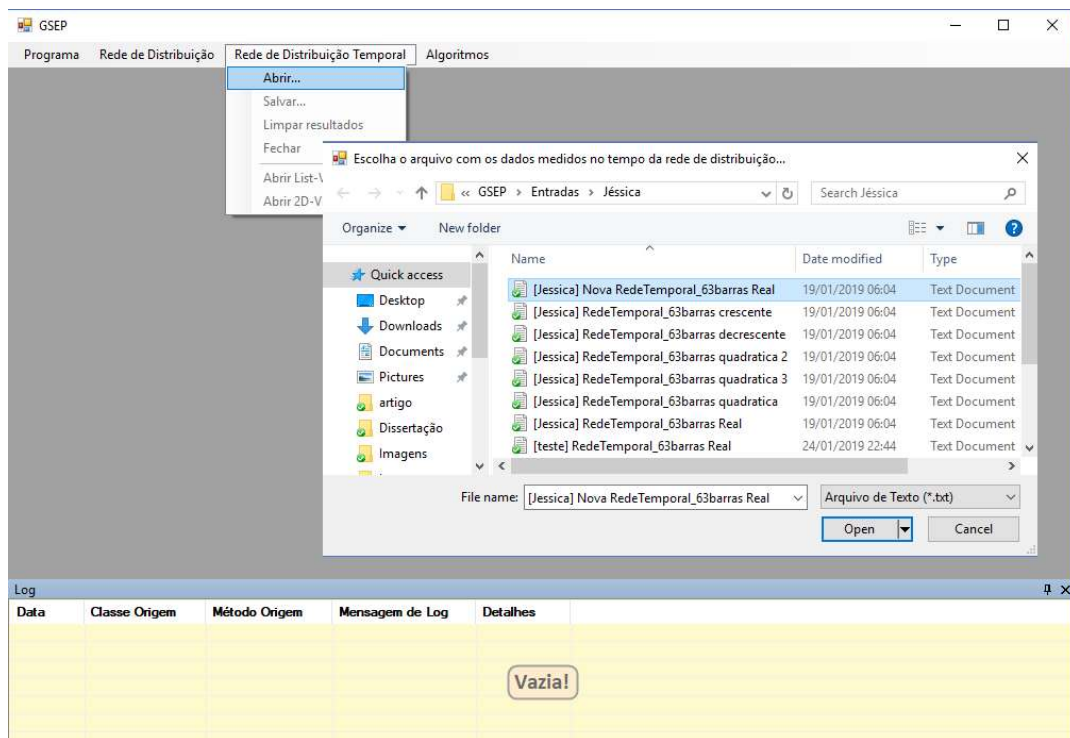
FIGURA 13 - INTERFACE DO PROGRAMA PARA ABRIR ARQUIVO DE ENTRADA



Fonte: Elaborada pela autora.

Com o sucesso no carregamento da Rede de Distribuição, outro arquivo deve ser carregado com a Rede Temporal, como mostrado na Figura 14, contendo este, os dados temporais de rede que são obtidos em intervalos  $\Delta t$  que podem variar de acordo com o banco de dados disponível.

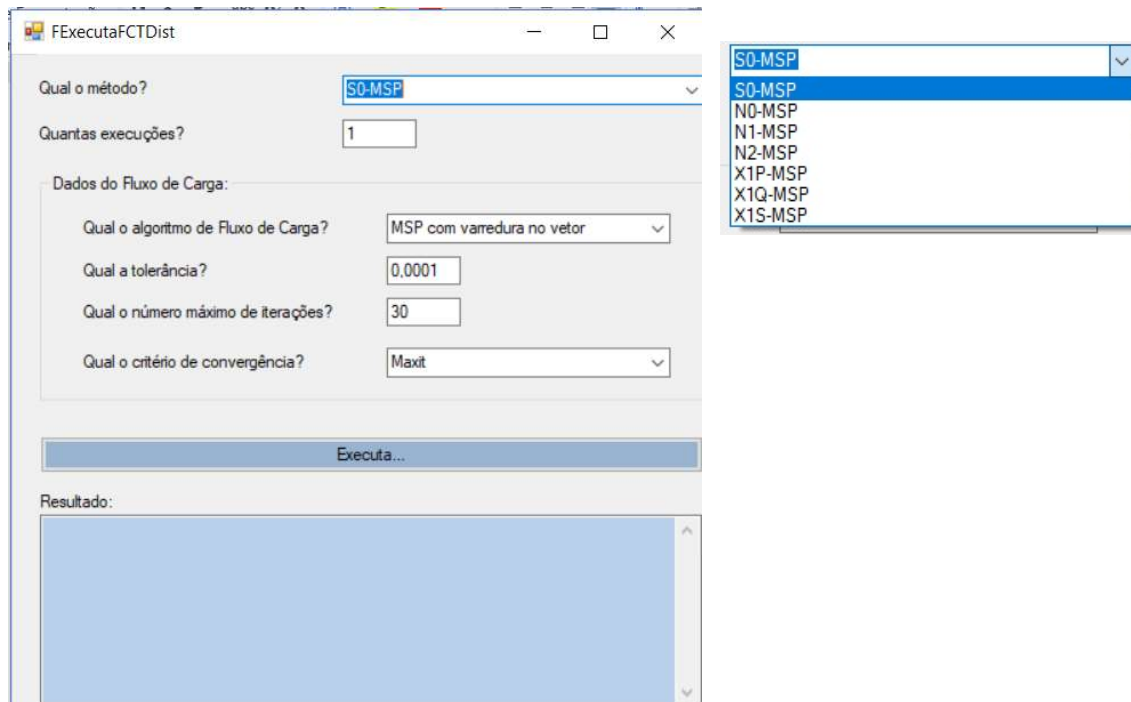
FIGURA 14 - INTERFACE DO PROGRAMA PARA ABRIR O ARQUIVO COM OS DADOS TEMPORAIS.



Fonte: Elaborada pela autora.

Com a Rede de Distribuição e os seus dados temporais carregados, pode-se implementar o Fluxo de Carga na Série Temporal. Ao solicitar que este seja executado, uma caixa de diálogo, como a da Figura 15, aparece para que alguns critérios sejam definidos. É nessa hora que se define o tipo do fluxo de carga (MSP) e o preditor.

FIGURA 15 - CAIXA DE DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS DO FLUXO DE CARGA TEMPORAL



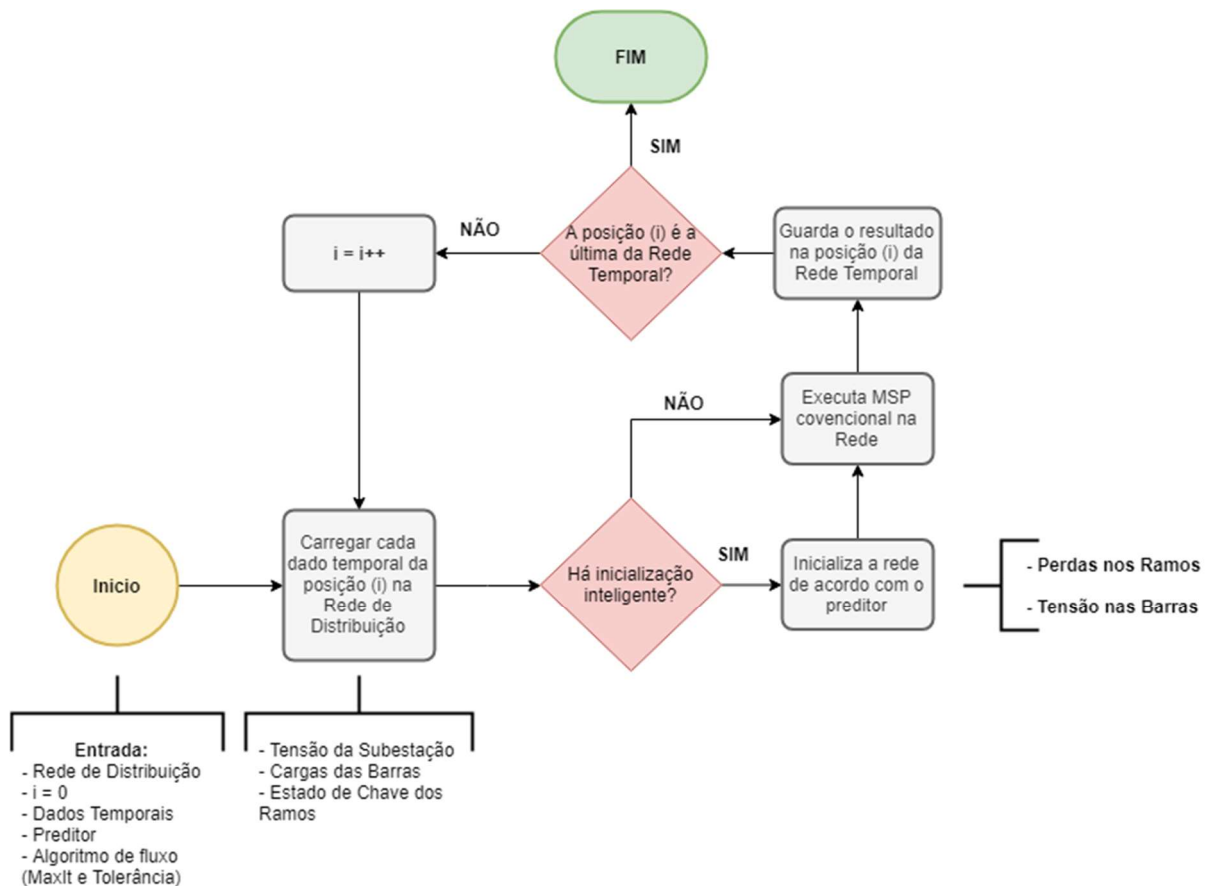
Fonte: Elaborada pela autora.

Para este trabalho, será utilizado o Método da Soma de Potências como o algoritmo de varredura direta e reversa, descrito na seção 2.1.2.

A título de comparação, o preditor sem inicialização inteligente descrito na seção 2.2.1.1 e os preditores propostos em [28], descritos na seção 2.2.1.2, serão simulados. Os algoritmos propostos pela autora na seção 3.1 foram implementados e seu desempenho será analisado diante dos demais preditores.

De forma detalhada, é ilustrado na Figura 16, o fluxograma do algoritmo executado internamente no programa após ser solicitado a execução do Fluxo de Carga na Série Temporal.

FIGURA 16 - ALGORITMO DE EXECUÇÃO DO FLUXO DE CARGA NA SÉRIE TEMPORAL



Fonte: Elaborada pela autora.

Têm-se como dados de saída após a execução do Fluxo de Carga em Série Temporal: Carga Linear consumida (SLL), Perda nos Ramos (DS), Fluxo (S) e Tensão nas Barras (V) ao longo do tempo.

#### 4.3 ANÁLISE DOS DADOS

Para a análise dos preditores, foi utilizada a rede com curvas de cargas reais da Figura 11, pertencentes à cidade de Campina Grande, na Paraíba. O sistema engloba cargas variadas, tanto residenciais quanto comerciais e os dados temporais utilizados dividem-se diariamente em 96 condições de carregamento ( $\Delta t = 15$  min) para cada uma das 63 barras do sistema.

## **5 RESULTADOS E DISCUSSÕES**

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O teste comparativo consiste em executar o Fluxo de Carga na Série Temporal e verificar, para cada preditor e em cada cenário, o número de iterações do MSP até convergir. O desempenho ideal, para uma análise de um dia dividida em intervalos de 15 minutos, seria de 96 iterações no total. Este valor ideal ocorreria se o preditor, inclusive o sem inicialização inteligente, sempre acertasse, obtendo a convergência para todos os carregamentos com apenas uma iteração em cada uma das 96 execuções do dia. De forma geral, o melhor desempenho possível para o fluxo de carga temporal terá um total de iterações de:

$$H = \left( \frac{24 \text{ hrs}}{\Delta t} - 1 \right) + n_o \quad (29)$$

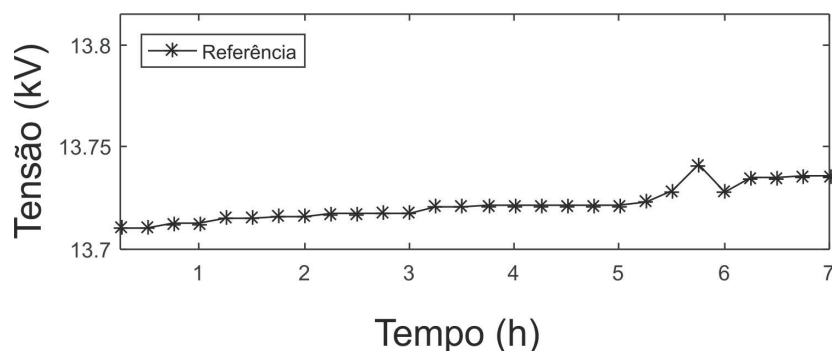
Onde  $n_o$  representa a quantidade de iterações necessárias para convergir no tempo  $t_0$ , onde não existiu inicialização inteligente.

### 5.1 ANÁLISE GERAL – CENÁRIO C1

Para uma primeira análise dos desempenhos dos preditores, os mesmos serão analisados diante do cenário C1 apresentado na seção 3.3.

A análise dos cenários foi realizada em todos os instantes de tempo de um determinado dia, contudo, no Gráfico 9 é mostrado o valor real da tensão em kV na Barra 10 apenas durante 7 horas (28 amostras no tempo). É importante ressaltar que essa barra foi escolhida aleatoriamente dentro das 63 barras que existem no sistema de distribuição estudado.

GRÁFICO 9 - TENSÃO REAL DA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS



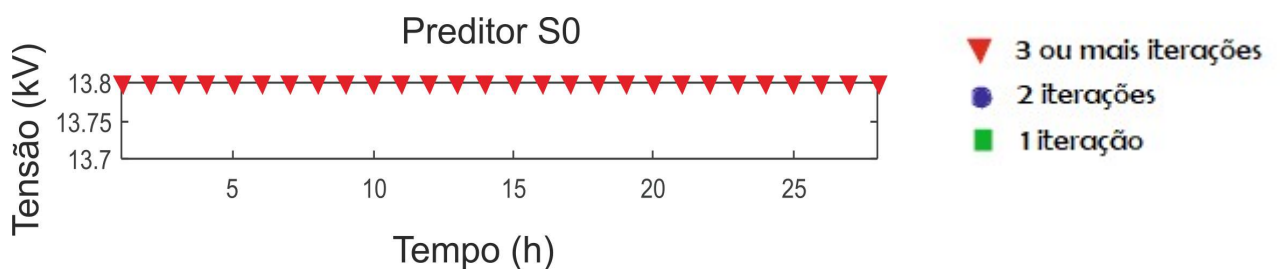
Fonte: Elaborada pela autora.

Nos testes que foram realizados para diferentes preditores, esse valor de tensão foi obtido sempre que o MSP convergia para as situações testadas (15 em 15 minutos). Para avaliar o desempenho dos preditores foram plotados os valores usados como estimativa inicial por cada um deles com um esquema de marcadores para indicar quantas iterações do MSP foram necessárias para alcançar a convergência. Os resultados do número de iterações serão apresentados de forma gráfica obedecendo a legenda abaixo:

- Triângulo Vermelho (▼) → foram necessárias 3 ou mais iterações para a execução do fluxo convergir.
- Círculo Azul (●) → foram necessárias 2 iterações para a execução do fluxo convergir.
- Quadrado Verde (■) → foi necessária apenas 1 iteração para a execução do fluxo convergir.

No Gráfico 10 é ilustrado o comportamento das estimativas iniciais referentes ao preditor sem inicialização inteligente S0. Neste caso, como não há um algoritmo de inicialização inteligente para iniciar o fluxo de carga, todas as amostras levaram 3 ou mais iterações até convergir para o valor real da tensão.

GRÁFICO 10 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DE TENSÃO PARA O PREDITOR SEM INICIALIZAÇÃO INTELIGENTE NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS

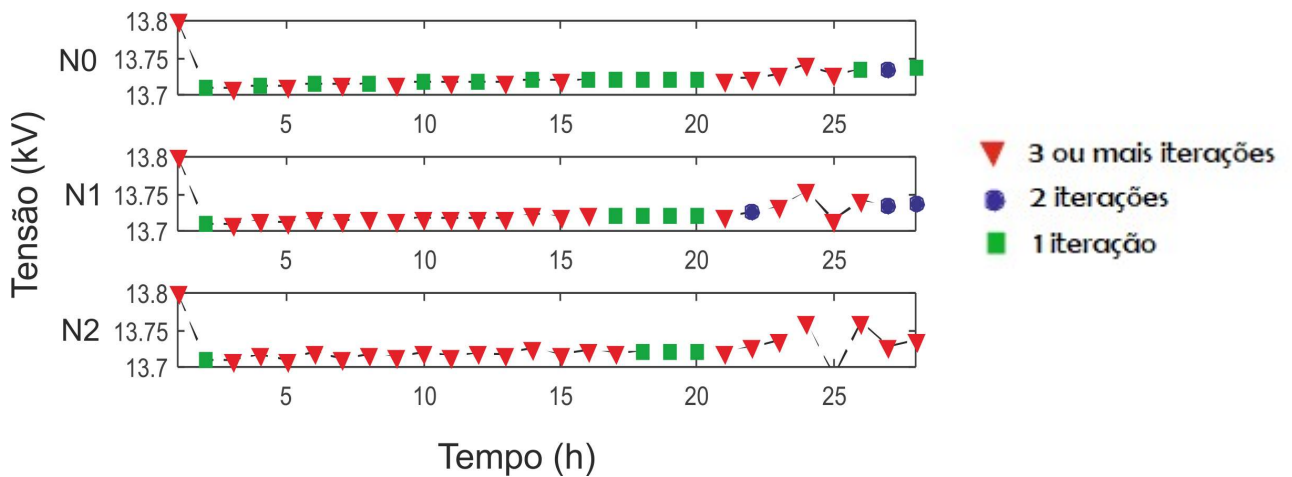


Fonte: Elaborada pela autora.

Desta forma mais ilustrativa, o desempenho ideal aconteceria caso todas as amostras estivessem marcadas com o quadrado verde, seguindo o formato do carregamento real da carga, precisando apenas de uma iteração para convergir. Justamente ao contrário do que foi observado com o Preditor S0.

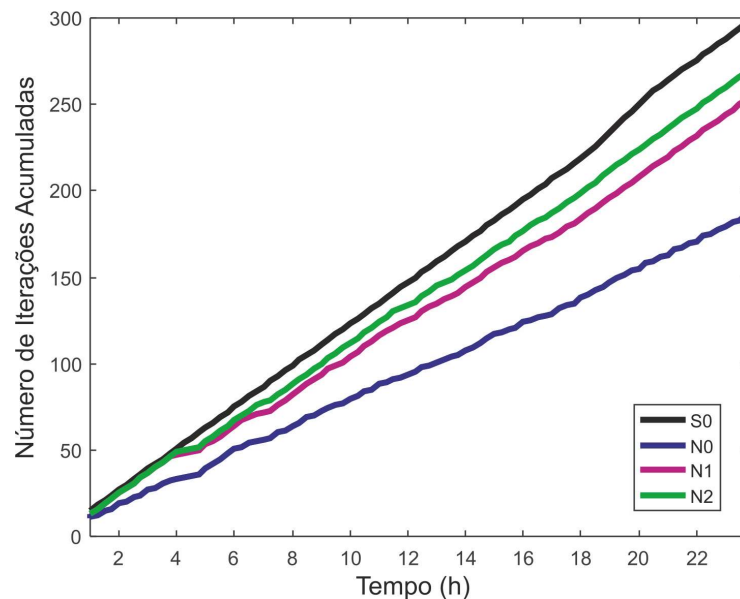
Com a implementação dos algoritmos propostos em [28], uma melhora significativa com relação ao modelo convencional sem inicialização inteligente foi obtida. Os resultados podem ser observados no Gráfico 11.

GRÁFICO 11 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DE TENSÃO DOS PREDITORES DE AKHER NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS



É possível ver que na primeira execução do fluxo de carga a estimativa inicial é sempre 13,8 kV e necessitam três iterações ou mais até convergir. Isto porque neste momento, nenhum preditor inteligente é utilizado, já que não existem valores anteriores para serem utilizados. Observando o Gráfico 11, já é possível ver que os preditores de inicialização inteligente possuem uma eficiência significativamente melhor que o preditor S0 em se tratando da estimativa inicial dada e o valor calculado. Logo, já podemos esperar que a implementação de preditores com inicialização inteligente chegará mais rápido ao valor convergido do que o preditor S0. No Gráfico 12 pode-se ver a comparação dos preditores com inicialização inteligente de [28] e do preditor S0 por meio do número de iterações do MSP acumulado de 1 dia.

GRÁFICO 12 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C1.



Fonte: Elaborada pela autora.

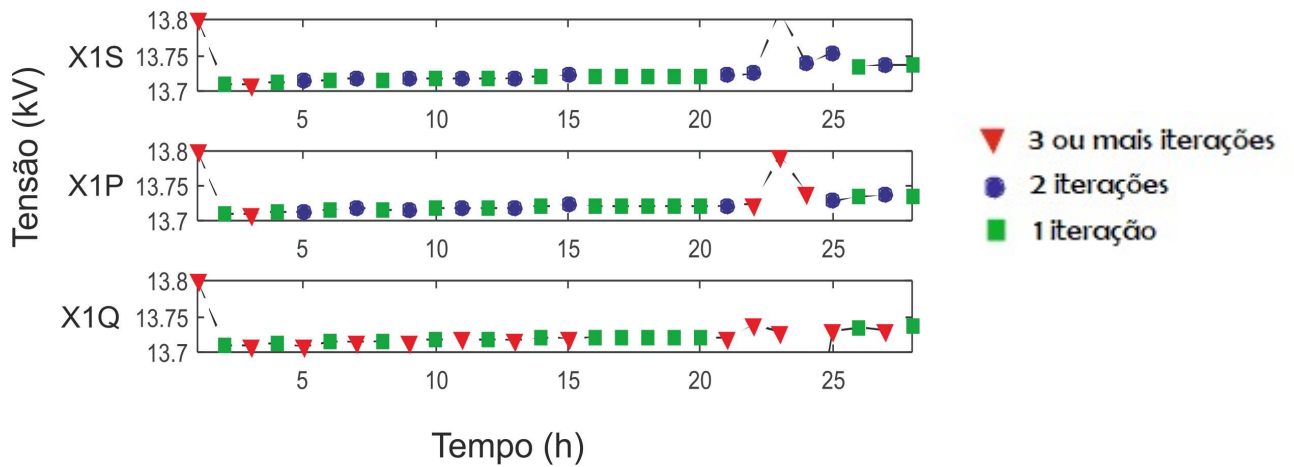
Dentre os preditores propostos por [28], aquele que mais se destacou para a carga real foi o preditor N0, muito provavelmente devido a carga variar bastante durante o dia e não possuir uma natureza linear ou quadrática, que favoreceriam os preditores N1 e N2.

Diante destes resultados, visto que uma análise de Tensão versus Tempo foi pouco efetiva na previsão de como as tensões nas barras irão se comportar, dificultando paralelamente também a assertividade em saber qual preditor é mais viável, foram propostos e implementados os preditores X.

Os preditores X, por analisar a tensão como função da carga da barra, permitem garantir uma natureza, de fato, mais linear, favorecendo assim a implementação de preditores de primeira ordem.

Após simulações, as curvas de valores de estimativas iniciais para os novos preditores propostos são ilustradas no Gráfico 13.

GRÁFICO 13 - CURVAS DE VALORES DAS ESTIMATIVAS INICIAIS DOS PREDITORES X NA BARRA 10 DURANTE 7 HORAS.



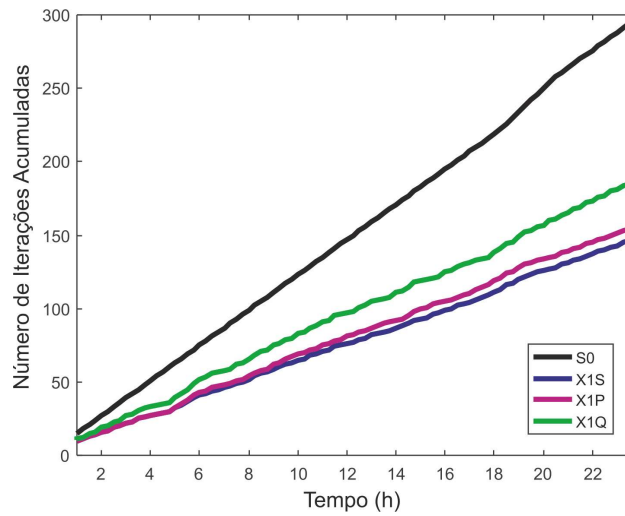
Fonte: Elaborada pela autora.

Analisando o comportamento dos preditores X1S, X1P e X1Q, é possível observar que os mesmos possuem muitas amostras necessitando duas ou apenas uma iteração, o que representa um aumento na eficiência destes preditores.

É importante destacar o desempenho do Preditor X1S neste cenário C1, inicialmente, o valor de chute é 13,8 kV e já no segundo ponto há uma convergência com uma única iteração. O terceiro instante de tempo necessitou de três iterações, mas depois o preditor entrou em um patamar com uma sequência contínua de quadrados verdes (1 iteração) e círculos azuis (2 iterações). Podemos observar, entre as amostras 20 e 25, que os preditores X1P e X1Q se perdem durante uma mudança na carga e necessitam de mais iterações, já o preditor X1S conseguiu um desempenho melhor nesses instantes mais críticos.

Comparando estes resultados com o preditor sem inicialização inteligente, temos o resultado ilustrado no Gráfico 14.

GRÁFICO 14 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS NOVOS PREDITORES PROPOSTOS NO CENÁRIO C1.

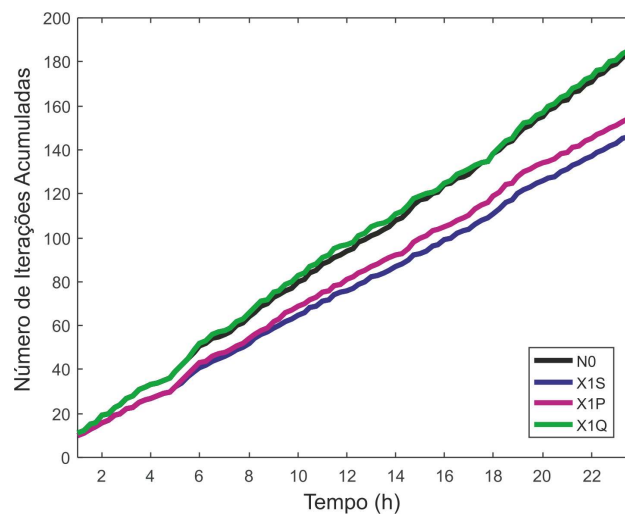


Fonte: Elaborada pela autora.

A partir do gráfico é possível observar as inclinações das retas para os três preditores propostos estão bem distantes da reta do preditor S0, conforme esperado. Sendo assim os preditores X obtiveram resultados muito melhores que o preditor sem inicialização inteligente.

No Gráfico 15, comparamos o melhor preditor N neste cenário C1 que foi o preditor N0 em relação aos preditores X.

GRÁFICO 15 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE N0 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C1.



Fonte: Elaborada pela autora.

Esse comparativo indica que o preditor X1Q praticamente empatou com N0, enquanto que X1S e X1P tiveram um desempenho significativamente melhor.

Como era previsto, portanto, os novos preditores apresentaram uma eficiência maior ou igual aos propostos na literatura nessa primeira análise, otimizando assim ainda mais a implementação do Fluxo de Carga na Série Temporal.

A Tabela 1 resume os resultados obtidos de todos os preditores analisados no cenário C1, sendo o melhor desempenho obtido pelo preditor X1S, destacando-se com uma redução de 50,17% em relação ao preditor S0.

TABELA 1 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C1.

<b>Preditor</b>	<b>Cenário C1 Número de Iterações</b>	<b>Redução das iterações em relação a S0 (%)</b>
<b>S0</b>	297	-
<b>N0</b>	186	37,37%
<b>N1</b>	253	14,81%
<b>N2</b>	269	9,43%
<b>X1S</b>	148	50,17%
<b>X1P</b>	156	47,47%
<b>X1Q</b>	188	36,70%

Fonte: Elaborada pela autora.

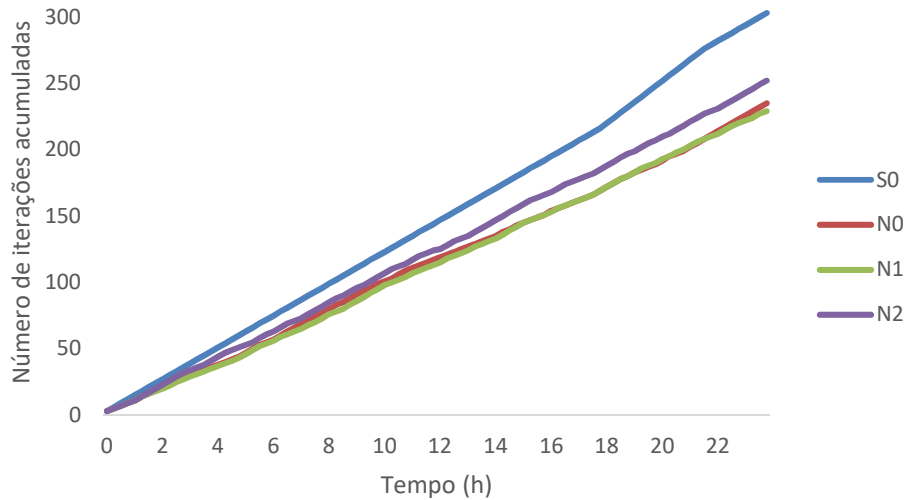
## 5.2 VALIDAÇÃO DOS PREDITORES – ANÁLISE DE CENÁRIOS COM DIFERENTES TIPOS DE CURVAS DE CARGA

A análise nos diferentes cenários que foram apresentados na seção 3.3, foi realizada com o intuito de validação e teste dos preditores propostos sob diferentes condições de carga.

O cenário C2, que tem parte do alimentador suprindo uma região industrial, possui uma característica diferente do cenário C1, pois as indústrias geralmente operam em um intervalo maior de tempo. Além disso, elas operam beirando sua carga nominal com pequenas variações durante o dia com redução brusca no final do expediente industrial.

Executando o fluxo de carga na série temporal para os preditores propostos por [28] podemos construir a curva de comparação que relaciona o número de iterações acumuladas no tempo, apresentada no Gráfico 16.

GRÁFICO 16 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C2

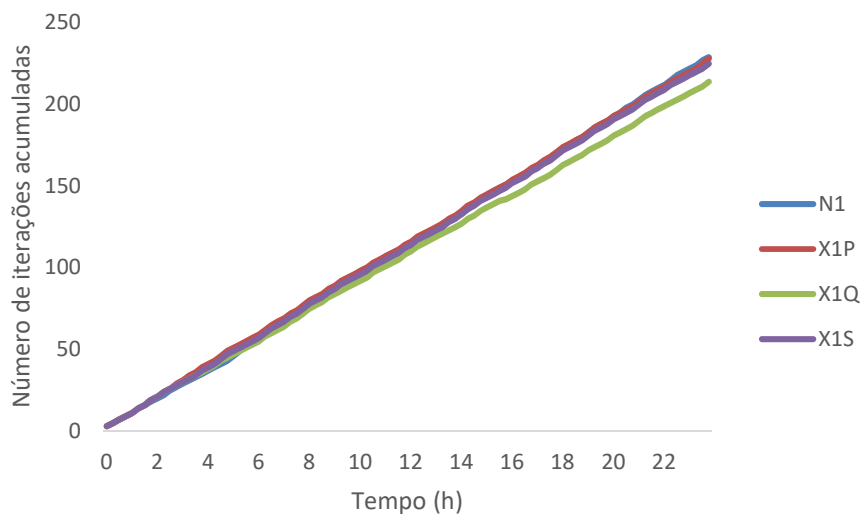


Fonte: Elaborada pela autora.

Observando o gráfico é possível notar a melhora no desempenho dos preditores N em relação ao preditor sem inicialização inteligente. Para este cenário com a carga industrial, o preditor que obteve destaque foi o de primeira ordem N1.

Executando o algoritmo com os preditores X para o cenário C2 e comparando com N1, que foi o preditor que obteve o melhor desempenho entre os preditores N, podemos montar o Gráfico 17 para comparações.

GRÁFICO 17 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C2.



Fonte: Elaborada pela autora.

Pode-se observar que para esse cenário os preditores inteligentes responderam de forma semelhante, contudo a partir da análise da tabela 2 vemos que todos os preditores X obtiveram êxito em comparação ao melhor preditor N no cenário C2, com o destaque para o preditor X1Q, que foi o mais eficiente quanto ao número de iterações. É possível que esse bom desempenho do preditor que se relaciona com a carga reativa da barra tenha acontecido devido às características das indústrias no que se diz respeito a uma variação mais significativa nos seus reativos em comparação a outros tipos de carga. Os resultados obtidos por todos os preditores para o cenário C2 foram resumidos na Tabela 2.

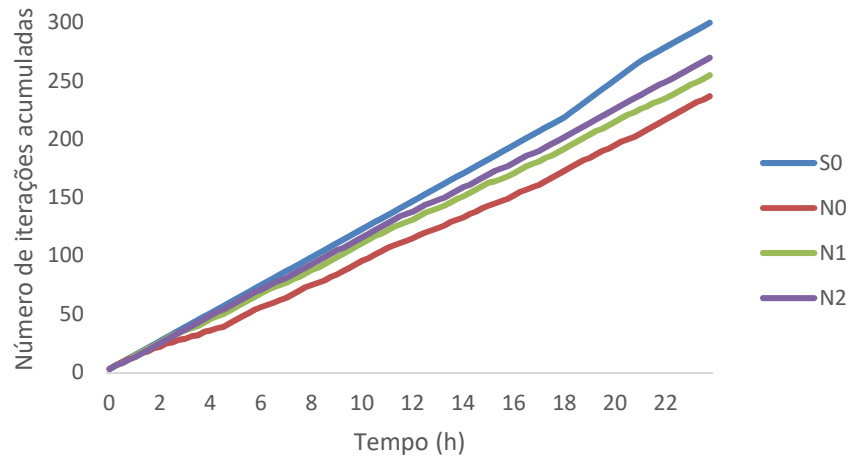
TABELA 2 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C1.

<b>Preditor</b>	<b>Cenário C2 Número de Iterações</b>	<b>Redução das iterações em relação a S0 (%)</b>
<b>S0</b>	303	-
<b>N0</b>	235	22,44%
<b>N1</b>	229	24,42%
<b>N2</b>	252	16,83%
<b>X1S</b>	225	25,74%
<b>X1P</b>	228	24,75%
<b>X1Q</b>	214	29,37%

Fonte: Elaborada pela autora.

Passando então para a análise dos preditores no cenário C3, onde duas barras existentes no cenário C1 recebem, respectivamente, geração solar e geração eólica, iremos inicialmente comparar o desempenho dos preditores N com relação ao preditor sem inicialização inteligente S0. No Gráfico 18 é apresentada a comparação entre S0 e os preditores N.

GRÁFICO 18 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C3.

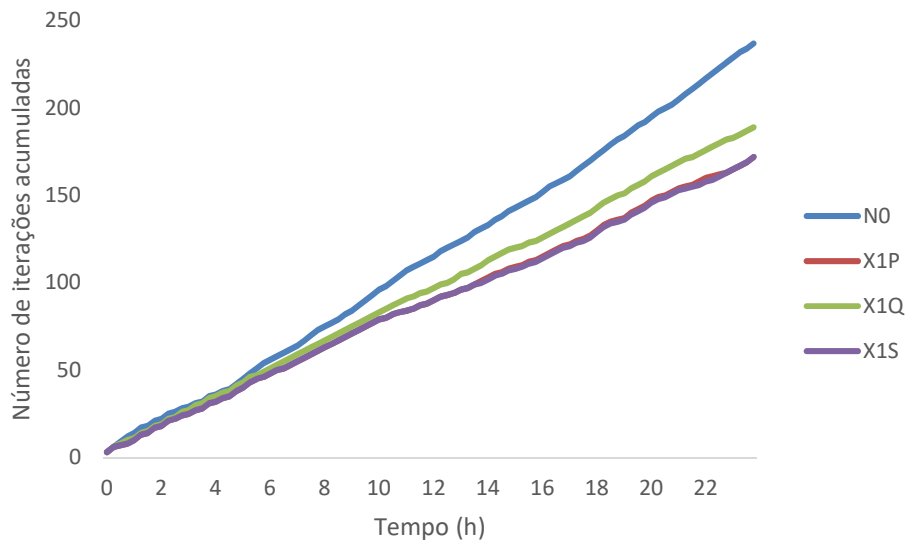


Fonte: Elaborada pela autora.

Os preditores com inicialização inteligente, como esperado, superaram o preditor sem inicialização inteligente quanto ao número de iterações necessárias para convergência. É possível observar pelo gráfico que o preditor que mais se destacou entre os preditores N para este cenário foi o preditor N0, que utiliza o valor anterior como chute inicial para o próximo instante de tempo.

A próxima etapa consiste em comparar o campeão dos preditores N0 em relação aos preditores X para o cenário C3 (Gráfico 19).

GRÁFICO 19 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C3.



Fonte: Elaborada pela autora.

Neste cenário C3 os preditores X obtiveram resultados promissores e superaram com folga o melhor preditor N. Se observarmos o gráfico, os preditores X1P e X1S foram os que mais se destacaram e praticamente tiveram seus resultados iguais. Analisando a Tabela 3, que resume o resultado obtido por todos os preditores no cenário C3, pode-se ver que de fato estes preditores necessitaram do mesmo número de iterações até convergir, sendo eles o destaque deste cenário com geração distribuída.

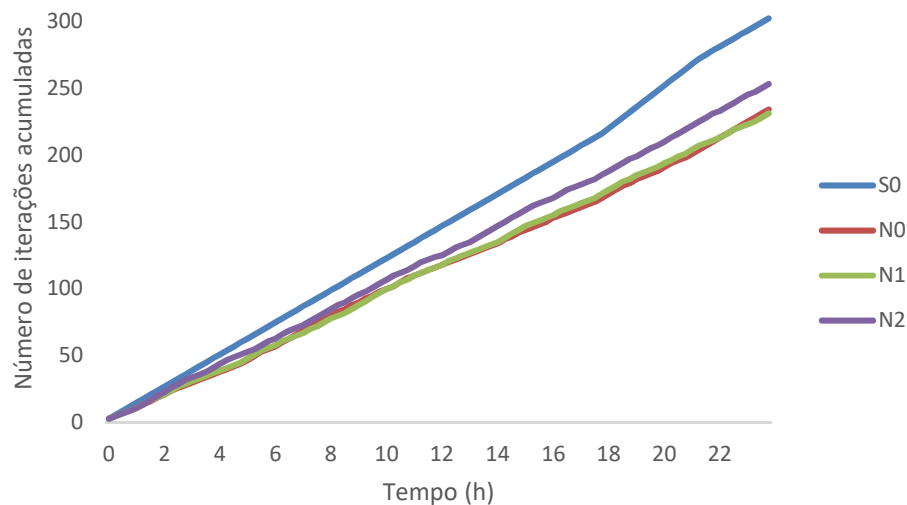
TABELA 3 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C3.

Preditor	Cenário C3 Número de Iterações	Redução das iterações em relação a S0 (%)
<b>S0</b>	300	-
<b>N0</b>	237	21,00%
<b>N1</b>	255	15,00%
<b>N2</b>	270	10,00%
<b>X1S</b>	172	42,67%
<b>X1P</b>	172	42,67%
<b>X1Q</b>	189	37,00%

Fonte: Elaborada pela autora.

Por fim, o último cenário onde serão analisados os preditores deste trabalho será o cenário C4. Este é o cenário mais híbrido analisado aqui, pois nele unificamos todos os tipos de carga dos outros 3 cenários. Mais uma vez os preditores N serão comparados com o preditor sem inicialização inteligente, mostrado no Gráfico 20.

GRÁFICO 20 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE S0 (SEM INICIALIZAÇÃO) COM OS PREDITORES PROPOSTOS POR AKHER NO CENÁRIO C4.

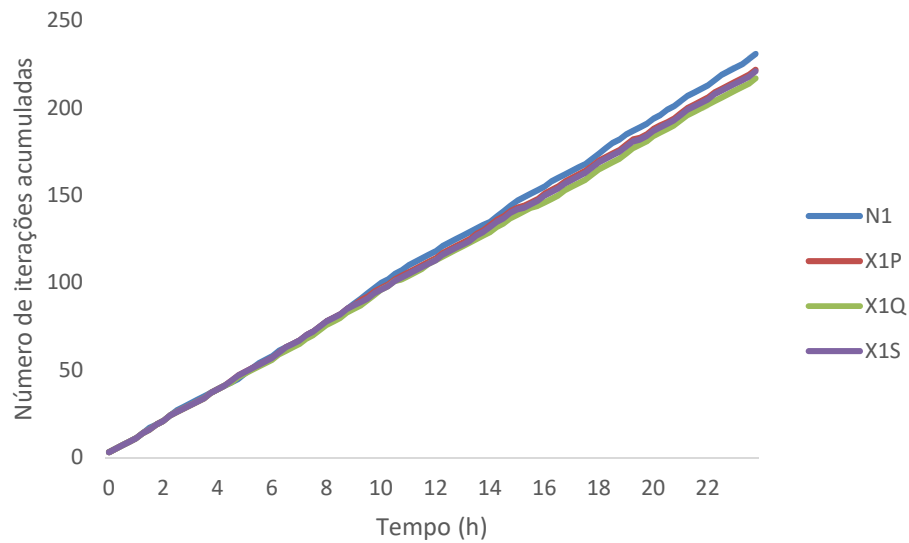


Fonte: Elaborada pela autora.

Para este último cenário o preditor que mais se destacou entre os preditores N foi o preditor de primeira ordem N1 e, da mesma forma que nos outros cenários, todos os preditores N apresentaram um desempenho superior ao preditor S0, concluindo a análise de que os preditores propostos por [28] são uma ótima opção quando comparados ao preditor sem inicialização inteligente.

Tomando como referência o melhor preditor N neste cenário, no Gráfico 21 comparamos este aos três preditores propostos pela autora.

GRÁFICO 21 - GRÁFICO DO TEMPO(H) × NÚMERO DE ITERAÇÕES ACUMULADAS - COMPARAÇÃO DE N1 COM OS PREDITORES X NO CENÁRIO C4.



Fonte: Elaborada pela autora.

Neste cenário mais híbrido, os preditores X obtiveram desempenhos similares e, a partir do gráfico pode-se notar a diferença, mesmo que pequena, entre eles e o melhor preditor N. Na Tabela 4 vemos que o melhor preditor no cenário C4, com uma mínima diferença de 4 e 5 iterações entre ele e os outros 2 preditores X, é o preditor X1Q.

TABELA 4 - NÚMERO DE ITERAÇÕES REALIZADAS POR CADA PREDITOR E SEU APROVEITAMENTO NO CENÁRIO C4.

Preditor	Cenário C4 Número de Iterações	Redução das iteraões em relação a S0 (%)
S0	302	-
N0	234	22,52%
N1	231	23,51%
N2	253	16,23%
X1S	221	26,82%
X1P	222	26,49%
X1Q	217	28,15%

Fonte: Elaborada pela autora.

Podemos ver que no cenário mais híbrido e no cenário C2 com as diversas cargas industriais, os preditores tiveram um pouco mais de esforço para atingir o valor final convergido, isso se deve às maiores mudanças nas curvas de cargas, o que leva

os preditores a se perder mais vezes elevando o número de iterações necessárias até alcançar a convergência.

Percebe-se que a definição do melhor preditor varia conforme os tipos de carga que estão sendo analisadas, ou seja, dependendo das características das cargas da área em que será executado o fluxo de carga é que se definiria um melhor preditor. Com esses dados avaliados não é possível definir com precisão qual preditor é melhor para cada tipo de carga, mas, pode-se afirmar que os preditores X trarão resultados melhores ou tão bons quanto os preditores N.

Dentre os preditores N em geral, a partir da análise dos quatro cenários, os preditores que apresentam uma maior regularidade com melhores resultados, independente da carga avaliada é o preditor N0 e o preditor N1, enquanto nos preditores X o desempenho melhor e mais regular, em geral, é obtido por X1S mostrando um bom desempenho também no preditor X1Q. Essas seriam as escolhas recomendadas quando não houver nenhum conhecimento a respeito do carregamento do sistema.

**6 CONCLUSÕES**

## 6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, novos preditores inteligentes foram apresentados, os quais trouxeram otimizações para a execução do fluxo de carga utilizando o Método da Soma de Potências.

Deste modo, analisando os resultados do Capítulo 5, pode-se concluir que resolver o fluxo de carga com uma inicialização inteligente reduz a quantidade de iterações necessárias para convergir, isto é, otimiza de forma considerável a carga computacional requerida.

Pode-se perceber que, em todos os casos, os preditores de Inicialização Inteligente possuem uma eficiência significativamente superior a S0 com relação a estimativa inicial dada e o valor calculado.

Além disso, a partir da análise dos cenários propostos com curvas de diferentes tipos de cargas e mais heterogêneas pode-se, também, concluir que a definição do melhor preditor deve levar em conta as características das cargas analisadas. Quando não houver nenhuma informação sobre o carregamento da rede, a recomendação é usar o preditor X1S e X1Q, que obtiveram uma maior regularidade e geralmente trouxeram os melhores resultados.

É observado diante dos resultados que os interpolantes propostos pela autora, possuem uma consistência maior na análise de fluxo de carga na série temporal, o que é respaldado pelos resultados obtidos nos diferentes cenários. De fato, isto era esperado, pois os preditores X utilizam informação da carga em cada barra, a qual afeta diretamente a solução do fluxo de carga.

Por fim, pode-se concluir que de fato, os preditores inteligentes são soluções interessantes para a otimização dos cálculos e os preditores propostos neste trabalho se sobressaíram significativamente aos da literatura que tomamos como referência.

## REFERÊNCIAS

- [1] LEÃO, R.P.S. Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. 2009.
- [2] William D. Stevenson. "Elementos de análise de sistemas de potencia". São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1978.
- [3] Research Gate. Disponível em: [https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Exemplo-de-sistema-eletrico-de-potencia-Editado-de-RENDEIRO-LIRA-2013\\_fig1\\_317229699](https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Exemplo-de-sistema-eletrico-de-potencia-Editado-de-RENDEIRO-LIRA-2013_fig1_317229699). Acesso em 1 de maio de 2019.
- [4] MULTINER. Geração de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.multiner.com.br/geracao-de-energia-eletrica/>. Acesso em 2 de maio de 2019.
- [5] ONS - Operador Nacional do Sistema. CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - 2018 / 2023. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em 01 de maio de 2019.
- [6] ONS - Operador Nacional do Sistema. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em 01 de maio de 2019.
- [7] BOEFF , L, F Relé de Potência Reversa. 2013. Disponível em: [https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/93218/Resumo\\_32448.pdf?sequence=1](https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/93218/Resumo_32448.pdf?sequence=1). Acesso em 26 de abril de 2019.
- [8] ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. A distribuição de energia. 2015. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>. Acesso em 25 de Abril de 2019.
- [9] INEE. O que é Geração Distribuída. 2019. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp). Acesso em 26 de abril de 2019.
- [10] ONS - Sistema de Transmissão - Horizonte 2017. Disponível em: [http://ons.org.br/PublishingImages/paginas/sobre\\_sin/mapas/SistemadeTransmissao\\_Horizonte2017.jpg](http://ons.org.br/PublishingImages/paginas/sobre_sin/mapas/SistemadeTransmissao_Horizonte2017.jpg). Acesso em 01 de maio de 2019.
- [11] BERNARDES, J Corrente contínua é melhor na transmissão a longa distância. 2015. Disponível em: <http://www.usp.br/agen/?p=207540>. Acesso em 28 de abril de 2019.
- [12] ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. Regulação dos Serviços de Distribuição. 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>. Acesso em 29 de abril de 2019.
- [13] ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica. Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição. 2010. Disponível em:

[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_revisao\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_1.pdf). Acesso em 25 de Abril de 2019.

[14] MONTICELLI, A.J. "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica". São Paulo: Edgard Blücher Ltda - 1983.

[15] SILVA, D.M.K. " Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando redução de barras". Trabalho de Conclusão de Curso na Universidade Estadual de Londrina, 2015. Disponível em: <http://www.uel.br/ctu/deel/TCC/TCC2015-DavidMaykonKrepeskySilva.pdf>.

[16] CESPEDES, R. G. New method for the analysis of distribution networks. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.

[17] BRAZ, H. D. M. Texto Introdutório sobre o Método da Soma de Potência. 2002.

[18] D. Sarno, C. Murru, N. Garofalo, A. Cerullo, G. Giandomenico, F. Chia-radonna, Silvano. "Power Grid Outlier Treatment through Kalman Filter". Proceedings - IEEE 25th International Symposium on Software Reliability Engineering Workshops, 2014.

[19] S. Bruno, S. Lamonaca, G. Rotondo, U. Stecchi, M. La Scala, "Unbalanced Three-Phase Optimal Power Flow for Smart Grids,". IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 10, pp. 4504-4513, Oct. 2011.

[20] N. Kagan; C. C. B. Oliveira; E. J. Robba. "Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica". 2a. ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher, 2010.

[21] P. S. S. Souza e H. D. M. Braz, "Fluxo de Potência para Redes Fracamente Malhadas: Modificação do Método da Soma de Potências". Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos SBSE, 2016.

[22] G. W. Stagg e A. H. El-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, 1st ed., ser. McGraw-Hill series in electronic systems. Michigan University: McGraw Hill, 1968.

[23] W. F. Tinney e C. E. Hart, "Power flow solution by Newton's Method," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-86, no. 11, pgs. 1449–1460, 1967.

[24] B. Stott e O. Alsac, "Fast decoupled load flow," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, no. 3, pgs. 859–869, 1974

[25] ASANO, C.H. Cálculo Numérico - Fundamentos e Aplicações. 2009.

[26] MSDN - Microsoft Developer Network. Introduction to the C# Language and the .NET Framework. 2016. Disponível em: <https://msdn.microsoft.com/pt-br/library/z1zx9t92.aspx>. Acesso em 28 de abril de 2019.

- [27] BORGES, C.L.T. Análise de Sistemas de Potência. 2005. Disponível em: [http://www.dee.ufrj.br/lasp/disciplinas/Apostila\\_Completa\\_ANALISE\\_DE\\_SISTEMAS\\_DE\\_POTENCIA.pdf](http://www.dee.ufrj.br/lasp/disciplinas/Apostila_Completa_ANALISE_DE_SISTEMAS_DE_POTENCIA.pdf). Acesso em 1 de Setembro de 2016.
- [28] AKHER, M.A, SELIM, A; ALY, M.M Initialised load-flow analysis based on Lagrange polynomial approximation for efficient quasi-static time-series simulation. 2015. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 9, n. 16, pp. 2768-2774, 03 dezembro de 2015.
- [29] ARRITT, R.F. ; DUGAN, R.C. Distribution System Analysis and the Future Smart Grid. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 47, n. 6, pp. 2343-2350, Nov.-Dez. 2011.
- [30] A.Selim, M. A.Akher, M. M.Aly; S.Kamel, "Efficient timeseries simulation of distribution systems with voltage regulation and PVpenetration,"2016 Eighteenth International Middle East Power SystemsConference (MEPCON), Cairo, 2016, pp. 717-722.
- [31] Zeng et al., "Smart grid tendency warning system and its applications,"2016 IEEE International Conference on Power System Technology(POWERCON), Wollongong, NSW, 2016, pp. 1-6.
- [32] U. Buragohain; T. Boruah, "Fuzzy logic based load flow analysis," 2017 International Conference on Algorithms, Methodology, Models and Applications in Emerging Technologies (ICAMMAET), Chennai, 2017, pp.1-6.
- [33] E.Romero-Ramos, A. L.Tirgo-García; J. A.Romero-Romero,"Improved radial load flow for the smart distribution grid,"2017 IEEE PESInnovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe),Torino, 2017, pp. 1-6.
- [34] M. H. Ahmed, K. Bhattacharya; M. M. A. Salama, "ProbabilisticDistribution Load Flow With Different Wind Turbine Models,". IEEETransactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1540-1549, Maio2013.
- [35] HENRIQUES, J. M. M.; ANDRADE, P. H. M.; BRAZ, H. D. M. Preditores Aplicados na Inicialização Inteligente do Método da Soma de Potências em Série Temporal. In: XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa. Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2018.

## ANEXO I

\*Tensão da Subestação (id = 0) = 13,8 kV.

Sistema de 63 barras da cidade de Campina Grande – PB						
Barras			Ramos			
$ID_{barra}$	$P_{nominal}$ (MWh)	$Q_{nominal}$ (MWh)	De	Para	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
1	0,18	0,05	0	1	0,11533	0,22811
2	0,12	0,03	1	2	0,02507	0,0311
3	0,12	0,03	1	3	0,02693	0,05326
4	0,07	0,02	2	4	0,41215	0,12654
5	0,12	0,03	2	5	0,27892	0,08563
6	0	0	3	6	0,06976	0,13799
7	0,12	0,03	4	7	0,377	0,11574
8	0,12	0,03	4	8	0,11034	0,03388
9	0,18	0,05	6	9	0,008	0,01582
10	0,07	0,02	7	10	0,58848	0,18067
11	0,12	0,03	7	11	0,1226	0,03764
12	0,18	0,05	8	12	0,29731	0,09128
13	0,12	0,03	9	13	0,23601	0,07246
14	0,12	0,03	9	14	0,02818	0,05574
15	0,05	0,01	11	15	0,27279	0,08375
16	0,12	0,03	13	16	0,16245	0,04987
17	0,07	0,02	14	17	0,0118	0,02335
18	0,18	0,05	16	18	0,11034	0,03388
19	0	0	17	19	0,03732	0,07381
20	0,07	0,02	19	20	0,02742	0,05423
21	0,41	0,12	19	21	0,04719	0,05855
22	0,09	0,03	20	22	0,05902	0,11675
23	0,12	0,03	21	23	0,01254	0,01555
24	0,07	0,02	22	24	0,03618	0,07155
25	0,35	0,1	22	25	0,44136	0,1355
26	0,17	0,05	23	26	0,0671	0,08325

<b>27</b>	0	0	24	27	0,02437	0,0482
<b>28</b>	0,23	0,07	24	28	0,11628	0,14425
<b>29</b>	0,02	0,01	25	29	0,0521	0,016
<b>30</b>	0,34	0,1	26	30	0,11034	0,03388
<b>31</b>	0,12	0,03	26	31	0,0613	0,01882
<b>32</b>	0	0	27	32	0,0179	0,0354
<b>33</b>	0	0	28	33	0,01991	0,0247
<b>34</b>	0,35	0,1	31	34	0,03065	0,00941
<b>35</b>	0,02	0,01	32	35	0,03541	0,07005
<b>36</b>	0,58	0,17	33	36	0,10728	0,03294
<b>37</b>	0,23	0,07	33	37	0,10421	0,03199
<b>38</b>	0,07	0,02	35	38	0,19923	0,06117
<b>39</b>	0,05	0,01	35	39	0,01447	0,02862
<b>40</b>	0,02	0,01	36	40	0,22681	0,06963
<b>41</b>	0,07	0,02	37	41	0,16551	0,05081
<b>42</b>	0,02	0,01	39	42	0,11341	0,03482
<b>43</b>	0,21	0,06	39	43	0,02018	0,03992
<b>44</b>	0,29	0,09	41	44	0,32183	0,09881
<b>45</b>	0,07	0,02	43	45	0,09622	0,19032
<b>46</b>	0,07	0,02	45	46	0,1318	0,04046
<b>47</b>	0,17	0,05	45	47	0,03039	0,06011
<b>48</b>	0,09	0,03	47	48	0,02018	0,03992
<b>49</b>	0,07	0,02	48	49	0,16245	0,04987
<b>50</b>	0,07	0,02	48	50	0,03922	0,07758
<b>51</b>	0,23	0,07	50	51	0,07356	0,02258
<b>52</b>	0	0	50	52	0,03008	0,0595
<b>53</b>	0,17	0,05	52	53	0,16858	0,05176
<b>54</b>	0	0	52	54	0,01401	0,01738
<b>55</b>	0,07	0,02	53	55	0,09808	0,03011
<b>56</b>	0,12	0,03	54	56	0,49347	0,1515
<b>57</b>	0,12	0,03	54	57	0,0177	0,02196
<b>58</b>	0,07	0,02	56	58	0,23907	0,0734

---

<b>59</b>	0,12	0,03	57	59	0,05383	0,06678
<b>60</b>	0,12	0,03	59	60	0,06047	0,07501
<b>61</b>	0,82	0,24	60	61	0,0295	0,03659
<b>62</b>	0,07	0,02	61	62	0,50372	0,15465
<b>63</b>	0,28	0,08	62	63	0,21455	0,06587