

MARCELO RENATO DE CERQUEIRA PAES JÚNIOR

**ALOCÇÃO OTIMIZADA DE CENTRAIS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DO OESTE DO ESTADO DA PARAÍBA**

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

Orientador: Prof. Dr. Alexandre César de Castro
Coordenador: Prof. Dr. Fabiano Salvadori

JOÃO PESSOA

2014

MARCELO RENATO DE CERQUEIRA PAES JÚNIOR

**ALOCÇÃO OTIMIZADA DE CENTRAIS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DO OESTE DO ESTADO DA PARAÍBA**

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

Orientador: Prof. Dr. Alexandre César de Castro
Coordenador: Prof. Dr. Fabiano Salvadori

JOÃO PESSOA

2014

FICHA CATALOGRÁFICA

Paes Junior, Marcelo Renato de Cerqueira

Alocação Otimizada de Centrais Solares Fotovoltaicas no Sistema de Distribuição do Oeste do Estado da Paraíba – João Pessoa, 2014.

118 páginas

Área de concentração: Sistema de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre César de Castro.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal da Paraíba, Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Fontes Renováveis; 2. Energia Solar Fotovoltaica; 3. Geração Distribuída; 4. Otimização

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

ALOCÇÃO OTIMIZADA DE CENTRAIS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DO OESTE DO ESTADO DA PARAÍBA

Elaborada por

MARCELO RENATO DE CERQUEIRA PAES JÚNIOR

como requisito parcial para obtenção do grau de

Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

ALEXANDRE CÉZAR DE CASTRO (Presidente)

HELON DAVID DE MACÊDO BRAZ

FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA

YURI MOLINA RODRIGUEZ

João Pessoa/PB, 29 de agosto de 2014.

Dedico este trabalho
aos meus pais, Marcelo e Salete
à minha esposa Ana Lúcia e
às minhas filhas Júlia e Marina.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Alexandre César de Castro, meu orientador, pela atenção e paciência durante todo o tempo de desenvolvimento desse trabalho.

Ao Prof. Helon David de Macêdo Braz, pela inestimável ajuda na implementação dos algoritmos genéticos, parte fundamental desse trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XI
RESUMO.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO	15
1.2 OBJETIVO	16
2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	19
2.1. INTRODUÇÃO	19
2.2. PRINCIPAIS FONTES RENOVÁVEIS.....	19
2.2.1. HIDRÁULICA	19
2.2.2. EÓLICA.....	20
2.2.3. BIOMASSA	21
2.2.4. SOLAR.....	22
2.3. POLÍTICAS DE INCENTIVO ÀS FONTES RENOVÁVEIS	24
2.4. PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL	27
2.5. PARTICIPAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	32
2.6. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	33
2.6.1. RECURSOS SOLARES NO MUNDO	33
2.6.2. RECURSOS SOLARES NO BRASIL	34
2.6.3. CONVERSÃO FOTOVOLTAICA	37
2.6.4. CONEXÃO À REDE.....	42
3 FLUXO DE POTÊNCIA E OTIMIZAÇÃO	45
3.1. FLUXO DE POTÊNCIA.....	45
3.1.1. MÉTODO NEWTON-RAPHSON.....	46
3.2. ALGORITMOS GENÉTICOS	50
3.2.1. INTRODUÇÃO	51
3.2.2. VANTAGENS.....	51
3.2.3. PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO	52
3.2.4. PARÂMETROS.....	54
3.2.5. OPERADORES.....	55

3.2.6. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	55
4 IMPLEMENTAÇÃO.....	59
4.1. FLUXO DE POTÊNCIA.....	59
4.1.1. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA	59
4.1.2. REPRESENTAÇÃO DAS LINHAS	61
4.1.3. REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS.....	62
4.1.4. REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	62
4.1.5. DADOS DAS LINHAS.....	62
4.1.6. DADOS DAS CARGAS	63
4.1.7. DADOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	65
4.1.8. TRANSFORMAÇÃO PARA O SISTEMA POR-UNIDADES.....	67
4.1.9. MONTAGEM DA MATRIZ ADMITÂNCIA.....	68
4.1.10. METODOLOGIA DA SIMULAÇÃO	70
4.2. OTIMIZAÇÃO.....	72
4.2.1. FUNÇÃO GA DO MATLAB®	72
4.2.2. FUNÇÃO PERDAS	73
4.2.3. PARÂMETROS UTILIZADOS	74
5 RESULTADOS.....	77
5.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	77
5.2. OTIMIZAÇÃO.....	78
6 CONCLUSÕES	81
REFERÊNCIAS.....	83
APÊNDICE 1 - CÓDIGO MATLAB® DA FUNÇÃO PERDAS	88
ANEXO 1 - DADOS DOS CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.	98
ANEXO 2 - DADOS DE CARGA DAS SUBESTAÇÕES.	100

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema de Geração de Energia com Fonte Hidráulica.....	16
Figura 2 – Sistema de Geração de Energia com Fonte Eólica.....	17
Figura 3 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com Fonte Biomassa.....	18
Figura 4 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com fonte heliotérmica.....	19
Figura 5 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com fonte Fotovoltaica.....	20
Figura 6 – Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Mundial (REN21, 2013).....	21
Figura 7 – Crescimento da Capacidade Instalada de Geração de Energia a partir de Fontes Renováveis (REN21, 2013).....	22
figura 8 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica no mundo (REN21, 2013).....	26
Figura 9 – Participação das Fontes Renováveis na Produção de Energia Elétrica Mundial em 2012 (REN21, 2013).....	26
Figura 10 – Brasil – Radiação Solar diária, média anual ($\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{dia}$) (TIBA, 2000).....	32
Figura 11 – Brasil – Insolação Diária, Média Anual (horas) (TIBA, 2000).....	33
Figura 12 – Célula Fotovoltaica.....	36
Figura 13 – Painel Solar Fotovoltaico.....	37
Figura 14 – Fazenda Solar Liebrose em Brandeburgo, Alemanha.....	37
Figura 15 – Diagrama de Blocos Simplificado da implementação do Algoritmo Genético.....	49
Figura 16 – Diagrama Unifilar do Sistema (Fonte: Energisa Paraíba).....	54
Figura 17 – Diagrama Eletrogeográfico do Sistema (Fonte: Energisa Paraíba).....	55
Figura 18 – Curva de Carga Média da Subestação Itaporanga no mês de Julho de 2013.....	59
Figura 19 – Curvas de Geração Normalizadas.....	60
Figura 20 – Valores Máximos Mensais de Radiação Solar.....	61
Figura 21 – Diagrama de Blocos Simplificado da Função Objetivo.....	68
Figura 22 – Resultado das Simulações dos Cenários.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projeção de Crescimento da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis 2011-2017 (TWh) (IEA, 2012).....	27
Tabela 2 – Projeção de Crescimento da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis 2011-2017 (GW) (IEA, 2012).....	27
Tabela 3 – Radiação Solar Diária para diversas localidades do mundo (TIBA, 2000).....	31
Tabela 4 – Comparação dos tipos de células fotovoltaicas (BONHAGEN, 2013).....	35
Tabela 5 – Distância Média Geométrica das Linhas (m).....	57
Tabela 6 – Dados das Linhas.....	57
Tabela 7 – Dados de Barras (MW/MVAR).....	58
Tabela 8 – Valores normalizados das curvas de geração solar fotovoltaica.....	60
Tabela 9 – Dados das Linhas (pu).....	62
Tabela 10 – Elementos da diagonal principal da matriz admitância do sistema (pu).....	63
Tabela 11 – Demais elementos da matriz admitância do sistema (pu).....	64
Tabela 12 – Resumo dos Valores de Geração por Barra nos Cenários Simulados (MW).....	66
Tabela 13 – Resultados das Simulações dos Cenários.....	71
Tabela 14 – Resultados da Otimização.....	73

RESUMO

Alocação Otimizada de Centrais Solares Fotovoltaicas no Sistema de Distribuição do Oeste do Estado da Paraíba

O presente trabalho tem como objetivo simular os efeitos da conexão de centrais geradoras fotovoltaicas nas perdas de energia ativa do sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba. Inicialmente foi realizada a modelagem do sistema de distribuição, que possui um ponto de suprimento, 20 subestações rebaixadoras 69/13,8 kV e 25 linhas de distribuição 69 kV. Para análise da rede foi utilizado o método de Newton-Raphson para solução do fluxo de potência do sistema antes e depois da inserção das centrais fotovoltaicas e por fim foi proposta uma alocação otimizada das centrais solares fotovoltaicas com o objetivo de minimização das perdas de energia ativa utilizando algoritmos genéticos.

Descritores: Fontes Renováveis, Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Perdas técnicas, Otimização.

ABSTRACT

Optimized Allocation of Solar Photovoltaic Generation Centrals in the Distribution System at the West of the State of Paraíba.

The present work aims to simulate the effects of connecting photovoltaic power plants in the active energy losses of the distribution system at the west of the state of Paraíba. Initially was done the modeling of the distribution system, which has one supply point, 20 substations 69/13.8 kV and 25 distribution lines 69 kV. For network analysis was used the Newton-Raphson method for solution of power flow after and before the insertion of photovoltaic plants and finally an optimized allocation of solar photovoltaic plants has been proposed with the aim of minimizing losses of active power using genetic algorithms.

Key words: Renewable Sources, Solar Photovoltaic Energy, Distributed Generation, technical losses, Optimization.

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

As fontes renováveis são a grande aposta da humanidade para a produção de energia em um tempo onde a sustentabilidade e a conservação do meio ambiente passam a ser fatores cada vez mais valorizados.

Dentre as fontes renováveis atualmente disponíveis em nosso planeta, a energia solar se destaca como uma fonte abundante, sustentável e com reduzido impacto sobre o meio ambiente. Observa-se ainda que a conversão de energia solar em energia elétrica por meio de células fotovoltaicas vem se apresentando como uma das melhores formas de aproveitamento da energia solar, além de ser, dentre as renováveis, uma das fontes que demonstra maior expectativa de crescimento para os próximos anos (IEA, 2012).

A forma mais usual de inserção de energia de origem fotovoltaica nos sistemas de distribuição se dá por meio de geração distribuída (GD). Assim, a conexão em grande escala das centrais geradoras fotovoltaicas no sistema de distribuição de energia elétrica certamente vai provocar uma mudança de paradigma na operação das redes de distribuição que possuem tradicionalmente grandes volumes de geração de forma concentrada.

A necessidade de integração da geração distribuída também cria oportunidade para novas metodologias relativas ao planejamento da rede de distribuição em comparação com as práticas tradicionais, como por exemplo: estimar a quantidade de unidades de GD, onde serão localizadas e quando estarão prontas para a conexão com a rede (ALEIXO, 2013).

Dentro desse contexto, vale ressaltar que a região oeste do estado da Paraíba possui excelentes condições de radiação solar e insolação diárias, conforme relatado no Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA, 2005) e posteriormente apresentado no desenvolvimento desse trabalho.

Além disso, essa região possui um sistema de distribuição de energia elétrica formado por subestações e linhas de distribuição no nível de tensão de 69 kV que tem capacidade de absorver uma quantidade considerável de geração distribuída sem necessidade de reforços.

1.2 OBJETIVO

O trabalho apresentado tem o objetivo geral de simular os efeitos da conexão de centrais geradoras fotovoltaicas no sistema de distribuição 69 kV do oeste do estado da Paraíba, com objetivos específicos de:

- Modelar o sistema de distribuição 69 kV do Oeste do Estado da Paraíba para simulações de regime permanente;
- Modelar a carga das subestações em termos de energia ativa e reativa média horária para cada um dos meses do ano no nível de 69 kV;
- Modelar a geração solar fotovoltaica a ser inserida no sistema de 69 kV em termos de energia ativa e reativa horária média para cada um dos meses do ano;
- Estudar o comportamento das perdas de energia no sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba antes e depois da conexão das centrais geradoras fotovoltaicas no sistema de 69 kV; e
- Propor uma configuração otimizada para conexão das centrais geradoras fotovoltaicas no sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba, visando a minimização das perdas de energia ativa nas linhas de 69 kV.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Apresenta-se a seguir a organização do texto dessa dissertação:

- Capítulo 1 Introdução. Onde serão apresentados a motivação e os objetivos do trabalho;
- Capítulo 2 Energia Solar Fotovoltaica. Mostra uma breve revisão das principais fontes renováveis de energia, as políticas de incentivo para seu

crescimento, sua participação nas matrizes energéticas mundial e brasileira, além de aprofundar a visão sobre a fonte solar fotovoltaica;

- Capítulo 3 Fluxo de Potência e Otimização. Apresenta a fundamentação teórica referente ao método de Newton-Raphson para solução do fluxo de potência e do método de otimização com a utilização de algoritmos genéticos, método de otimização adotado no trabalho;
- Capítulo 4 Implementação. Apresenta a implementação da solução do fluxo de potência, descrevendo a caracterização do sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba, a representação e dados das cargas e a representação e dados de geração utilizados nesse trabalho, bem como a implementação da solução do problema de otimização com a utilização de algoritmos genéticos por meio da função `ga` do MATLAB®;
- Capítulo 5 Resultados. Nessa etapa são apresentados os resultados obtidos nas simulações, iniciando por uma análise de sensibilidade em relação ao montante de geração alocado no sistema, seguida dos resultados da otimização;
- Capítulo 6 Conclusão. Nessa etapa são apresentadas as conclusões desse trabalho e sugestões para próximos trabalhos.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1.Introdução

As fontes renováveis de energia são aquelas oriundas de recursos naturais encontrados em abundância na natureza ou que se renovam com facilidade, como sol, vento, chuva, marés e energia geotérmica. Outra característica comumente associada às fontes renováveis é que são formas limpas de geração de energia, ou seja, não poluem o meio ambiente. Isso não é verdade em todos os casos, pois a geração de energia a partir da biomassa, por exemplo, produz alguns resíduos prejudiciais à atmosfera, embora em escala bem menor que os combustíveis derivados do petróleo. As Fontes Renováveis também podem ser definidas como as que não utilizam a queima de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica (SOUZA, 2009).

As principais vantagens identificadas na utilização das fontes renováveis são: aumento na diversidade de fontes de fornecimento; fornecimento de energia sustentável em longo prazo; redução das emissões atmosféricas locais e globais de gás carbônico; aumento da segurança no fornecimento de energia com a redução de importação de combustíveis fósseis e apoio à mitigação da dívida externa; combate à exclusão social de comunidades isoladas; e contribuição à erradicação da pobreza, com a criação de novas oportunidades locais de emprego (PEREIRA, 2004).

2.2.Principais Fontes Renováveis

As principais fontes renováveis de energia atualmente encontradas na matriz energética mundial são: hidráulica, eólica, biomassa e solar. Nas seções a seguir, descreve-se cada uma delas.

2.2.1.HIDRÁULICA

A energia proveniente da força das águas vem sendo utilizada pelo homem há muito tempo, inicialmente para bombeamento de água e moagem de grãos. Atualmente, tem na geração de energia elétrica o seu principal uso. Das fontes renováveis é a

que está mais presente na matriz energética mundial. A transformação da energia hidráulica em energia elétrica é feita por meio de turbinas hidráulicas acopladas a um gerador, conforme mostrado na figura 1.

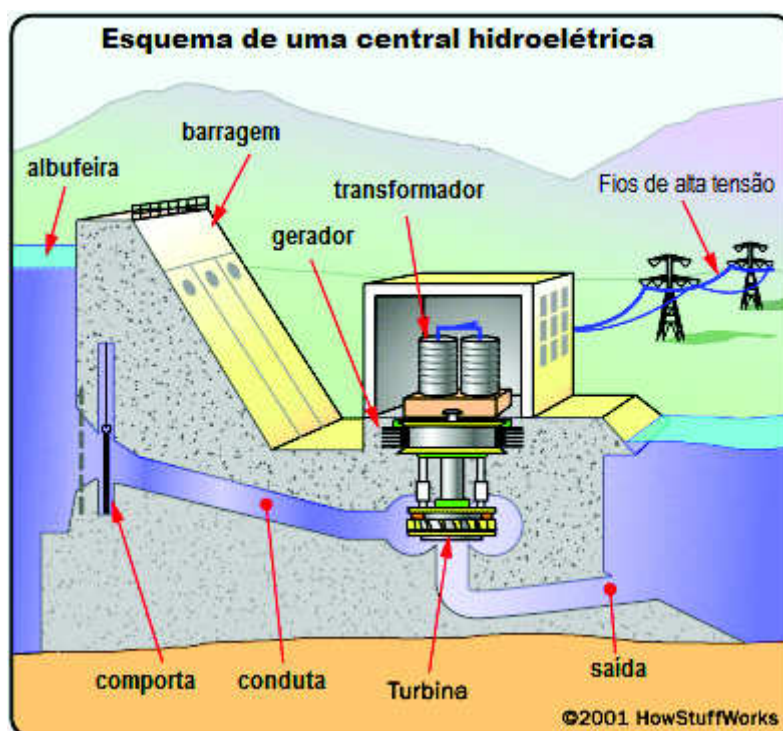


Figura 1 – Sistema de Geração de Energia com Fonte Hidráulica
(Fonte: www.escolovar.org).

2.2.2.EÓLICA

A energia proveniente do movimento dos ventos também é utilizada pelo homem há bastante tempo. Os moinhos movidos por vento são usados para moagem de grãos desde o século XII na França e Inglaterra. O primeiro aerogerador de que se tem notícia foi construído na França em 1929 (Aldabó, 2002). É uma das fontes renováveis que mais tem crescido na atualidade. O princípio de funcionamento do gerador eólico é semelhante ao do gerador hidráulico, com a substituição do fluxo de água pelo fluxo de ar, de acordo com o diagrama apresentado na figura 2.

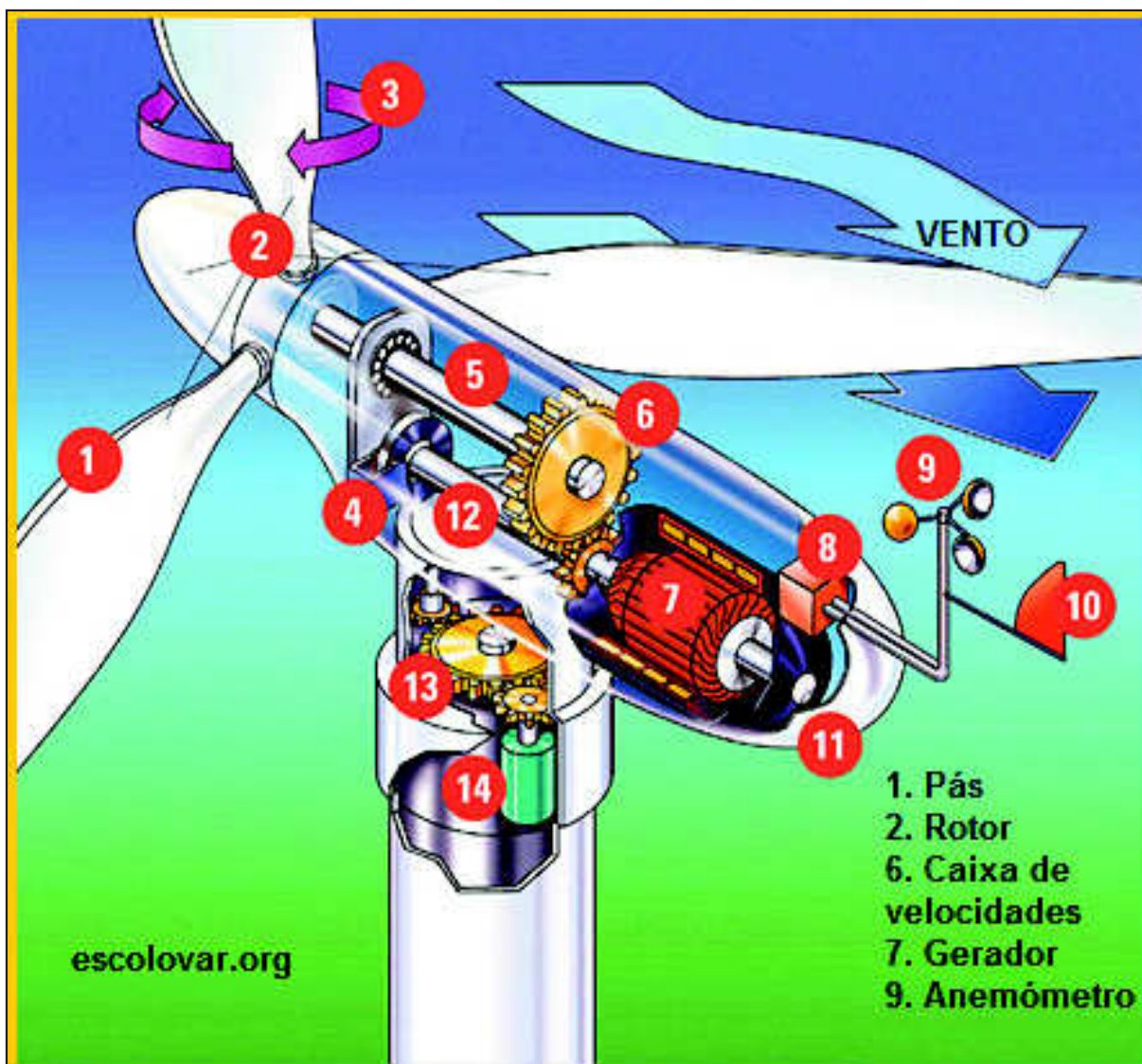


Figura 2 – Sistema de Geração de Energia com Fonte Eólica
(Fonte: www.escolovar.org).

2.2.3.BIOMASSA

Biomassa é todo recurso renovável procedente de matéria orgânica, animal ou vegetal, que pode ser utilizada para produção de energia. São exemplos de biomassa a lenha, o carvão vegetal, os óleos vegetais, a cana-de-açúcar, o álcool, os resíduos rurais e os resíduos urbanos. A utilização da biomassa para geração de energia elétrica processa-se principalmente por meio da geração de calor pela combustão para movimentar turbinas a vapor. Segue exemplo de planta industrial

para utilização da biomassa de cana-de-açúcar para geração de energia elétrica na figura 3.

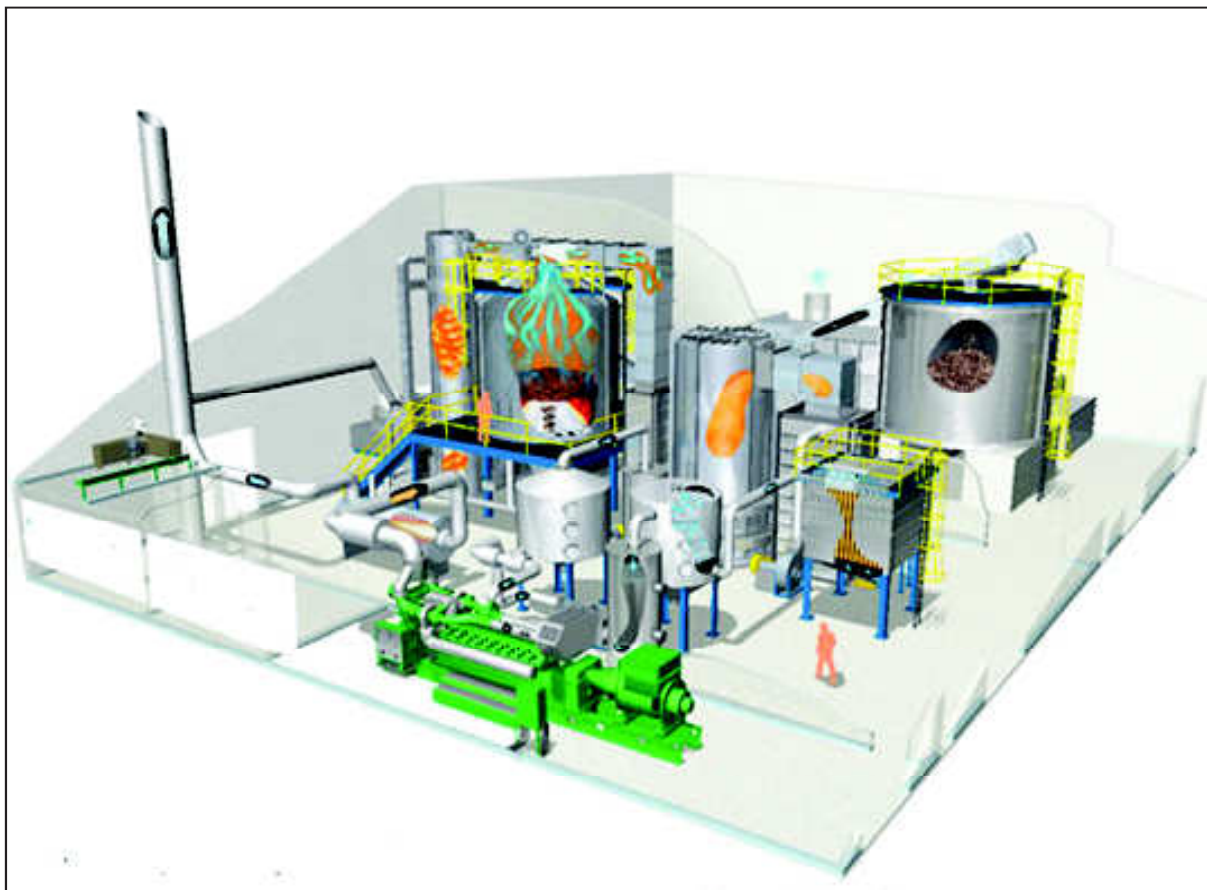


Figura 3 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com Fonte Biomassa
(Fonte: www.remisso.blogspot.com).

2.2.4.SOLAR

Dentre as alternativas atualmente disponíveis de fontes renováveis de energia, merece especial destaque a energia solar, que já vem sendo utilizada em forma de aquecimento há bastante tempo. Desde o século V a.c. os gregos já a utilizavam para aquecimento e esfriamento de suas habitações. A conversão de energia solar em energia mecânica iniciou-se no período da revolução industrial e desenvolveu-se até o início do século XX com aplicações em sistemas de bombeamento de água para irrigação.

A utilização da energia solar evoluiu então para a sua conversão em energia elétrica, que pode ser realizada de duas formas:

- a) pelo ciclo termomecânico, por meio de sistemas de geração heliotérmicos de eletricidade, que de maneira geral obedecem ao seguinte processo: concentração da energia solar, conversão da energia solar em energia térmica e conversão da energia térmica em mecânica e elétrica nos geradores, de acordo com a figura 4.

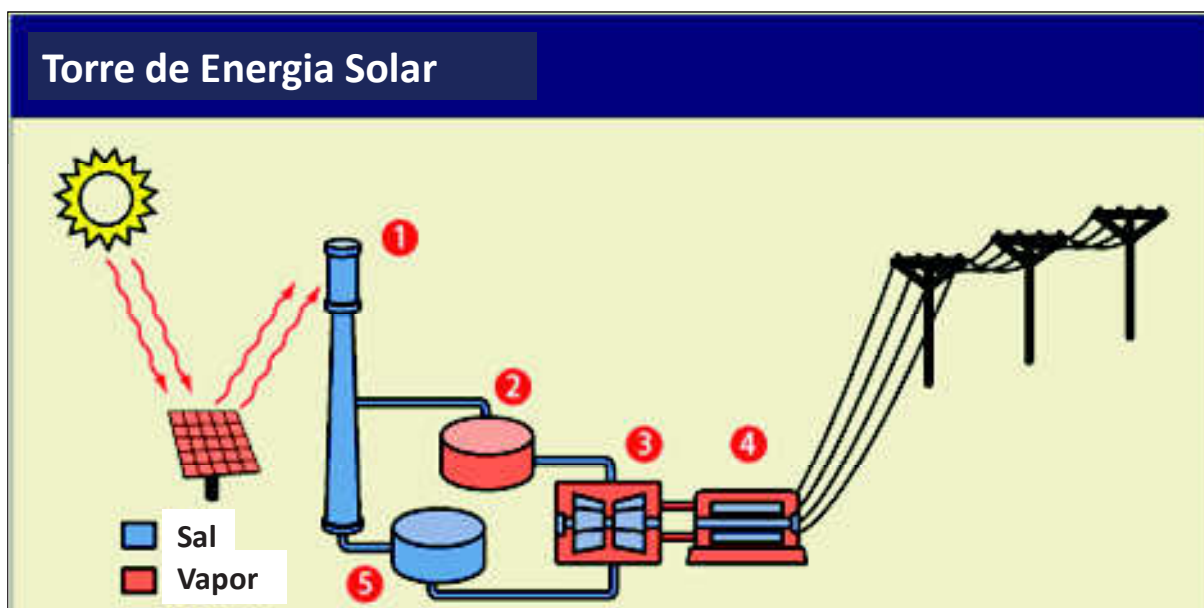


Figura 4 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com fonte heliotérmica
(Fonte: www.window.state.tx.us).

- b) pelos sistemas fotovoltaicos, que realizam a conversão direta da luz solar em energia elétrica pelo efeito fotovoltaico, que nada mais é do que a transferência direta da energia dos fótons da luz solar aos elétrons sem a necessidade de uma etapa térmica intermediária. Esse efeito pode ser obtido em todos os materiais semicondutores, sendo que atualmente o silício é o mais empregado. As células fotovoltaicas podem ser construídas a partir de silício monocristalino, policristalino ou amorfo. Apresenta-se a seguir na figura 5 um diagrama esquemático de uma central de geração de energia solar fotovoltaica.

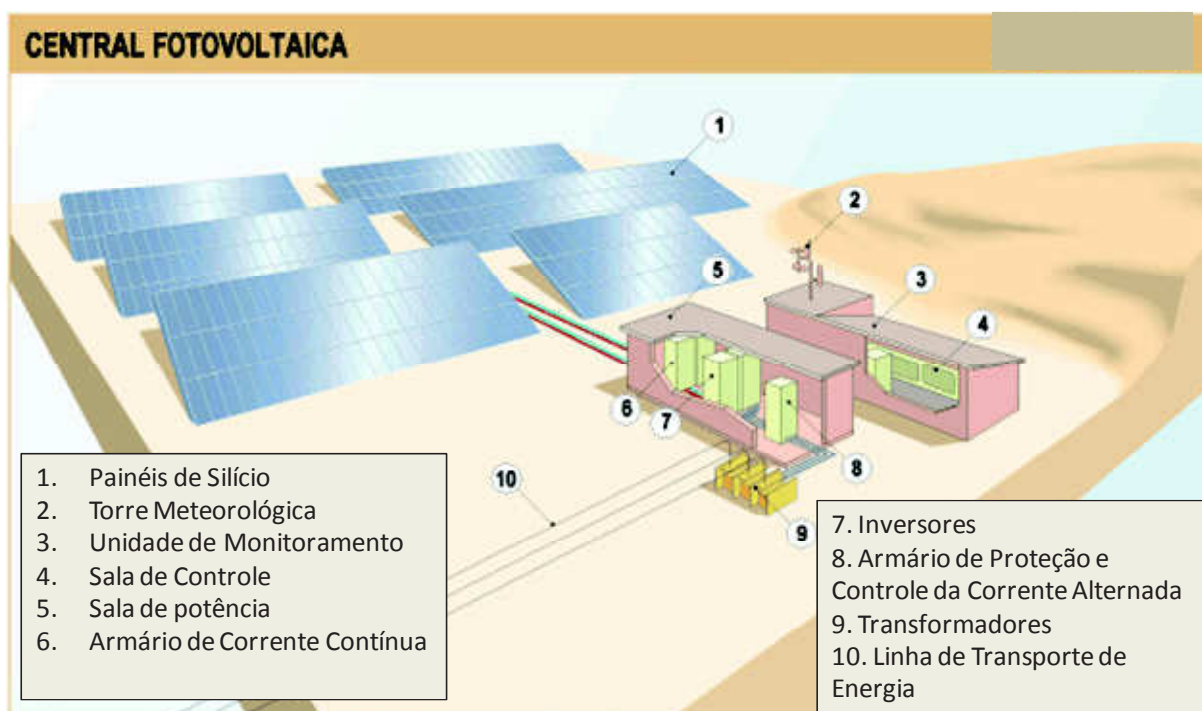


Figura 5 – Sistema de Geração de Energia Elétrica com fonte Fotovoltaica
(Fonte: e-ducativa.catedu.es).

Por ser objeto do presente estudo, o tema energia solar fotovoltaica será tratado com maior profundidade na seção 2.6.

2.3. Políticas de Incentivo às Fontes Renováveis

A utilização de fontes de energia mais limpas e não esgotáveis como alternativa aos combustíveis fósseis intensificou-se a partir do final do século XX. Após a série de conferências mundiais sobre mudanças climáticas organizadas pela ONU iniciada pela RIO-92, algumas nações estabeleceram metas de redução de emissão de gases que contribuem para o efeito estufa, o que deu origem a intensificação da utilização de fontes renováveis em substituição às fontes convencionais. Atualmente, vários países possuem alvos definidos para a participação das fontes renováveis em suas matrizes energéticas, com destaque para a Dinamarca, que pretende obter 50% da sua energia elétrica a partir do vento até 2020 e uma matriz energética totalmente renovável até 2050; e para a Alemanha que decidiu recentemente eliminar a produção de energia por fonte nuclear até 2022 e ter pelo menos 35% da

demanda nacional por energia elétrica suprida por fontes renováveis até 2020, chegando a 80% até 2050.

Em todo o mundo 138 países possuem alvos definidos para participação ou crescimento da participação das energias renováveis em suas matrizes e 127 países possuem políticas de incentivo às fontes renováveis, dos quais mais de dois terços são economias em desenvolvimento ou emergentes (REN21, 2012).

As principais políticas adotadas pelos diversos países são descritas a seguir:

- **Definição de alvos ou metas**, que podem ser de participação percentual das renováveis na matriz energética, como as metas dinamarquesas e alemãs citadas anteriormente, ou valores absolutos de crescimento de fontes específicas, como por exemplo: a meta estabelecida pela França de instalar 1 GW em projetos solares e da Polônia de instalar 1 GW de projetos eólicos até 2020;
- **Subsídios e apoio financeiro**, em 2010 foram aportados recursos na ordem de U\$ 88 bilhões no setor de renováveis (excluindo grandes centrais hidroelétricas), cerca de 83% para o setor elétrico, em que a União Europeia contribuiu com 57% dos subsídios e os Estados Unidos com 24%;
- **Preços de Compra Garantidos (Feed-in Tariff)**, consiste na aquisição pelas distribuidoras locais da energia renovável gerada a um preço garantido maior que o da geração convencional. Normalmente esse subsídio é pago pelos próprios consumidores ou pelo governo. Essa política é a mais comum no mundo, sendo adotada de alguma forma em 71 países. As vantagens apontadas para essa política são o aumento da capacidade instalada e o desenvolvimento tecnológico obtido. Como desvantagens são apontadas as elevadas subvenções e a falta de pressão concorrencial para redução de preços (PEREIRA, 2004);

- **Definição de portfólio ou quotas**, consiste no estabelecimento de percentuais mínimos de aquisição de energias renováveis pelas distribuidoras locais. Essa política é adotada por 22 países. Como exemplo, podemos citar o estado americano de Delaware, que estabeleceu um mínimo de 3,5% de energia solar fotovoltaica até 2026;
- **Licitação ou Chamada Pública**, consiste na organização de leilões de compra de energia de determinadas fontes pelo sistema de preço mais baixo (36 países adotam essa prática);
- **Conexão à rede (Net metering)**, consiste na conexão de pequenas ou médias unidades geradoras ao sistema das concessionárias com a possibilidade de venda ou compensação da energia gerada; e
- **Pesquisa e Desenvolvimento**, consiste na destinação de recursos específicos para programas de pesquisa e desenvolvimento em fontes renováveis de energia. Como exemplos, citamos: a Austrália destinou U\$ 3,4 milhões para 11 projetos de energia solar fotovoltaica em 2012 e o Japão destinou U\$ 19 milhões para um programa de desenvolvimento de fontes geotérmicas nesse mesmo ano.

No Brasil, como exemplo de políticas de incentivo às fontes renováveis, podemos destacar o Programa de Incentivo às fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) como exemplo de política de incentivo do tipo *feed-in tariff* e apoio financeiro. Instituído pela Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, posteriormente revisado pela Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003, o programa teve como objetivo principal criar condições para diversificação da matriz energética do país por meio de estabelecimento de linhas de crédito especiais do BNDES para financiamento de até 70% do valor dos projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis, bem como garantir a compra da energia gerada por meio de contratos com preços fixos pré-determinados e prazo de 20 anos.

Foram escolhidas para o programa as fontes Hidráulica (PCHs), Biomassa e Eólica, sendo exigido um grau de nacionalização de 60% do empreendimento. Ao todo foram contratados 144 projetos, totalizando 3,3 GW, dos quais foram implantados até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 eólicas, 59 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa. A capacidade instalada foi de 2.649,87 MW, compreendendo 963,99 MW em usinas eólicas, 1.152,54 MW em PCHs e 533,34 MW em plantas de biomassa (ELETROBRÁS, 2013).

Mais recentemente, em 2012, foi publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a resolução normativa 482/2012 que disciplina o acesso à rede elétrica para micro e minigeração a partir de fontes renováveis. Ela cria o sistema de compensação de energia, por meio do qual, os pequenos geradores podem injetar na rede elétrica da concessionária a energia excedente gerada, recebendo créditos para serem abatidos do seu consumo nos meses seguintes.

Outra iniciativa digna de registro foi a chamada pública nº013/2011 de projeto de P&D estratégico específico sobre energia fotovoltaica lançada pela ANEEL, sob o título “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, a qual deu origem a 18 projetos com investimentos na ordem de R\$ 400 milhões.

2.4. Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Mundial

A participação das fontes renováveis na matriz energética mundial é encontrada na literatura sob diferentes parâmetros, sendo os mais comuns: *potência total instalada*, que corresponde à capacidade máxima instantânea de produção de energia disponível, geralmente expressa em MW ou GW; e *energia gerada*, que corresponde ao montante de energia ativa efetivamente gerada em um período, geralmente expressa em MWh ano ou TWh ano.

A participação das fontes renováveis na matriz energética mundial vem aumentando a cada ano, chegando ao final de 2011 com uma fatia de 19% do consumo total de

energia no mundo, sendo 9,3% proveniente de biomassa convencional (lenha), 4,1% de aquecimento por fontes renováveis modernas, 3,7% de origem hidráulica e 1,9% das fontes eólica, solar, geotérmica, biomassa e biocombustíveis, conforme indicado na figura 6 a seguir.

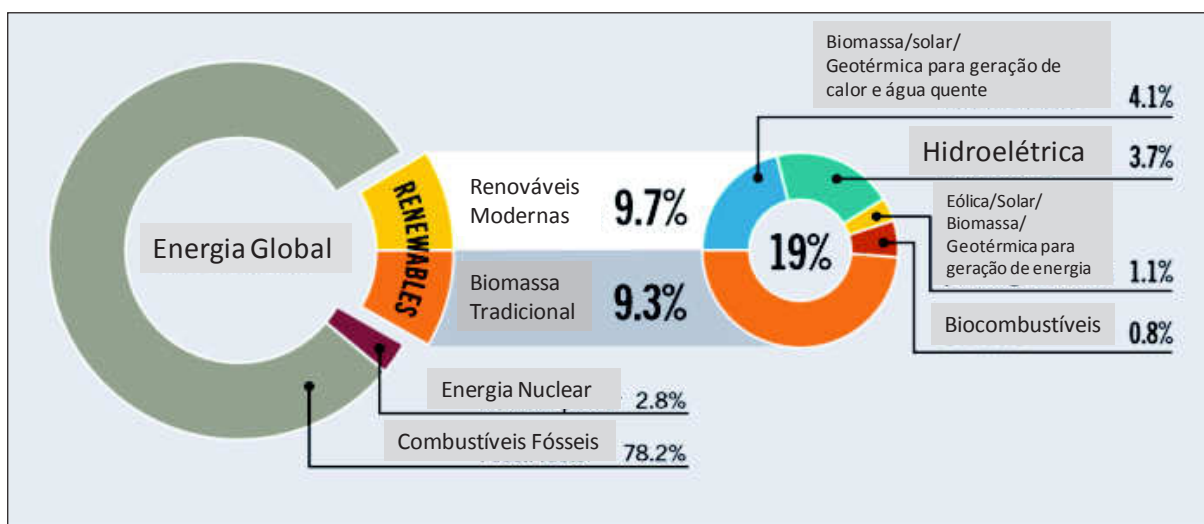


Figura 6 – Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Mundial (REN21, 2013).

A capacidade total instalada de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis chegou em 2012 a um total de 1.470 GW, 8,5% a mais que em 2011, representando mais de 26% da capacidade total instalada no mundo (REN21, 2013).

Entre as fontes renováveis, a solar fotovoltaica foi a que mais cresceu em capacidade instalada no período de 2008 a 2012 com uma evolução média de 60% anual. Nesse mesmo período, a geração solar heliotérmica cresceu 40% ao ano, a geração eólica cresceu 25% anualmente e a geração hidráulica cresceu perto de 3% na mesma base. Uma comparação entre os crescimentos das capacidades instaladas das diversas fontes renováveis é mostrada na figura 7.

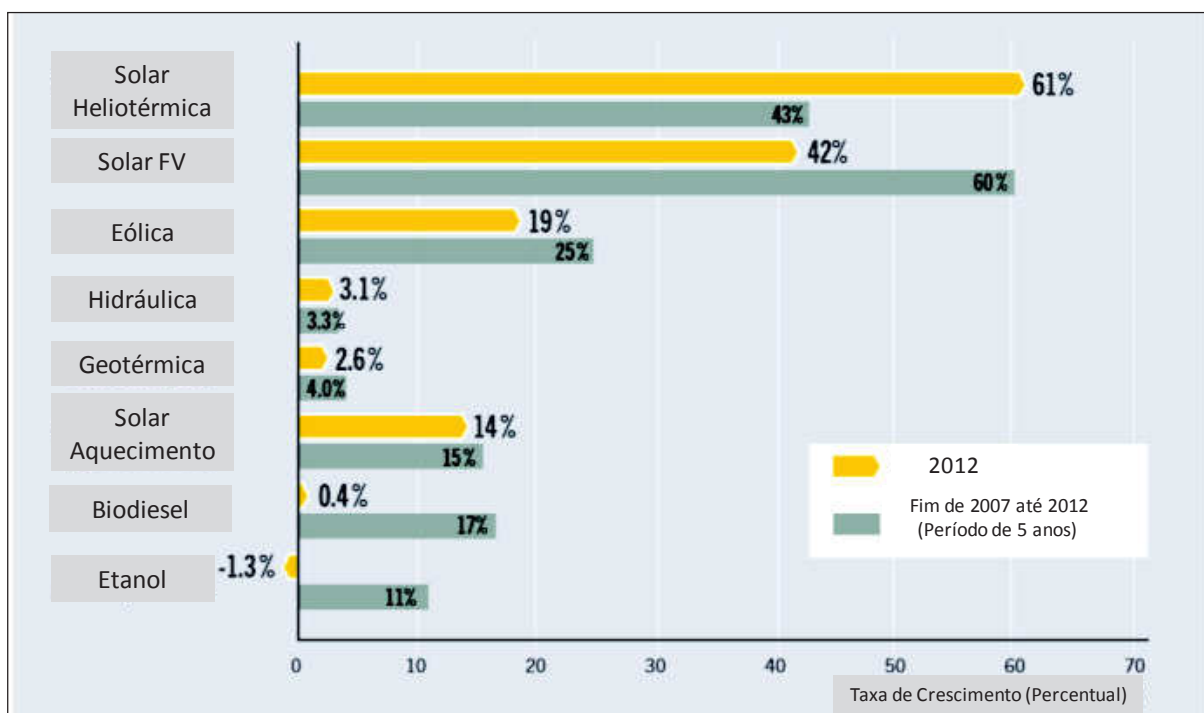


Figura 7 – Crescimento da Capacidade Instalada de Geração de Energia a partir de Fontes Renováveis (REN21, 2013).

Com essa evolução, a capacidade total instalada de geração de energia solar fotovoltaica chegou à marca de 100 GW em 2012. A Alemanha se destaca com 32% de participação na capacidade instalada total, seguida da Itália com 16% e dos Estados Unidos com 7,2%. A evolução da capacidade instalada de geração de energia solar fotovoltaica entre 1995 e 2012 é mostrada na figura 8.

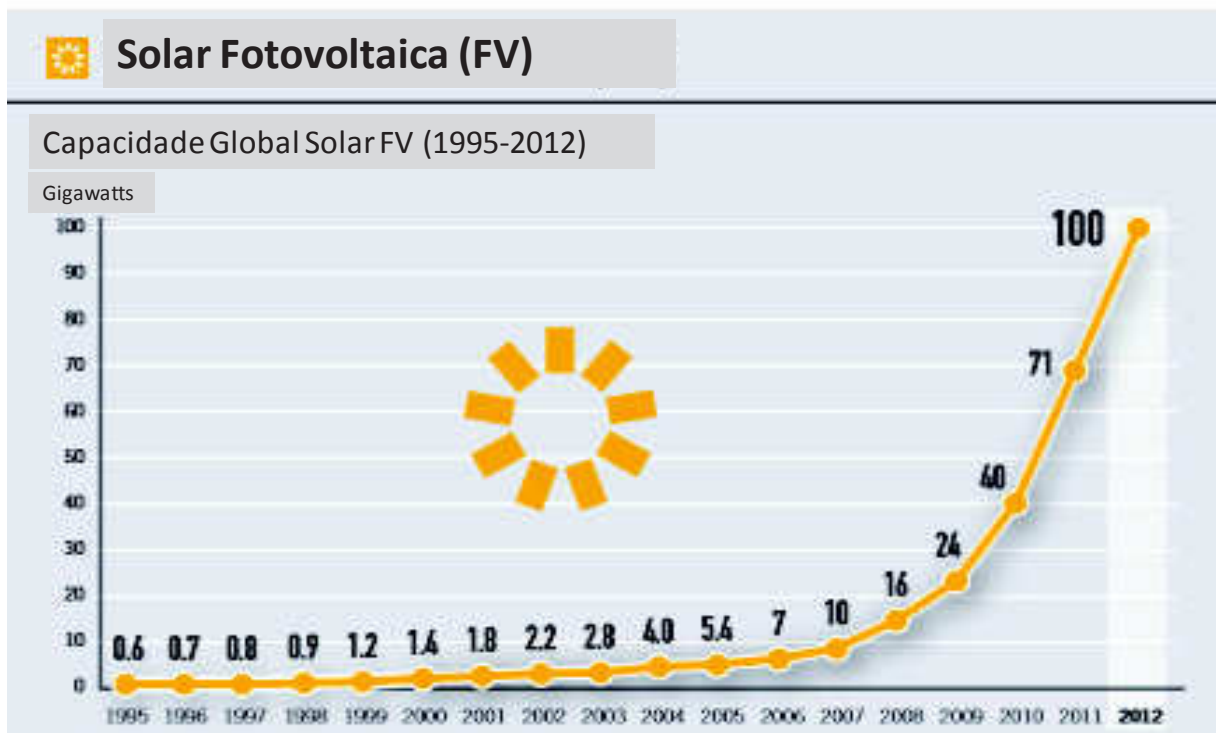


Figura 8 – Evolução da Capacidade Instalada de Geração Solar Fotovoltaica no mundo (REN21, 2013).

Do total de eletricidade gerada no planeta em 2012, 21,7% foi oriunda de fontes renováveis (sendo 16,5% de fonte hidráulica) e 78,3% de combustíveis fósseis e energia nuclear, conforme se mostra na figura 9, a seguir.

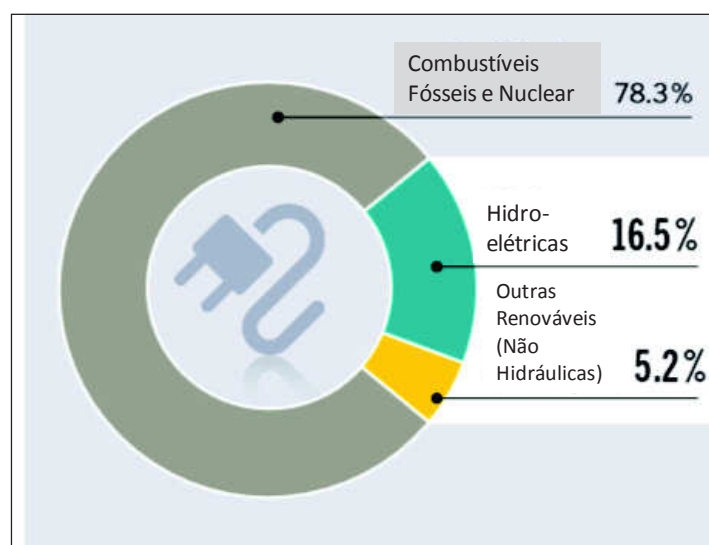


Figura 9 – Participação das Fontes Renováveis na Produção de Energia Elétrica Mundial em 2012 (REN21, 2013).

A produção mundial de energia a partir de fontes renováveis atingiu 4.539 TWh ao final de 2011, devendo chegar a 6.377 TWh em 2017 com uma adição de 713 GW de capacidade instalada, de acordo com as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, 2012) em seu relatório “*Renewable Energy Medium-Term Market Report 2012*”. Os dados são mostrados nas tabelas 1 e 2 a seguir.

Tabela 1 – Projeção de Crescimento da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis 2011-2017 (TWh) (IEA, 2012).

Fonte	Geração de Energia (TWh ano)						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroelétrica	3.644	3.698	3.824	3.962	4.102	4.239	4.378
Bioenergia	308	352	387	421	457	494	532
Eólica	446	527	617	705	807	927	1.065
<i>Onshore</i>	434	509	591	672	765	868	985
<i>Offshore</i>	12	18	26	33	43	58	80
Solar FV	65	102	131	164	198	236	279
Solar CSP	4	6	10	16	21	25	31
Geotérmica	71	73	75	78	82	87	91
Oceânica	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	4.539	4.759	5.045	5.347	5.668	6.009	6.377

Tabela 2 – Projeção de Crescimento da Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis 2011-2017 (GW) (IEA, 2012).

Fonte	Capacidade Instalada (GW)						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroelétrica	1.067	1.103	1.142	1.184	1.223	1.263	1.302
Bioenergia	70	77	85	93	102	110	119
Eólica	234	276	311	350	392	439	490
<i>Onshore</i>	230	270	303	339	378	420	464
<i>Offshore</i>	4	6	8	11	14	20	26
Solar FV	70	91	115	140	167	197	231
Solar CSP	2	3	4	7	8	9	11
Geotérmica	11	11	12	12	13	14	14
Oceânica	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	1.455	1.562	1.670	1.787	1.906	2.033	2.168

O país com maior crescimento no período considerado deverá ser a China, com incremento de 270 GW de capacidade instalada. Seguida dos Estados Unidos com 56 GW e da Índia com 39 GW. O Brasil aparece em 4º lugar, com uma expectativa de crescimento de 32 GW.

Uma das fontes com maior crescimento deverá ser a fotovoltaica com previsão de atingir 230 GW instalados em 2017, sendo 32 GW a participação esperada da China, seguida dos Estados Unidos, com 21 GW e da Alemanha e Japão, com 20 GW cada.

2.5. Participação das Fontes Renováveis na Matriz Energética Brasileira

Do total da energia ofertada no Brasil em 2012, 42,4% foi proveniente de fontes renováveis, o que representa mais que o dobro dos 19% do total mundial. A maior parte referente a biomassa, com 15,4%; seguida da fonte hidráulica, com 13,8%. Dos 57,6% das fontes não renováveis, a maior participação é dos derivados de petróleo, com 39,2%. Seguido do gás natural, com 11,5% (EPE, 2013).

A capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil é atualmente de 124 GW, sendo 64,78% em grandes hidrelétricas, 28,08% em termoeletricas, 3,64% em pequenas centrais hidroelétricas (PCH), 1,7% em eólicas, 1,6% em usinas termonucleares e 0,2% em centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Dessa forma, verificamos que 70,32% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil são a partir de fontes renováveis (ANEEL, 2013).

A produção de energia elétrica no país atingiu 592,8 TWh em 2012, dos quais 79,2% foi proveniente de fonte hidráulica, 7,9% de gás natural, 6,8% de biomassa, 3,3% de combustíveis fósseis, 2,7% de origem nuclear, 1,6% de carvão e derivados e 0,9% de energia eólica. Ou seja, 84,5% da energia elétrica do Brasil é produzida a partir de fontes renováveis. Deve-se destacar o crescimento da energia eólica que passou de 237 GWh em 2006 para 5.050 GWh em 2012 (EPE, 2013).

Na próxima seção, será apresentado um maior detalhamento acerca da fonte de energia renovável solar fotovoltaica, a qual será utilizada nas simulações realizadas nesse trabalho.

2.6. Energia Solar Fotovoltaica

O sol é, indiscutivelmente, a maior e mais abundante fonte de energia para o planeta terra. Diariamente incide sobre a nossa superfície mais energia vinda do sol do que a demanda anual de todos os nossos habitantes (RÜTHER, 2004). Uma das formas de aproveitamento desse potencial energético é a produção de energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico. Conforme mostrado na seção 2.4, essa é uma das fontes renováveis que mais cresceu em capacidade instalada nos últimos anos, com uma taxa média anual de 60% entre 2008 e 2012. A energia solar fotovoltaica alcançou a marca de 100 GW instalados em 2012 e deve atingir, de acordo com as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, 2012), 231 GW instalados em 2017. Nas próximas seções são apresentados os recursos solares no mundo e no Brasil, com especial destaque para a região Nordeste, bem como uma breve descrição do processo de conversão fotovoltaica e de como se processa a conexão na rede.

2.6.1. Recursos Solares no Mundo

A quantificação da energia que diariamente incide sobre o nosso planeta advinda do sol não possui uma formulação precisa, no entanto encontramos na literatura algumas estimativas do potencial da energia solar:

- A terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 10 mil vezes o consumo de energia neste período (CRAVEIRO, 1995);
- O fluxo solar, energia radiante ou potência instantânea total que incide sobre a terra é da ordem de $1,75 \times 10^{17}$ W. O tempo necessário para que incida sobre a terra uma quantidade de energia solar equivalente à demanda energética mundial anual é de 12 minutos. (RÜTHER, 2004);

- Ao todo o sol oferece uma considerável quantidade de energia: cerca de 885 milhões de TWh incidem sobre a superfície da terra anualmente, isso equivale a 6.200 vezes o consumo de energia primária da humanidade em 2008 e 4.200 vezes o consumo estimado para 2.035, de acordo com o cenário proposto pela IEA (IEA, 2011).

O que podemos concluir das diversas estimativas apresentadas é que a energia que nos é enviada diariamente pelo sol teria potencial para suprir toda a necessidade energética do mundo como fonte única de energia num horizonte de muitos anos.

2.6.2. Recursos Solares no Brasil

Para exemplificar o potencial da geração de energia solar no Brasil é comum encontrar uma comparação com a Usina Hidroelétrica de Itaipu, que possui uma área alagada de aproximadamente $1,46 \times 10^9 \text{ m}^2$ para uma capacidade instalada de 14 GW e gerou 91,6 TWh em 2009. Caso essa mesma área fosse coberta por painéis solares fotovoltaicos, estima-se uma capacidade instalada de 146 GW com uma geração de energia próxima a 240 TWh por ano (ZILLES, 2012). Outra estimativa aponta que se cobrindo o lago de Itaipu com módulos solares fotovoltaicos de filmes finos comercialmente disponíveis, seria atingida uma potência instalada de 94,5 GW e seriam gerados em torno de 160 TWh por ano, ou o equivalente a 50% da eletricidade consumida no Brasil em 2002 (RÜTHER, 2004).

Importante observar que esses exemplos servem apenas como referências quantitativas e não alternativas reais de fato, uma vez que seriam necessárias diversas avaliações de outros parâmetros e aprofundamento de estudos para uma comparação definitiva. O fato é que o Brasil possui uma condição privilegiada em relação aos demais países do mundo no que diz respeito ao potencial de aproveitamento da energia solar. Isso acontece em função da sua extensa área territorial e de sua posição geográfica. Em especial na região Nordeste do país, encontram-se níveis de insolação diárias comparáveis a regiões desérticas de Dagget na Califórnia e de Dongola na África, consideradas como umas das melhores do mundo para aproveitamento da energia solar, com a vantagem para o Nordeste

Brasileiro de possuir maior regularidade na radiação ao longo do ano. A tabela 3 a seguir mostra a radiação solar diária para algumas localidades do Brasil e do mundo.

Tabela 3 – Radiação Solar Diária para diversas localidades do mundo (TIBA, 2000).

Localidade	Latitude	$H_{h(\text{mínimo})}$ (MJ/m ²)	$H_{h(\text{máximo})}$ (MJ/m ²)	$H_{h(\text{anual})}$ (MJ/m ²)	$H / H_{h(\text{max.}) h(\text{min})}$
Dongola-Sudão	19°10'	19,1(Dez)	27,7(Mai)	23,8	1,4
Dagget - USA	34°52'	7,8(Dez)	31,3(Jun)	20,9	4,0
Belém-PA-Brasil	1°27'	14,2(Fev)	19,9(Ago)	17,5	1,4
Florianópolis-PI-Brasil	6°46'	17,0(Fev)	22,5(Set)	19,7	1,3
Petrolina-PE-Brasil	9°23'	16,2(Jun)	22,7(Out)	19,7	1,4
B. J. da Lapa -BA - Brasil	13°15'	15,9(Jun)	21,1(Out)	19,7	1,3
Cuiabá--MT-Brasil	15°33'	14,7(Jun)	20,2(Out)	18,0	1,4
B. Horizonte-MG-Brasil	19°56'	13,8(Jun)	18,6(Out)	16,4	1,3
Curitiba-PR-Brasil	25°26'	9,7(Jun)	19,4(Jan)	14,2	2,0
P. Alegre-RS-Brasil	30°1'	8,3(Jun)	22,1(Dez)	15,0	2,7

Importante registrar que no ano de 2000 foi concluída a elaboração do Atlas Solarimétrico Brasileiro, que a partir de informações coletadas em mais de 500 estações de medição espalhadas por todo o país, sistematizou os dados de radiação solar global diária e insolação diária em bases médias mensal e anual.

Os resultados das medições realizadas no decorrer da elaboração do Atlas mostram que a radiação solar global diária, **média mensal**, no Brasil varia entre 8 e 22 MJ/m².dia, possuindo um período de mínimo no trimestre maio-junho-julho, onde as estações solarimétricas registram intensidade de radiação na faixa de 8 e 18 MJ/m².dia. A região de máxima (18 MJ/m².dia) compreende o leste do estado de Pará, oeste dos estados de Ceará e Bahia e a fronteira sul do estado da Bahia. A região de mínima (8 MJ/m².dia) está localizada ao sul do estado de Rio Grande do Sul (TIBA, 2000).

Já no trimestre outubro-novembro-dezembro, observa-se que as estações solarimétricas registraram intensidades de radiação acima de 16 MJ/m².dia, atingindo um valor **máximo** de 24 MJ/m².dia. Neste período, ocorre um centro de máxima de 24 MJ/m².dia em uma região pequena do centro-oeste do Rio Grande do Sul e valores de 22 MJ/m².dia em uma região relativamente vasta do Nordeste do

Brasil. Neste período a tendência de mínima de $16 \text{ MJ/m}^2\text{.dia}$ ocorre na vastíssima região Amazônica (TIBA, 2003).

Destaca-se ainda que a região oeste do estado da Paraíba possui excelentes condições de radiação solar e insolação diárias, conforme registrado no Atlas Solarimétrico do Brasil. Nas figuras 10 e 11 a seguir é possível verificar que a média anual de radiação solar diária naquela região é de 20 MJ/m^2 dia e média anual da insolação diária é de 8 horas.

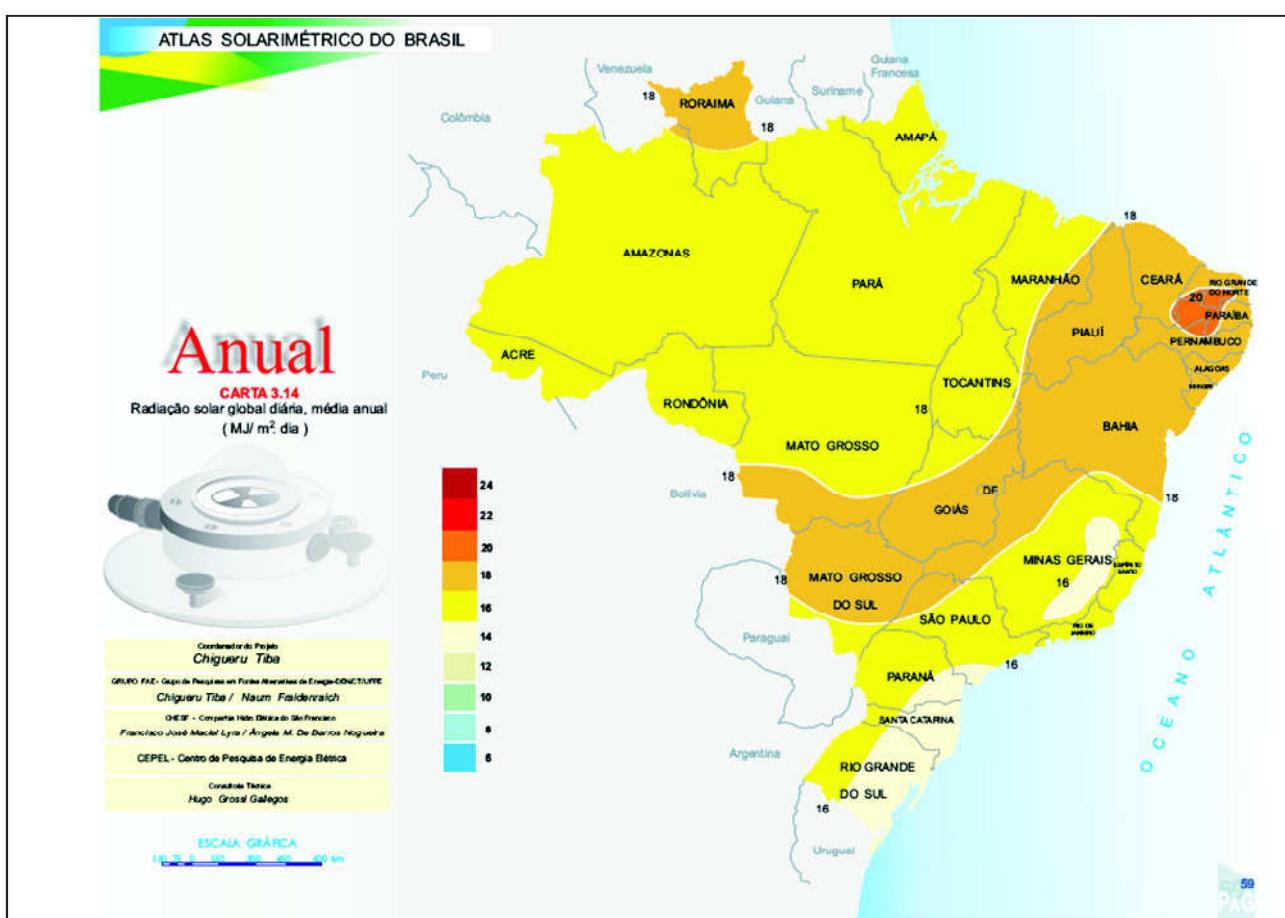


Figura 10 – Brasil – Radiação Solar diária, média anual ($\text{MJ/m}^2\text{.dia}$) (TIBA, 2000).

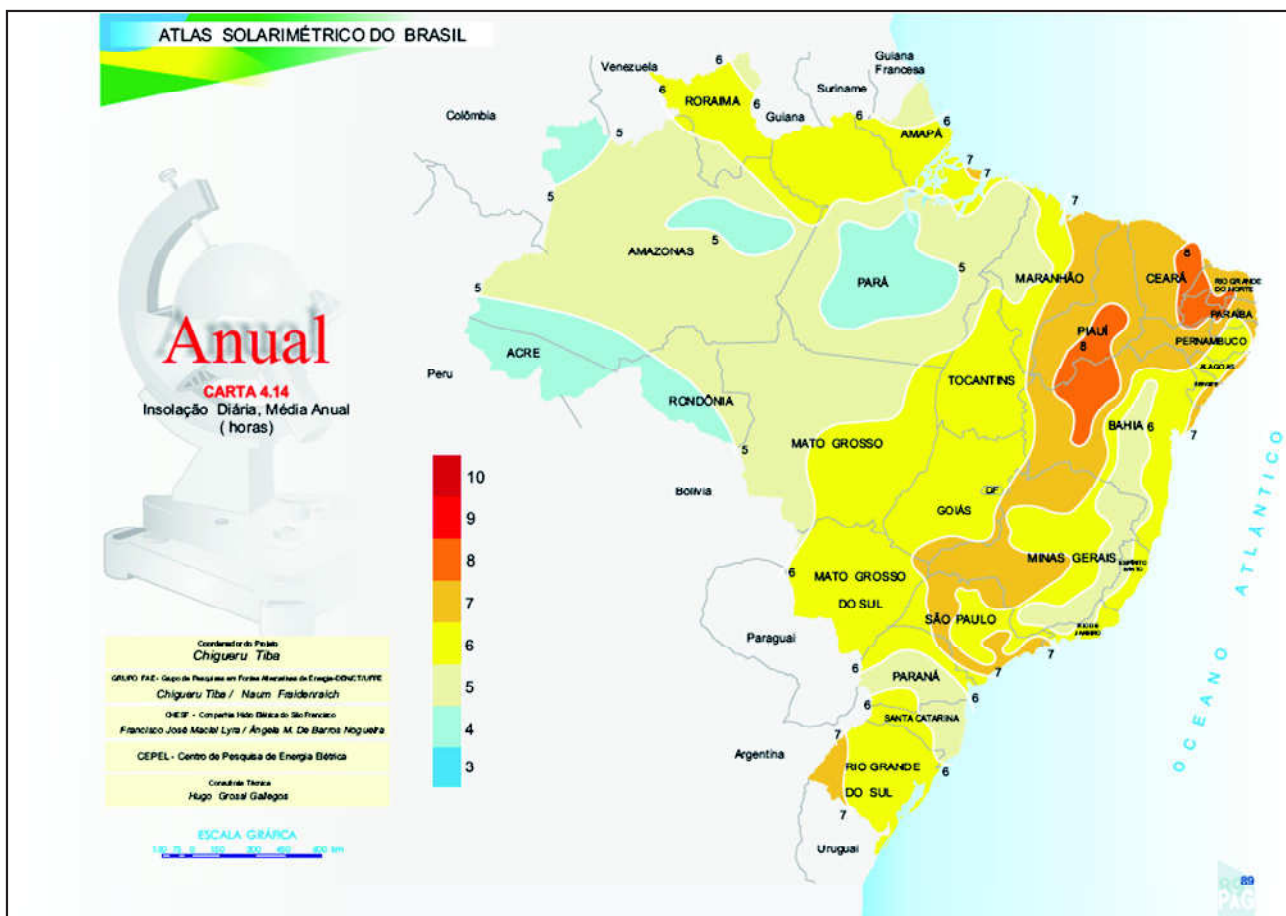


Figura 11 – Brasil – Insolação Diária, Média Anual (horas) (TIBA, 2000).

Pela análise dos mapas apresentados nas figuras 10 e 11, é possível concluir que a região Oeste do Estado da Paraíba possui uma condição altamente favorável para a exploração do seu potencial de geração de energia a partir do sol. Como mostrado no capítulo anterior, essa exploração pode acontecer pela utilização de sistemas heliotérmico ou fotovoltaicos. Na próxima seção, apresenta-se o processo de conversão fotovoltaico, objeto de estudo desse trabalho.

2.6.3. Conversão Fotovoltaica

O processo de transformação da radiação luminosa em energia elétrica é conhecido como efeito fotovoltaico. Existe um consenso na literatura sobre quem primeiro observou esse fenômeno: o físico francês Edmond Becquerel em 1839. O efeito fotovoltaico acontece em determinados materiais semicondutores, que possuem a

capacidade de absorver a energia contida nos fótons e transformá-la em eletricidade, sendo, portanto, uma característica física intrínseca ao material.

Os elementos semicondutores mais utilizados para a conversão fotovoltaica são o silício monocristalino, policristalino e amorfo. Duas razões são apontadas para o domínio do silício na indústria fotovoltaica: o fato da microeletrônica ter desenvolvido progressivamente a tecnologia para sua utilização e a sua abundância na natureza (ZILLES, 2012).

Cada um dos materiais citados anteriormente possuem características que lhe trazem vantagens e desvantagens, conforme descrição a seguir:

- Silício Monocristalino

O monocristal é obtido a partir de um banho de silício fundido de alta pureza com um processo produtivo extremamente controlado. Como as temperaturas envolvidas nesse processo são da ordem de 1400°C, o consumo de energia é muito alto e o tempo necessário para que o módulo resultante gere energia equivalente à utilizada em sua fabricação é superior a dois anos.

- Silício Policristalino

O silício policristalino apresenta menor eficiência de conversão em relação ao monocristalino, com a vantagem de um menor custo de produção. O material de partida é o mesmo que para o silício monocristalino, porém o processo de produção mais simplificado resulta um material menos eficiente do que o silício monocristalino em termos de conversão fotovoltaica. Nos últimos anos, a participação do silício policristalino no mercado fotovoltaico mundial tem crescido em detrimento do monocristalino, e atualmente é utilizado por mais de 50% da produção mundial de painéis fotovoltaicos.

- Silício Amorfo

Essa tecnologia fotovoltaica produz filmes finos, tendo sido utilizados pela primeira vez em células solares na década de 70. Atualmente, é muito empregada em calculadoras, relógios e outros produtos de reduzido consumo elétrico. Os filmes finos conseguem ser mais eficientes que os demais sob iluminação artificial e sob radiação difusa como a que predomina em dias com céus encobertos. O seu processo de produção ocorre a temperaturas relativamente baixas ($< 300^{\circ}\text{C}$). O tempo necessário para recuperação da energia empregada na sua fabricação, que atualmente está em torno de um ano, é outro atrativo desta tecnologia. Ao contrário das outras tecnologias fotovoltaicas, não apresenta redução na potência com o aumento da temperatura de operação, sendo uma vantagem nas aplicações em países de climas quentes como o Brasil. Representa atualmente por cerca de 10% a 15% da produção mundial de painéis fotovoltaicos.

A tabela 4 traz um resumo comparativo das principais vantagens e desvantagens dos três principais tipos de material utilizados para a fabricação das células solares fotovoltaicas, além das eficiências observadas nos painéis disponíveis comercialmente e em laboratório.

Tabela 4 – Comparação dos tipos de células fotovoltaicas (BONHAGEN, 2013).

Tipo de Célula	Vantagens	Desvantagens	Eficiência Disponível Comercialmente	Eficiência em Laboratório
Monocristalina	Alta Eficiência	Processo de produção dispendioso	13% a 16%	25%
Policristalina	Menor custo de produção	Requer maior área que as células monocristalinas	11% a 15%	20%
Amorfa (Filme Fino)	Menor utilização de material devido à espessura das camadas (μm)	Baixa Eficiência	5% a 8%	13%

A eficiência da conversão das células é medida em percentual (%) e expressa a relação entre a potência elétrica útil da célula e a potência da radiação solar incidente, quanto mais elevado o seu valor, melhor o aproveitamento da energia solar disponível.

As células fotovoltaicas são fabricadas com lâminas de silício com área entre 50 cm^2 e 150 cm^2 e espessura entre 0,2 mm e 0,3 mm. Elas são capazes de gerar sua máxima potência numa condição de sol de 1.000 W/m^2 e temperatura de célula de 25 C , com uma corrente na ordem de 32 mA/cm^2 , que corresponde a uma corrente de 1,5 A para as células de 50 cm^2 até 4,5 A para as células de 150 cm^2 , numa tensão de 0,46V a 0,48V. As células podem ser agrupadas em série e paralelo para fornecerem a tensão e corrente desejada, sendo comum a associação de 36 células em série para geração de energia em 12 Vcc. A figura 12 a seguir mostra um exemplo de célula fotovoltaica.



Figura 12 – Célula Fotovoltaica.

O agrupamento de células encapsulado forma o módulo ou painel fotovoltaico, que normalmente é composto por um polímero transparente e isolante aplicado diretamente sobre as células, uma cobertura de vidro temperado e antirreflexivo, uma outra cobertura de polifluoreto de vinila, uma caixa de conexões e uma estrutura metálica para sustentação do conjunto. A figura 13 a seguir mostra um exemplo de painel fotovoltaico.



Figura 13 – Painel Solar Fotovoltaico.

Para gerar potências mais elevadas, os painéis podem ser agrupados em módulos interconectados, formando os parques ou fazendas solares como a do exemplo mostrado na figura 14.



Figura 14 – Fazenda Solar Liebrose em Brandeburgo, Alemanha.

O parque solar Lieberose, localizado em Brandemburgo, na Alemanha, possui uma capacidade instalada de 53 MW distribuída em 162 hectares, com 700 mil módulos solares.

2.6.4. Conexão à rede

Os parques solares de grande porte, como o mostrado na figura 14, são alternativas de geração de energia elétrica a partir de uma fonte renovável com baixo impacto ambiental e reduzido custo de manutenção. No entanto, possuem um perfil de geração que depende do recurso solar, que é até certo ponto previsível, porém não pode ser controlado.

A capacidade máxima de produção dos parques solares normalmente é expressa em Wp (Watt pico) e corresponde a soma das potências dos módulos que o constituem. Sabendo-se, no entanto, que a potência efetivamente entregue por eles varia conforme o nível de insolação e a temperatura do ambiente a que são submetidos. Além disso, a medida em Wp representa a potência fornecida nas condições padrão, irradiância de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula 25°C e Massa de Ar $AM = 1,5^1$, o que normalmente não é obtido nas condições reais de utilização.

A melhor alternativa para conexão dos parques solares é diretamente na rede elétrica, pois evita o uso de acumuladores de energia (baterias) que são itens que encarecem o processo de produção de energia, possuem alto impacto ambiental e necessitam de manutenção constante.

¹ Indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso, num determinado momento. $AM=1$ quando a posição do sol é perpendicular, isto ocorre no equador ao meio dia, no início da primavera ou do outono. Como média anual para a Europa, utiliza-se uma massa de ar de 1,5.

Os sistemas fotovoltaicos conectados diretamente à rede são formados pelo gerador fotovoltaico, inversor e rede elétrica local. O primeiro gera a energia em corrente contínua, que será condicionada na unidade de potência e transformada para corrente alternada para ser diretamente transferida à rede elétrica. O inversor pode ser considerado o coração do sistema fotovoltaico e a sua escolha deve levar em conta características como: nível de tensão e corrente, eficiência da conversão, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança (ZILLES, 2012).

Para simular os efeitos da conexão dos parques solares diretamente à rede de distribuição em 69 kV será apresentado ao longo desse trabalho um modelo da geração solar fotovoltaica em termos de energia ativa e reativa médias horárias entregues ao sistema para cada um dos meses do ano.

3 FLUXO DE POTÊNCIA E OTIMIZAÇÃO

3 FLUXO DE POTÊNCIA E OTIMIZAÇÃO

Nesse capítulo são apresentadas as formulações e fundamentações teóricas dos métodos de fluxo de potência e otimização, utilizados no decorrer desse trabalho.

3.1. Fluxo de Potência

Conforme mostrado na seção 2.6.2, o oeste do Estado da Paraíba possui excelentes níveis de radiação solar e insolação diária, indicando um potencial elevado de aproveitamento dessa fonte renovável de energia. Possui também um sistema de distribuição de energia elétrica em 69 kV capaz de absorver uma considerável quantidade de geração sem necessidade de reforço.

Com o objetivo de simular os efeitos em regime permanente da conexão de centrais solares fotovoltaicas no sistema de distribuição daquela região, objetivo desse trabalho, será necessária a análise da rede de distribuição 69 kV que atende aquela região, por meio da solução do fluxo de potência antes e depois da conexão das centrais.

A solução do problema de análise de rede para sistemas elétricos de potência envolve a resolução de um sistema de equações não lineares que vai determinar as grandezas elétricas em regime permanente para uma dada condição de operação (carga e geração) do sistema. O primeiro programa de fluxo de carga que teve sucesso foi desenvolvido por Ward e Hale utilizando o método iterativo de Newton modificado (BROWN, 1977).

A partir daí, vários métodos iterativos foram propostos, sendo, atualmente, o método de Newton-Raphson e suas variações o mais popular deles. Nesse trabalho será utilizado o método de Newton-Raphson, pois é, segunda a literatura especializada, o que apresenta melhor desempenho para redes de transmissão e sub-transmissão, como é o caso do sistema em estudo (CANOSSA, 2007).

Uma comparação realizada com o método de Gauss-Seidel, aplicado ao sistema tratado nesse trabalho, mostrou que o método de Newton-Raphson necessitou de 5 iterações para atingir a solução do fluxo de potência do sistema em estudo, enquanto o de Gauss-Seidel levou 40 iterações para uma mesma tolerância.

O fluxo de potência possui como dados de entrada a topologia do sistema estudado, representada pela resistência e reatância indutiva e capacitiva das linhas, bem como os valores de carga e geração representados pelas potências ativa e reativa líquidas injetadas em cada barra. Apresenta-se como saída as seguintes grandezas elétricas:

- Tensão nas barras (módulo e fase);
- Correntes nas linhas;
- Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas; e
- Perdas ativas e reativas nas linhas.

3.1.1.Método Newton-Raphson

Conforme relatado na seção 3.1, para a solução do problema do fluxo de potência do sistema em estudo será utilizado o método de Newton-Raphson, que consiste na solução de um sistema de equações partindo-se de uma aproximação inicial para a solução e no cálculo das demais variáveis a partir dessa aproximação. No caso do fluxo de potência, como algumas das variáveis a serem determinadas são as tensões nas barras, uma boa aproximação inicial é adotar todas as não conhecidas com magnitude igual a 1,00 pu e ângulo de fase de 0°.

O método de Newton-Raphson parte da aplicação da lei de Kirchhoff para as barras da rede. As injeções de potência ativa e reativa na barra k podem ser expressas por:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.2)$$

Onde:

G – Matriz de condutância nodal do sistema (Parte real da matriz Y);

B – Matriz susceptância nodal do sistema (Parte imaginária da matriz Y).

As equações (3.1) e (3.2) apresentam 4 variáveis por barra: potência ativa, potência reativa, módulo e ângulo de fase da tensão na barra.

Essas variáveis podem se apresentar como incógnitas ou dados de entrada, a depender do tipo de barra: Barra de carga (PQ), Barra de tensão controlada (PV) ou Barra de Swing (Vθ).

Para obter-se o estado da rede é preciso então conhecer os valores de módulo e ângulo de fase das tensões de todas as barras do sistema. Tem-se assim, para cada barra, duas equações de potência nodal e duas variáveis conhecidas. As demais variáveis serão encontradas por meio do método de Newton-Raphson, a partir do seguinte sistema de equações:

$$P_k - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (3.3)$$

$$Q_k - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (3.4)$$

O método consiste em dividir a resolução do problema em dois subsistemas, um para calcular por meio iterativo as variáveis de estado V e θ para as barras do tipo PQ e θ para as barras do tipo PV e outro para calcular diretamente, isto é, sem necessidade de processo iterativo, as potências nodais (P e Q) de todas as barras do sistema.

Para o primeiro subsistema, as barras do tipo Vθ já possuem valores conhecidos, portanto não entram na solução. Apenas as barras do tipo PQ e PV são consideradas.

Chamando de P_k^{esp} e Q_k^{esp} os valores conhecidos de P e Q nas barras, o objetivo é resolver:

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (3.5)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (3.6)$$

As incógnitas para esse subsistema são:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Onde θ é o vetor de ângulos de fase das tensões e V é o vetor dos módulos das tensões. Reescrevendo o sistema, temos:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc} \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} \quad (3.9)$$

Onde:

- ΔP_k e ΔQ_k são os resíduos de potência ativa e reativa de cada barra;
- P_k^{esp} e Q_k^{esp} são os valores conhecidos de P e Q ; e
- P_k^{calc} e Q_k^{calc} são os valores calculados de P e Q por meio das equações (3.1) e (3.2);

Pelo método de Newton, para cada iteração k , tem-se:

$$g(x^k) = -J(x^k) \cdot \Delta x^k \quad (3.10)$$

Onde J é a matriz Jacobiana das derivadas de $g(x)$ e Δx é o vetor de correção de estado.

Aplicando o método de Newton para solução do sistema em estudo, na forma matricial temos:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(k)} x \begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Onde:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad (3.12)$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (3.13)$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (3.14)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (3.15)$$

Os elementos das submatrizes H, N, M e L são dados por:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \quad (3.16)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \quad (3.17)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \quad (3.18)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \quad (3.19)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \quad (3.20)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \quad (3.21)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \quad (3.22)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \quad (3.23)$$

A atualização das variáveis de estado acontece da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(k)-1} x \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

A convergência acontece quando $\max\{|\Delta P|\} < \varepsilon_p$ e $\max\{|\Delta Q|\} < \varepsilon_q$.

Seguindo o método apresentado, descreve-se abaixo um algoritmo simplificado para a solução do problema:

- 1) Montar a matriz Y do sistema;
- 2) Estabelecer condições iniciais para V e θ ;
- 3) Calcular ΔP^k e ΔQ^k e verificar convergência;
- 4) Fazer $k=k+1$;
- 5) Calcular os elementos das matrizes H, N, M e L e montar a matriz Jacobiana;
- 6) Solucionar o sistema linearizado representado pela equação (3.24)

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(k)-1} x \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix}$$

- 7) Atualizar a solução do problema

$$\begin{bmatrix} \theta^{k+1} \\ V^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^k \\ V^k \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

- 8) Voltar para o passo 3

No capítulo 4 serão detalhados a metodologia e os parâmetros utilizados nas simulações de fluxo de potência realizadas nesse trabalho.

3.2. Algoritmos Genéticos

Apresenta-se a seguir a fundamentação teórica do método de otimização conhecido como Algoritmo Genético (AG). Esta técnica qual foi escolhido para ser utilizado na solução do problema de alocação das centrais fotovoltaicas, objeto desse trabalho, em função da sua robustez e capacidade de lidar com um grande número de variáveis.

3.2.1.Introdução

Os AGs são técnicas de otimização baseadas na teoria da Seleção Natural de Charles Darwin, a qual deduz que os indivíduos mais aptos de uma população possuem mais chance de sobreviver e produzir descendentes.

Introduzidos por Holland em 1975 com o objetivo de formalizar matematicamente e explicar rigorosamente processos de adaptação em sistemas naturais e desenvolver sistemas artificiais que retenham os mecanismos originais encontrados em sistemas naturais (KAGAN, 2009).

Apresenta-se como uma técnica robusta e com capacidade de lidar com sucesso com problemas em um amplo escopo de áreas, incluindo casos onde os métodos tradicionais falham (SAAVEDRA, 2002).

3.2.2.Vantagens

Várias são as vantagens apontadas pela literatura técnica para a utilização dos algoritmos genéticos em relação aos métodos clássicos de otimização, destacam-se as seguintes (KAGAN, 2009):

- Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros, e não com os parâmetros propriamente ditos;
- Trabalham a partir de uma população de soluções alternativas e não a partir de uma alternativa única;
- Utilizam de informação da função objetivo e não de suas derivadas ou de informações auxiliares; e
- Utilizam regras de transição probabilísticas para busca no espaço de soluções e não regras determinísticas.

Já Lacerda (2013) apresenta as seguintes qualidades para os algoritmos genéticos:

- Funcionam tanto com parâmetros contínuos como discretos ou uma combinação deles;
- Realizam buscas simultâneas em várias regiões do espaço de busca, pois trabalham com uma população e não com um único ponto;
- Utilizam informações de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- Não é necessário conhecimento matemático aprofundado do problema considerado;
- Otimizam um número grande de variáveis;
- Otimizam parâmetros de funções objetivos com superfícies complexas e complicadas, reduz ainda a incidência de mínimos locais;
- Adaptam-se bem a computadores paralelos;
- Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- Fornecem uma lista de parâmetros ótimos e não uma simples solução;
- Trabalham com dados gerados experimentalmente e são tolerantes a ruídos e dados incompletos;
- São fáceis de serem implementados em computadores;
- São modulares e portáteis, no sentido que o mecanismo de evolução é separado da representação particular do problema considerado. Assim, eles podem ser transferidos de um problema para outro; e
- São flexíveis para trabalhar com restrições arbitrárias e otimizar múltiplas funções com objetivos conflitantes.

Das vantagens apresentadas, depreende-se que se trata de um método de otimização bastante robusto, fácil de implementar e adaptável a um grande leque de problemas que não encontram solução nas técnicas clássicas de otimização.

3.2.3.Princípio de Funcionamento

De maneira geral, o processo se inicia com a definição da função objetivo, que vai medir a adequação das soluções; segue com a geração da população inicial de

cromossomos (possíveis soluções), o que, via de regra, é feito de maneira randômica. Acontece então o cálculo da adequação, onde cada um dos cromossomos é avaliado pela função objetivo (*fitness function*) e recebe uma nota proporcional ao resultado da aplicação da função.

Os indivíduos mais adequados são então selecionados e aplicam-se a eles os operadores: reprodução, cruzamento e mutação. A partir daí, são gerados descendentes para uma próxima geração. O processo é repetido até que os critérios de convergência ou o número máximo de gerações sejam atingidos.

Um diagrama de blocos simplificado é mostrado na figura 15.

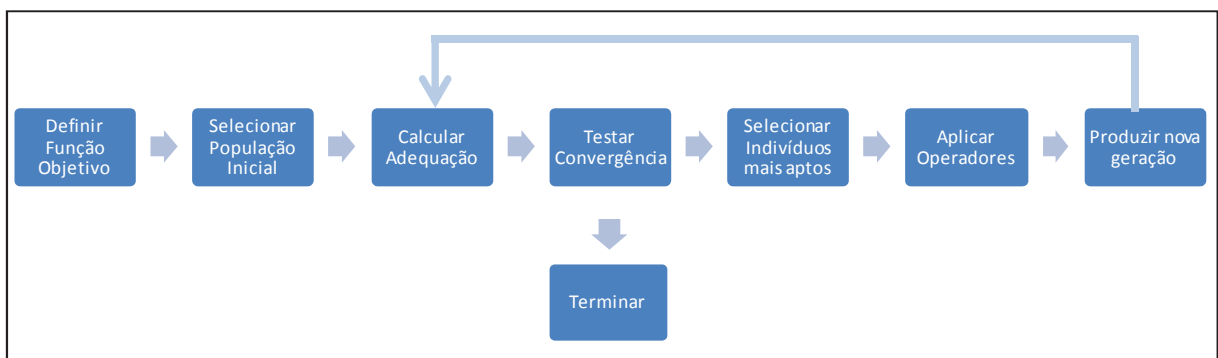


Figura 15 – Diagrama de Blocos Simplificado da implementação do Algoritmo Genético.

Uma versão básica da operação de um algoritmo genético é descrita a seguir (MELLIT, 2008):

Passo 1: Definir uma função objetivo, que indica a adequação de qualquer solução potencial;

Passo 2: Selecionar uma representação ou codificação apropriada e escolher operadores genéticos em conformidade;

Passo 3: Escolher aleatoriamente uma população inicial de P cromossomos individuais (possíveis soluções do problema);

Passo 4: Determinar o resultado da função objetivo (adequação) para cada cromossomo individual;

Passo 5: Atribuir uma probabilidade de reprodução para cada indivíduo;

Passo 6: Gerar uma nova população, selecionando indivíduos da população atual de acordo com probabilidades atribuídas de reprodução. Os indivíduos selecionados geram descendentes por meio do uso de operadores genéticos tais como cruzamento e mutação com as respectivas probabilidades.

Passo 7: Se um critério de parada for atingido, parar. Caso contrário, repetir a partir do passo (6).

Observa-se que o algoritmo descrito não demanda uma elevada complexidade na sua implementação, além do que, pode ser generalizado para aplicação em diversas categorias de problemas.

3.2.4. Parâmetros

Os principais parâmetros a serem estabelecidos para a aplicação do algoritmo genéticos são (SAAVEDRA, 2002):

- Tamanho da população, que deve variar entre 50 e 100 indivíduos, pois valores menores podem levar a uma convergência prematura;
- Tamanho do indivíduo, que está relacionado com a quantidade de variáveis para cada uma das possíveis soluções, aconselha-se que seja a menor possível;
- Taxas de probabilidade de cruzamento que variam de 20% a 60% e taxas de mutação, variando entre 0,1% a 0,5%; e
- Número máximo de gerações, que depende da precisão especificada, a partir de 50 a 100 gerações já se encontram soluções bem aproximadas.

A escolha dos parâmetros também depende do problema. Quanto maior o espaço de busca, mais complicada se torna a convergência.

3.2.5. Operadores

Os principais operadores que se aplicam no desenvolvimento do algoritmo genético são os seguintes:

- Reprodução – Processo pelo qual os indivíduos são copiados para a geração futura em função de sua função de avaliação, os mais aptos são mantidos e os menos aptos são descartados;
- Cruzamento – Por meio do cruzamento (*crossover*), dois indivíduos trocam parte de seus genes entre si, dando origem a dois novos indivíduos; e
- Mutação – Injeta de forma aleatória nova informação nos indivíduos por meio de alterações cromossômicas, dessa forma explora novos espaços de busca não atingidos pela população inicial e evita uma convergência prematura decorrente de um mínimo local.

Os operadores são de fácil implementação e são responsáveis por realizar as operações que imitam, de certa forma, fenômenos da natureza, como a teoria da seleção natural de Darwin (KAGAN, 2009).

3.2.6. Revisão Bibliográfica

A alocação otimizada de geração distribuída utilizando algoritmos genéticos ou evolutivos, já foi tratada por alguns autores:

Souza (2009) apresentou proposta para se definir qual o melhor ponto de conexão da Geração Distribuída na Rede de Distribuição a qual ela será ligada, de modo a trazer benefícios para o sistema como um todo, tais como: diminuição de perdas, de violações no perfil de tensão e de sobrecarga nas linhas. O problema de otimização foi resolvido pela técnica dos Algoritmos Genéticos aliada a um Fluxo de Potência Ótimo, a fim de contornar problemas de condicionamento numérico de redes radiais extensas. Os resultados da metodologia foram apresentados utilizando uma rede de distribuição, puramente radial de 70 barras.

Nunes (2012) apresenta um conjunto de algoritmos, cujo objetivo é a determinação da capacidade máxima de energia que é possível integrar numa rede de energia

elétrica, seja num único nó ou em vários nós simultaneamente. Os algoritmos utilizados basearam-se em busca gaussiana, em uma heurística que leva em consideração a proximidade de outras injeções em nós adjacentes e finalmente, na aplicação de algoritmos genéticos especificamente adaptados ao problema, concluindo que os algoritmos genéticos possuem características que lhes permitem ser aplicados em qualquer topologia com resultados superiores a todos os algoritmos desenvolvidos.

Prado (2013) apresenta um algoritmo de otimização capaz de dar suporte ao planejador de redes de distribuição, quanto às tomadas de decisão referente ao ponto ideal de conexão de uma GD previamente determinada, visando a redução das perdas de potência ativa no sistema de distribuição, baseada no algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB). A metodologia proposta foi aplicada em quatro sistemas de distribuição, contendo 10, 34, 70 e 126 nós, analisando a inserção de uma e de duas unidades de GD em cada sistema. Seu desempenho foi comparado com um algoritmo de busca exaustiva. Nos resultados obtidos para os sistemas de 34, 70 e 126 nós quando considerada a alocação de 2 unidades de GD, o AGBC encontrou a resposta quase 5 vezes mais rápido do que o algoritmo de busca exaustiva.

Coelho (2013) propõe a alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica com a localização ótima para instalação de centrais geradoras distribuídas no sistema e a quantidade de potência que deverá ser injetada por estas centrais, de modo a minimizar as perdas técnicas inerentes aos sistemas de distribuição. A técnica de otimização empregada se baseia na ecolocalização de morcegos e foi desenvolvida em 2010 pelo pesquisador Xin-She Yang. Utilizando-se três sistemas teste, de trinta e três, de cinquenta e de sessenta e nove barras, foram realizados testes com alocação exclusiva de potência ativa e reativa, e também alocação simultânea destes dois tipos de potência, sendo que os resultados obtidos foram comparados com resultados presentes na literatura especializada. Além das perdas, fatores como perfil de tensão resultante nas barras e trajetória de convergência do algoritmo inspirado na ecolocalização de morcegos foram analisados para a avaliação da metodologia de otimização.

No entanto, nenhum deles utilizou um sistema de distribuição com dados reais de topologia e carregamento para alocação de geração distribuída como o utilizado nesse trabalho.

A implementação do algoritmo genético aplicado ao problema de alocação das centrais solares fotovoltaicas, a partir da Toolbox de Otimização do MATLAB[®], será descrita a seguir no capítulo 4.

4 IMPLEMENTAÇÃO

4 IMPLEMENTAÇÃO

4.1. Fluxo de Potência

A seguir, apresenta-se a implementação da solução do fluxo de potência, descrevendo a caracterização do sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba, a representação e dados das cargas, e a representação e dados de geração utilizados nesse trabalho.

Em função do comportamento da geração solar fotovoltaica, cuja potência entregue é proporcional ao nível de radiação solar incidente nos painéis, que varia ao longo do dia e no decorrer dos meses do ano, o fluxo de potência utilizado nesse trabalho percorre 288 pontos de operação do sistema, correspondentes a 24 horas de um dia médio para cada um dos meses do ano (24 horas x 12 meses).

4.1.1. Caracterização do Sistema

O sistema de distribuição do oeste do estado da Paraíba tem característica radial e é formado por um ponto de suprimento derivado da subestação 230/69 kV Coremas de propriedade da CHESF. Possui 20 subestações rebaixadoras 69/13,8 kV e 26 linhas de transmissão 69 kV, de propriedade da Energisa Paraíba, conforme diagrama unifilar e eletrogeográfico a seguir representados nas figuras 16 e 17.

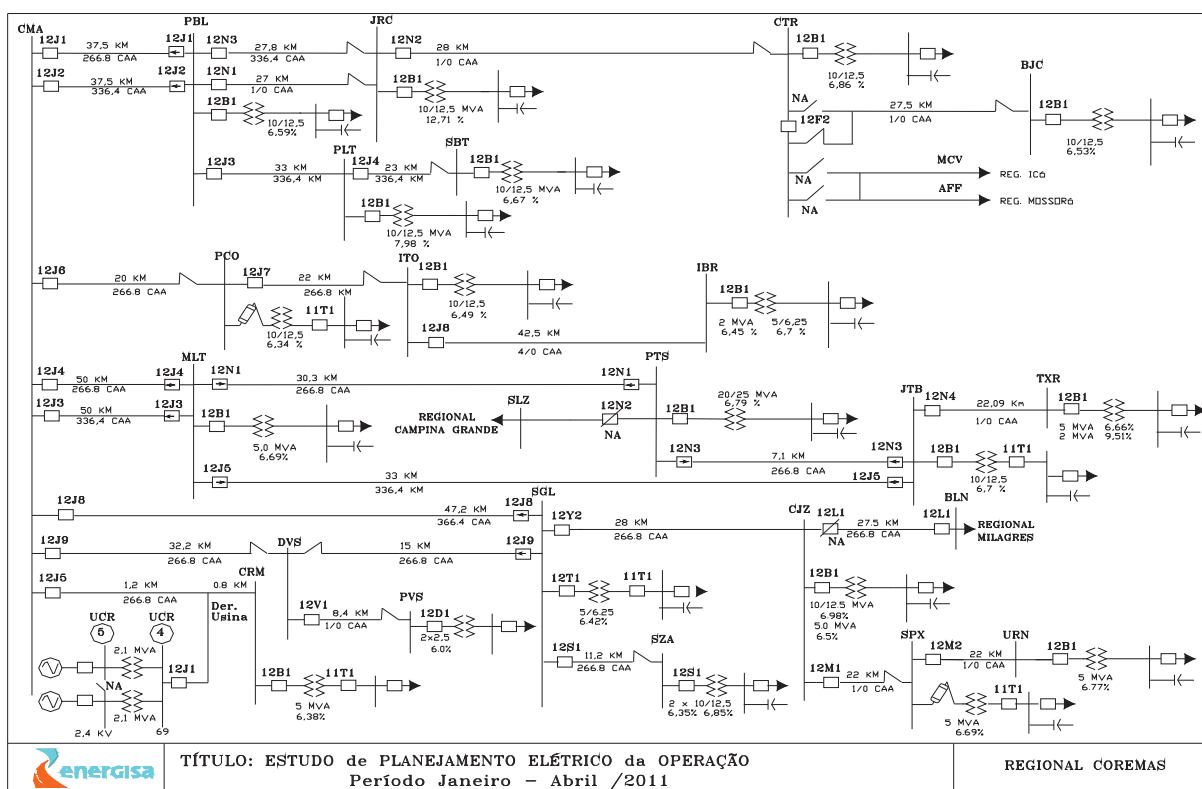


Figura 16 – Diagrama Unifilar do Sistema (Fonte: Energisa Paraíba).

Para efeito de simplificação, nesse trabalho as cargas foram consideradas conectadas diretamente no sistema no nível de tensão de 69 kV, sem a representação dos transformadores de potência.

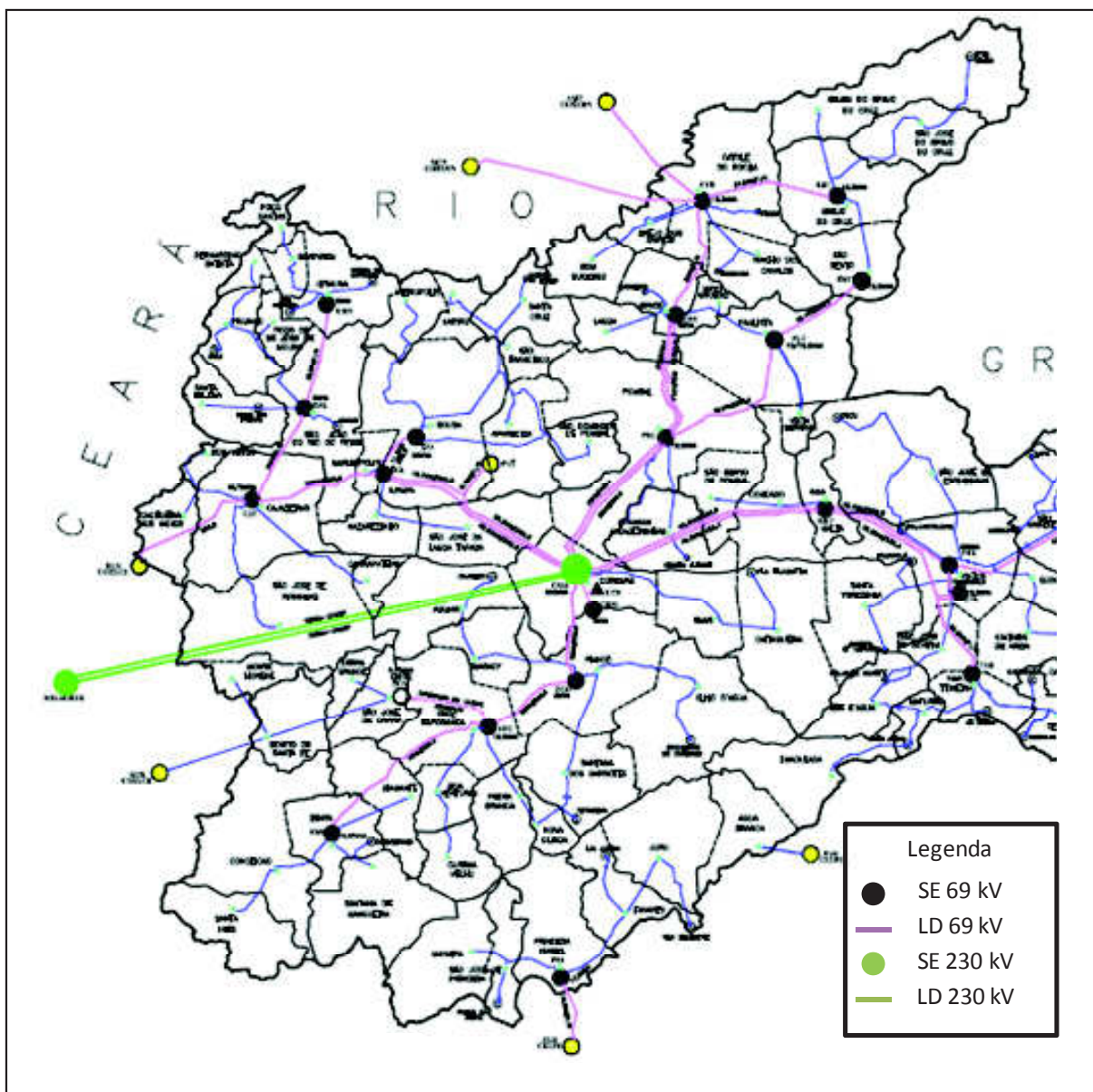


Figura 17 – Diagrama Eletrogeográfico do Sistema (Fonte: Energisa Paraíba).

4.1.2. Representação das Linhas

As linhas de distribuição 69 kV que compõem o sistema modelado possuem comprimento máximo de 50 km, sendo, portanto, consideradas linhas curtas (< 80 km). Logo, podem ter as suas capacitâncias shunt desprezadas e serem representadas apenas pelas suas resistências em série R e suas indutâncias em série L , na forma $Z = R + j\omega L$ (STEVENSON, 1986). As linhas conectadas em paralelo são representadas pela sua impedância equivalente.

4.1.3. Representação das Cargas

Para efeito dessa simulação, as cargas do sistema são representadas como 100% potência constante e conectadas diretamente no sistema de 69 kV, sem a representação dos transformadores de potência. Os valores médios horários de potência ativa e reativa da carga, registrados em cada uma das subestações, para cada um dos meses do ano foram obtidos a partir das curvas de carga da base de dados histórica do sistema de medição e aquisição de dados (SCADA) da concessionária de distribuição de energia elétrica local, tendo como referência o ano de 2013.

4.1.4. Representação da Geração Solar Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica é representada por uma injeção de potência ativa de fator de potência unitário, conectada diretamente na barra de 69 kV das subestações existentes no sistema. A intensidade da potência injetada varia ao longo do dia e no decorrer do ano em função dos níveis de radiação solar em KW/m^2 . Os valores da intensidade da geração solar fotovoltaica para cada um dos meses do ano foram obtidos a partir da base dados do sistema HOMER (NREL, 2013), para a cidade de Campina Grande, tendo como referência o ano de 2013.

4.1.5. Dados das Linhas

Os valores de resistência elétrica e raio médio geométrico das linhas foram obtidos a partir da tabela de grandezas informadas pelo fabricante dos cabos apresentada no Anexo 1.

Para o cálculo da reatância indutiva foi considerado que 50% da linha possui geometria horizontal e 50% da linha possui geometria triangular, em função do padrão construtivo utilizado para essas linhas, conforme mostra a tabela 5.

Tabela 5 – Distância Média Geométrica das Linhas (m).

Geometria	DMG
Horizontal	3,9058
Triangular	3,4332
50%/50%	3,6695

De posse das características dos cabos, assim como do comprimento e geometria das linhas, foram calculadas as grandezas Resistência Elétrica (R) e Reatância Indutiva (X), apresentadas na tabela 6.

Tabela 6 – Dados das Linhas.

De	Para	Origem	Destino	Código	km	Cabo	Resistência	Raio médio	Reatância	Ohms/km		Total	
							elétrica (Ω/km)	geométrico (m)	Indutiva (Ω/km)	R	X	R	X
1	2	CMA	PBL	12J1	37,50	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	9,5775	17,8672
1	2	CMA	PBL	12J2	37,50	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	7,6200	17,5403
2	3	PBL	JRC	12N3	27,80	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	5,6490	13,0032
2	3	PBL	JRC	12N1	27,00	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	19,1430	13,9489
3	4	JRC	CTR	12N2	28,00	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	19,8520	14,4655
4	5	CTR	BJC	12F2	27,50	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	19,4975	14,2072
2	6	PBL	PLT	12J3	33,00	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	6,7056	15,4355
6	7	PLT	SBT	12J4	23,00	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	4,6736	10,7581
1	8	CMA	PCO	12I6	20,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	5,1080	9,5292
8	9	PCO	ITO	12J7	22,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	5,6188	10,4821
9	10	ITO	IBR	12I6	42,50	4/0	0,3797	0,0055	0,3925	0,3797	0,4903	16,1373	20,8385
1	11	CMA	MLT	12J3	50,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	12,7700	23,8229
1	11	CMA	MLT	12J4	50,00	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	10,1600	23,3871
11	12	MLT	PTS	12N1	30,30	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	7,7386	14,4367
11	13	MLT	JTB	12J5	33,00	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	6,7056	15,4355
12	13	PTS	JTB	12N3	7,10	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	1,8133	3,3829
13	14	JTB	TXR	12N4	22,09	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	15,6618	11,4123
1	15	CMA	SGL	12J8	47,20	336.4	0,2032	0,0074	0,3698	0,2032	0,4677	9,5910	22,0774
1	20	CMA	DVS	12J9	32,20	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	8,2239	15,3419
20	21	DVS	PVS	12V1	8,40	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	5,9556	4,3397
20	15	DVS	SGL	12N1	15,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	3,8310	7,1469
15	16	SGL	CJZ	12Y2	28,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	7,1512	13,3408
15	17	SGL	SZA	12S1	11,20	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	2,8605	5,3363
16	18	CJZ	SPX	12M1	22,00	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	15,5980	11,3658
18	19	SPX	URN	12M2	22,00	1/0	0,7090	0,0039	0,4186	0,7090	0,5166	15,5980	11,3658
1	22	CMA	CRM	12J5	2,00	266.8	0,2554	0,0066	0,3785	0,2554	0,4765	0,5108	0,9529

4.1.6. Dados das Cargas

Os dados de identificação e tipo das barras do sistema em estudo estão relacionados na tabela 7.

Tabela 7 – Dados de Barras (MW/MVAR).

Sequência	Tipo	Nome	Sigla
1	Vθ	Coremas - CHESF	CMA
2	PQ	Pombal	PBL
3	PQ	Jericó	JRC
4	PQ	Catolé do Rocha	CTR
5	PQ	Brejo do Cruz	BJC
6	PQ	Paulista	PLT
7	PQ	São Bento	SBT
8	PQ	Piancó	PCO
9	PQ	Itaporanga	ITO
10	PQ	Ibiara	IBR
11	PQ	Malta	MLT
12	PQ	Patos	PTS
13	PQ	Jatobá	JTB
14	PQ	Teixeira	TXR
15	PQ	São Gonçalo	SGL
16	PQ	Cajazeiras	CJZ
17	PQ	Sousa	SZA
18	PQ	São João do Rio do Peixe	SPX
19	PQ	Uiraúna	URN
20	PQ	Derivação Várzeas de Sousa	DVS
21	PQ	Projeto Várzeas de Sousa	PVS
22	PQ	Coremas	CRM

Os valores de potência média horária, ativa e reativa, para cada um dos meses do ano foram obtidos por meio do sistema de medição e aquisição de dados (SCADA) da concessionária. A base de dados original foi gerada no sistema SCADA em termos de potência ativa e reativa para todo o ano de 2013, em intervalos de 15 em 15 minutos. Para efeito desse trabalho foram considerados os valores registrados de hora em hora, nas horas cheias (formato xx:00).

Apresentam-se, como exemplo, na figura 18, as curvas de carga média diária, ativa e reativa, da subestação Itaporanga (ITO) no mês de julho de 2013.

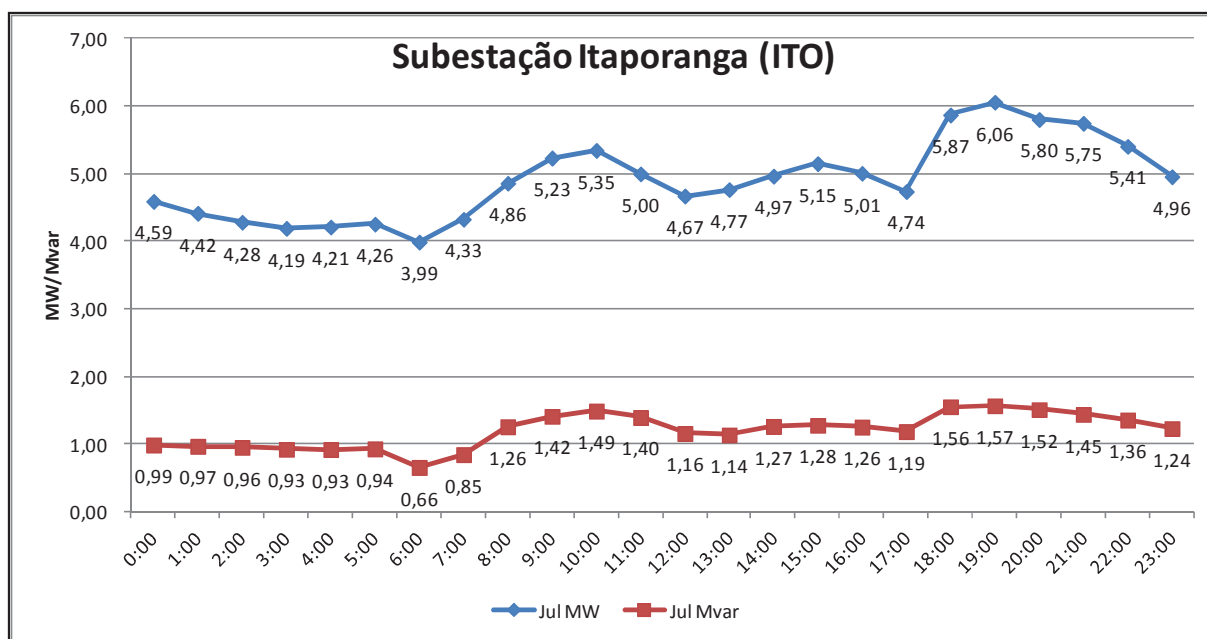


Figura 18 – Curva de Carga Média da Subestação Itaporanga no mês de Julho de 2013.

Os valores de potência ativa e reativa médias horárias utilizados para representação da carga de cada uma das subestações em cada um dos meses do ano de 2013, estão apresentados no anexo 2.

4.1.7. Dados da Geração Solar Fotovoltaica

A base de dados original obtida do sistema HOMER (NREL, 2013) apresenta os valores horários de radiação solar em W/m^2 para todo o ano de 2013, totalizando 8.760 registros (365 dias x 24 horas). Inicialmente, foi obtida a curva média diária para cada um dos meses do ano, sendo então definido o formato das curvas de geração fotovoltaica mensais. As curvas foram então normalizadas, tomando como base o valor máximo de radiação solar obtido, o qual foi registrado no mês de outubro às 11:00h.

Dessa forma, estabelece-se que o valor máximo de geração, que corresponde a potência instalada em cada planta, acontece às 11:00h do mês de outubro, e os demais valores são obtidos a partir das curvas normalizadas.

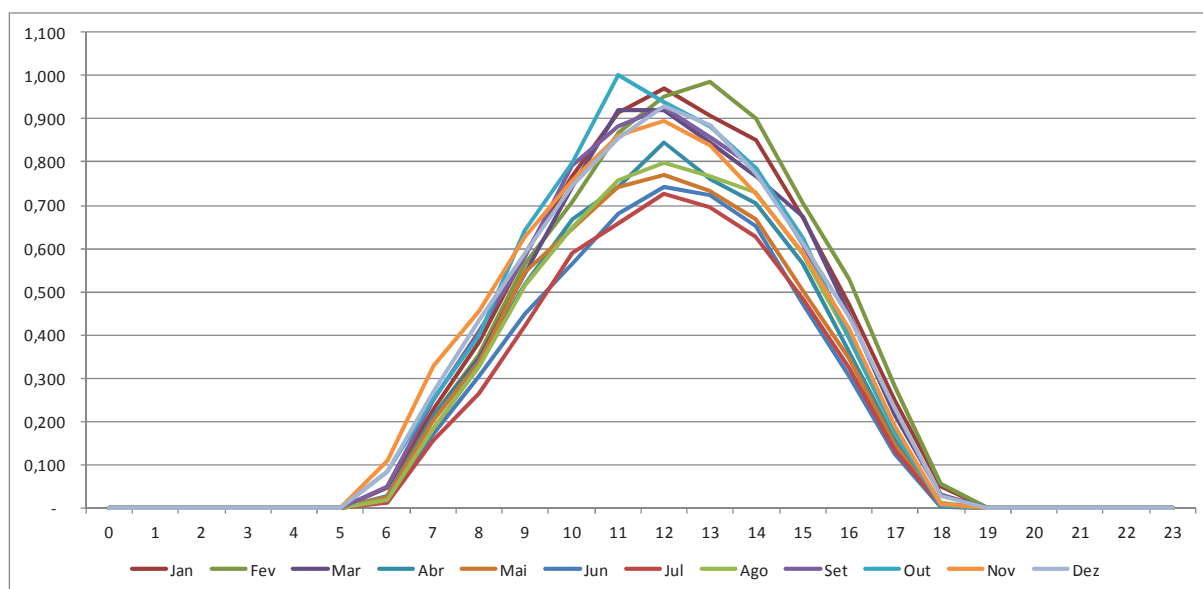


Figura 19 – Curvas de Geração Normalizadas.

Tabela 8 – Valores normalizados das curvas de geração solar fotovoltaica

[illegible]

Os valores de potência gerada em cada central, para cada um dos 288 pontos de operação do sistema, são obtidos multiplicando-se os valores normalizados pela potência instalada da planta solar fotovoltaica.

Observa-se que os valores máximos mensais de radiação solar variam bastante ao longo do ano, a figura 20 exibe uma comparação entre os valores máximos mensais, tomando como valor base o máximo registrado em outubro de 2013, que corresponde a 100%. Verifica-se que o valor mínimo acontece em julho e corresponde a 73% do valor máximo registrado em outubro.

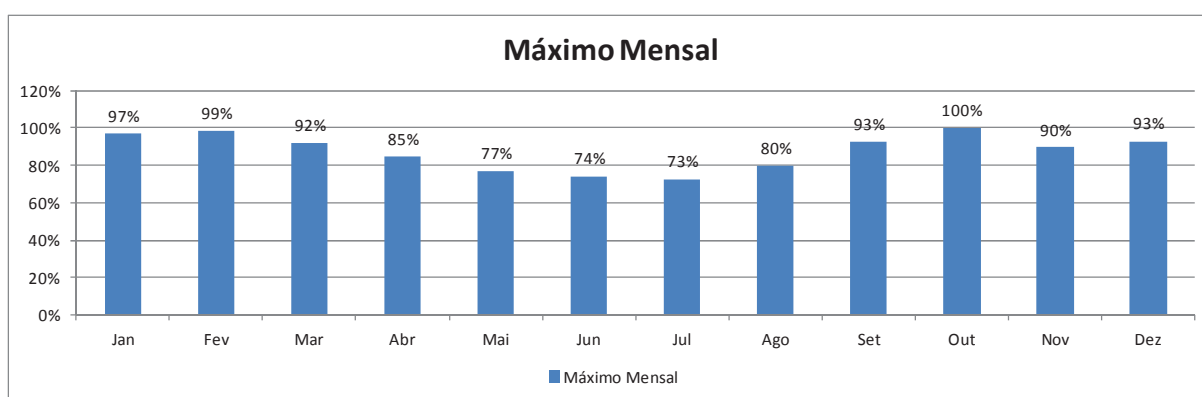


Figura 20 – Valores Máximos Mensais de Radiação Solar.

4.1.8. Transformação para o Sistema POR-UNIDADES

Para realização da simulação do fluxo de potência, utilizam-se as grandezas representadas em POR-UNIDADES (pu). Para tanto, toma-se a tensão base de 69 kV e a potência base de 100 MVA.

Aplicando a transformação para o sistema por-unidades, obtemos os resultados apresentados na tabela 9, referentes aos dados de linhas.

Tabela 9 – Dados das Linhas (pu).

De	Para	Origem	Destino	Código	km	Cabo	PU	
							R	X
1	2	CMA	PBL	12J1	37,50	266.8	0,2012	0,3753
1	2	CMA	PBL	12J2	37,50	336.4	0,1601	0,3684
2	3	PBL	JRC	12N3	27,80	336.4	0,1187	0,2731
2	3	PBL	JRC	12N1	27,00	1/0	0,4021	0,2930
3	4	JRC	CTR	12N2	28,00	1/0	0,4170	0,3038
4	5	CTR	BJC	12F2	27,50	1/0	0,4095	0,2984
2	6	PBL	PLT	12J3	33,00	336.4	0,1408	0,3242
6	7	PLT	SBT	12J4	23,00	336.4	0,0982	0,2260
1	8	CMA	PCO	12J6	20,00	266.8	0,1073	0,2002
8	9	PCO	ITO	12J7	22,00	266.8	0,1180	0,2202
9	10	ITO	IBR	12J6	42,50	4/0	0,3389	0,4377
1	11	CMA	MLT	12J3	50,00	266.8	0,2682	0,5004
1	11	CMA	MLT	12J4	50,00	336.4	0,2134	0,4912
11	12	MLT	PTS	12N1	30,30	266.8	0,1625	0,3032
11	13	MLT	JTB	12J5	33,00	336.4	0,1408	0,3242
12	13	PTS	JTB	12N3	7,10	266.8	0,0381	0,0711
13	14	JTB	TXR	12N4	22,09	1/0	0,3290	0,2397
1	15	CMA	SGL	12J8	47,20	336.4	0,2015	0,4637
1	20	CMA	DVS	12J9	32,20	266.8	0,1727	0,3222
20	21	DVS	PVS	12V1	8,40	1/0	0,1251	0,0912
20	15	DVS	SGL	12N1	15,00	266.8	0,0805	0,1501
15	16	SGL	CJZ	12Y2	28,00	266.8	0,1502	0,2802
15	17	SGL	SZA	12S1	11,20	266.8	0,0601	0,1121
16	18	CJZ	SPX	12M1	22,00	1/0	0,3276	0,2387
18	19	SPX	URN	12M2	22,00	1/0	0,3276	0,2387
1	22	CMA	CRM	12J5	2,00	266.8	0,0107	0,0200

4.1.9. Montagem da Matriz Admitância

Para solução do fluxo de potência, é necessário montar a matriz admitância do sistema, cada elemento da diagonal principal da matriz admitância é obtido pela soma das admitâncias adjacentes a cada uma das barras. Para o sistema em estudo, obteve-se para a diagonal principal da matriz admitância, o resultado apresentado na tabela 10. Os elementos da matriz Y são representados na sua forma complexa por:

$$Y = G + Bi \quad (4.1)$$

Tabela 10 – Elementos da diagonal principal da matriz admitância do sistema (pu).

Linha	Coluna	G	B
1	1	28,6424	-54,5347
2	2	6,1913	-11,2119
3	3	4,5291	-5,4053
4	4	3,1615	-2,3037
5	5	1,5950	-1,1622
6	6	2,7446	-6,3177
7	7	1,6173	-3,7229
8	8	3,9717	-7,4093
9	9	2,9973	-4,9565
10	10	1,1060	-1,4282
11	11	4,0766	-8,4215
12	12	7,2335	-13,4943
13	13	8,9731	-14,9742
14	14	1,9856	-1,4468
15	15	8,7630	-16,6916
16	16	1,4860	-2,7722
17	17	5,7087	-8,3832
18	18	3,9875	-2,9055
19	19	1,9937	-1,4528
20	20	9,2877	-11,3902
21	21	5,2217	-3,8049
22	22	20,8040	-38,8107

Os demais elementos da matriz são obtidos pela admitância entre as respectivas barras, sendo zero entre as barras sem conexão. Para o sistema em estudo esses elementos são apresentados a seguir na tabela 11. Como a matriz é simétrica, são apresentados apenas os elementos da matriz triangular superior.

Tabela 11 – Demais elementos da matriz admitância do sistema (pu).

Linha	Coluna	G	B
1	2	-2,1015	4,3533
2	3	-2,9626	4,2638
3	4	-1,5665	1,1415
4	5	-1,5950	1,1622
2	6	-1,1272	2,5948
6	7	-1,6173	3,7229
1	8	-2,0804	3,8811
8	9	-1,8913	3,5282
9	10	-1,1060	1,4282
1	11	-1,5761	3,2650
11	12	-1,3732	2,5618
11	13	-1,1272	2,5948
12	13	-5,8603	10,9326
13	14	-1,9856	1,4468
1	15	-0,7881	1,8141
1	20	-1,2922	2,4106
20	21	-5,2217	3,8049
20	15	-2,7739	5,1748
15	16	-1,4860	2,7722
15	17	-3,7150	6,9305
17	18	-1,9937	1,4528
18	19	-1,9937	1,4528
1	22	-20,8040	38,8107

As matrizes de Condutância nodal (G) e Susceptância nodal (B) são obtidas isolando-se as partes real e imaginária da matriz Admitância Nodal (Y), respectivamente.

4.1.10. Metodologia da Simulação

A partir da modelagem da topologia do sistema, das cargas existentes e da geração variável, várias simulações são realizadas. Inicialmente simula-se o sistema na sua forma original, sem nenhuma geração distribuída. Depois é feita uma análise de sensibilidade com a simulação de alguns cenários propostos:

- Geração Ajustada: O valor da potência instalada em cada barra é ajustado para o valor médio da potência ativa da carga da respectiva barra no horário do meio-dia (ponto de maior radiação solar média);
- Geração 1 MW: Aloca-se uma potência instalada de 1 MW conectada na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema;
- Geração 5 MW: Aloca-se uma potência instalada de 5 MW conectada na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema;
- Geração 10 MW: Aloca-se uma potência instalada de 10 MW conectada na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema;
- Geração 15 MW: Aloca-se uma potência instalada de 15 MW conectada na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema;
- Geração 20 MW: Aloca-se uma potência instalada de 20 MW conectada na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema;

Para cada um dos cenários propostos são executados 288 simulações de fluxo de potência, com a carga e geração correspondente a cada um dos pontos de operação do sistema, visando obter o valor das perdas anuais de energia ativa nas linhas de distribuição 69 kV.

A seguir na tabela 12, apresenta-se um resumo dos valores de geração por barra em cada um dos cenários simulados.

Tabela 12 – Resumo dos Valores de Geração por Barra nos Cenários Simulados (MW)

Barra	Geração Zero	Geração Ajustada	Cenário				
			1 MW	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW
2	0,00	5,61	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
3	0,00	1,09	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
4	0,00	4,93	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
5	0,00	1,97	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
6	0,00	1,65	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
7	0,00	4,62	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
8	0,00	3,34	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
9	0,00	5,06	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
10	0,00	2,95	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
11	0,00	2,74	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
12	0,00	9,33	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
13	0,00	8,15	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
14	0,00	2,67	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
15	0,00	3,06	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
16	0,00	13,15	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
17	0,00	11,93	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
18	0,00	2,76	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
19	0,00	1,73	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
20	0,00	0,00	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
21	0,00	1,00	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
22	0,00	2,23	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00

4.2. Otimização

Conforme descrito na seção 3.3, a solução do problema de alocação ótima das centrais solares fotovoltaicas é obtida a partir da utilização de Algoritmos Genéticos, devido a sua robustez e capacidade de lidar com um grande número de variáveis.

4.2.1. Função *ga* do MATLAB®

Para implementação da solução, é usada a função ***ga*** do MATLAB®. Esta função faz parte da toolbox de Otimização Global e busca um mínimo local para uma função objetivo determinada. Possui a seguinte sintaxe:

$$[x, fval] = ga(@fitnessfcn, nvars, A, b, Aeq, beq, LB, UB, nonlcon, options)$$

Onde:

- x : vetor contendo o valor das variáveis correspondentes ao ponto de mínimo da função objetivo (*fitnessfcn*) encontrado pelo algoritmo;
- $fval$: valor numérico resultante da função objetivo (*fitnessfcn*) no ponto de mínimo da função objetivo (*fitnessfcn*) encontrado pelo algoritmo;
- *fitnessfcn*: é a função que se deseja otimizar, também conhecida como função objetivo;
- $nvars$: número de variáveis da função objetivo (*fitnessfcn*);
- A, b : Elementos da inequação de restrição $A \cdot x \leq b$;
- Aeq, beq : Elementos da equação de restrição $Aeq \cdot x = beq$;
- LB : valor do limite inferior das variáveis;
- UB : valor do limite superior das variáveis;
- *nonlcon*: Retorna os valores de c e ceq , que são restrições do tipo: $c \leq 0$ e $ceq = 0$; e
- *options*: Estrutura criada a partir da função 'gaoptimset' que estabelece os parâmetros utilizados no algoritmo genético, como tamanho da população, número máximo de gerações, critérios de cruzamento e mutação, entre outros.

4.2.2. Função Perdas

No caso em questão, o problema de otimização resume-se em descobrir que montante de geração distribuída deve ser conectado na barra de 69 kV de cada uma das 21 subestações do sistema para resultar no menor valor de perdas de energia ativa nas linhas de distribuição.

Ou seja, o problema possui 21 variáveis que são os valores de potência instalada em MW de cada um dos 21 pontos de conexão.

Nesse sentido, a função objetivo deve ter como dados de entrada o montante de geração em cada uma das subestações; e terá como resultado, o valor anual das perdas de energia ativa nas linhas de distribuição do sistema em estudo.

Para tanto, foi utilizada como função objetivo (*fitness function*) a função *perdas*, implementada no MATLAB®, a qual recebe como argumento de entrada os valores da potência instalada de geração em MW para cada uma das 21 subestações do sistema e retorna como saída o valor de perdas anuais em MWh, calculado pelo fluxo de potência. Ou seja, para cada indivíduo da população, a função *perdas* executa 288 simulações de fluxo de potência (12 meses x 24 horas).

Apresenta-se na figura 21 um diagrama de blocos simplificado da função objetivo:

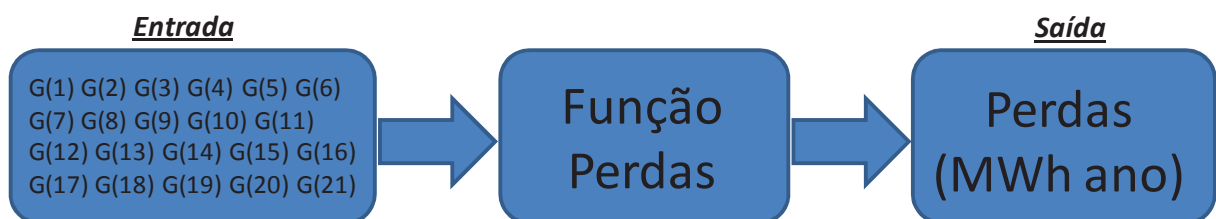


Figura 21 – Diagrama de Blocos Simplificado da Função Objetivo.

O código MATLAB da função objetivo nomeada de *perdas*, encontra-se no apêndice 1.

4.2.3. Parâmetros utilizados

Para execução da otimização por meio da função *ga*, foram utilizados os seguintes parâmetros:

- Tamanho da população: 100 indivíduos
- Número máximo de gerações: 200 gerações
- Limite mínimo: 0

- Limite máximo: 30

Foram realizadas 14 otimizações com os parâmetros acima descritos. Os resultados são apresentados e discutidos no próximo capítulo.

5 RESULTADOS

5 RESULTADOS

Os resultados obtidos pelas simulações de análise de sensibilidade e pela otimização utilizando a rotina de algoritmo genético do MATLAB® são apresentados nesse capítulo.

5.1. Análise de Sensibilidade

Conforme relatado na seção 4.1.10, inicialmente foram gerados seis cenários para realização de uma análise de sensibilidade, que resultaram nos valores de perdas anuais de energia ativa nas linhas de distribuição de 69 kV do sistema estudado. Os resultados obtidos a partir dessas análises são apresentados na tabela 13 e na figura 22.

Tabela 13 – Resultados das Simulações dos Cenários.

Barra	Geração Zero	1 MW	Cenário				
			Geração Ajustada	5 MW	10 MW	15 MW	20 MW
2	0,00	1,00	5,61	5,00	10,00	15,00	20,00
3	0,00	1,00	1,09	5,00	10,00	15,00	20,00
4	0,00	1,00	4,93	5,00	10,00	15,00	20,00
5	0,00	1,00	1,97	5,00	10,00	15,00	20,00
6	0,00	1,00	1,65	5,00	10,00	15,00	20,00
7	0,00	1,00	4,62	5,00	10,00	15,00	20,00
8	0,00	1,00	3,34	5,00	10,00	15,00	20,00
9	0,00	1,00	5,06	5,00	10,00	15,00	20,00
10	0,00	1,00	2,95	5,00	10,00	15,00	20,00
11	0,00	1,00	2,74	5,00	10,00	15,00	20,00
12	0,00	1,00	9,33	5,00	10,00	15,00	20,00
13	0,00	1,00	8,15	5,00	10,00	15,00	20,00
14	0,00	1,00	2,67	5,00	10,00	15,00	20,00
15	0,00	1,00	3,06	5,00	10,00	15,00	20,00
16	0,00	1,00	13,15	5,00	10,00	15,00	20,00
17	0,00	1,00	11,93	5,00	10,00	15,00	20,00
18	0,00	1,00	2,76	5,00	10,00	15,00	20,00
19	0,00	1,00	1,73	5,00	10,00	15,00	20,00
20	0,00	1,00	0,00	5,00	10,00	15,00	20,00
21	0,00	1,00	1,00	5,00	10,00	15,00	20,00
22	0,00	1,00	2,23	5,00	10,00	15,00	20,00
TOTAL GERAÇÃO (MW)	0,00	21,00	89,97	105,00	210,00	315,00	420,00
Perdas MWh ano	44.654	40.557	30.273	31.100	31.915	44.051	65.885

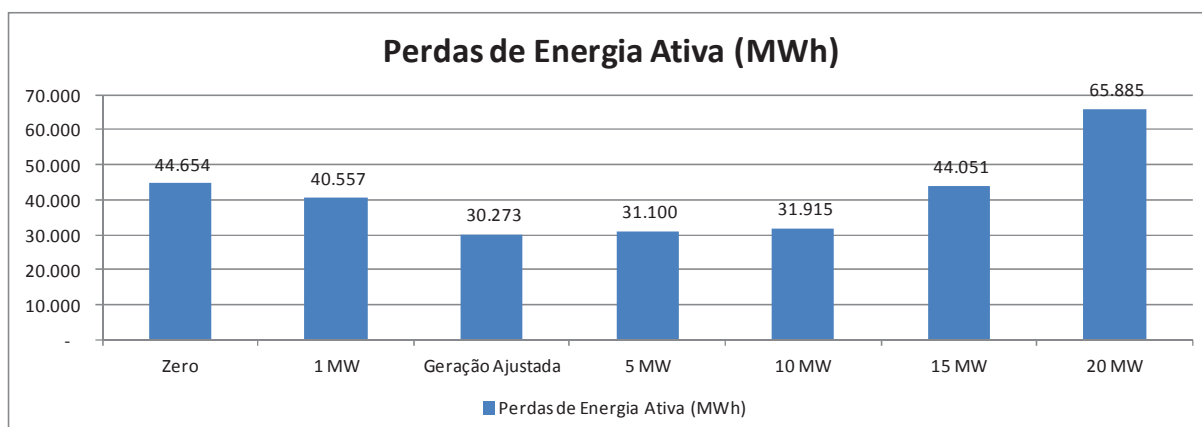


Figura 22 – Resultado das Simulações dos Cenários.

A partir da análise dos resultados obtidos, verifica-se que o valor das perdas de energia do sistema sem geração distribuída é de 44.654 MWh ano. As perdas então são reduzidas nos cenários com 1 MW, 5 MW de geração, voltando a crescer nos demais cenários, sendo ultrapassado o valor inicial no cenário com 20 MW de geração em cada uma das barras.

O cenário com geração ajustada aos valores médios da carga no horário de meio-dia apresenta a maior redução de perdas entre os cenários simulados, com um valor de 30.273 MWh ano, o que representa uma redução de 32,2% quando comparado com as perdas do sistema sem geração distribuída.

5.2. Otimização

A execução da rotina de otimização no MATLAB® foi repetida 14 vezes, sendo que em 13 delas o resultado foi o mesmo, apenas em uma das repetições aconteceu um resultado diferente, conforme mostrado na tabela 14.

Tabela 14 – Resultados da Otimização.

	Repetição														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	Média
G1	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,51	8,50	8,51
G2	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,67	3,10
G3	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25	6,63	7,21
G4	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	4,20	3,73
G5	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,75	2,58
G6	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,68	8,77	8,69
G7	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	5,00	4,31
G8	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,27	8,53	8,29
G9	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	5,05	4,82	5,03
G10	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	3,03	5,26
G11	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	10,96	9,36	10,85
G12	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	16,49	20,22	16,75
G13	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,25	3,86
G14	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,94	8,30	8,89
G15	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	19,40	20,13	19,45
G16	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,59	17,65	17,59
G17	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,73	4,66	4,73
G18	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,53	2,49
G19	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	-	0,38
G20	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	0,97	1,15
G21	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	4,67	2,73	4,53
G TOTAL (MW)	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	147,53	145,69	147,40
Perdas (MWh ano)	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.114	28.131	28.115
Tempo Processamento (s)	12.949	12.979	12.988	12.843	12.779	12.749	12.567	12.617	12.472	12.488	12.533	12.206	12.215	9.837	12.444

Em relação ao sistema sem geração distribuída, a solução otimizada apresenta um valor total de perdas de energia ativa de 28.114 MWh contra 44.654 MWh, o que representa uma redução de perdas de 37,04%.

Comparando-se a melhor solução otimizada com o cenário de geração ajustada, percebemos que a solução otimizada apresenta um valor total de perdas de energia ativa de 28.114 MWh ano contra 30.273 MWh ano do cenário de geração ajustada, o que representa uma redução de 7,13%.

Já no que diz respeito a alocação total de geração distribuída, a solução otimizada apresenta um total de 147,53 MW contra 89,97 MW do cenário geração ajustada, representando um aumento de 63,97%.

6 CONCLUSÕES

6 CONCLUSÕES

As conclusões e realizações desse trabalho foram enumeradas a seguir:

- As fontes renováveis já estão presentes na matriz energética mundial, embora ainda de maneira minoritária, no entanto um grande número de países já possuem políticas de incentivo ao seu uso e uma das fontes com maior expectativa de crescimento nos próximos anos é a solar fotovoltaica;
- A região Oeste do Estado da Paraíba possui uma condição altamente favorável para a exploração do potencial de geração de energia a partir do sol com características comparáveis aos melhores sítios do mundo como as regiões de Dagget nos Estados Unidos e de Dongola na África;
- Atualmente, a melhor alternativa para conexão dos sistemas fotovoltaicos aos sistemas de distribuição de energia elétrica se dá por meio da geração distribuída, diretamente na rede sem a utilização de acumuladores;
- O método de Newton-Raphson é o mais adequado para a solução do fluxo de potência dos sistemas de transmissão e subtransmissão;
- Os algoritmos genéticos são métodos de otimização robustos, de fácil implementação e adaptáveis a um grande leque de problemas que não encontram solução nas técnicas clássicas de otimização. Se mostram particularmente eficientes quando é necessário lidar com um grande número de variáveis.
- As simulações realizadas mostraram ser possível inserir até 315 MW de geração distribuída, divididos igualmente entre todas as barras (15 MW por barra) sem provocar aumento de perdas no sistema;
- A solução otimizada com o auxílio da função de algoritmos genéticos do MATLAB® conseguiu uma redução de 37,04% nas perdas de energia ativa em relação ao sistema sem geração distribuída;

- Comparando-se a solução otimizada com o cenário de geração ajustada verifica-se uma redução de 7,13% nas perdas de energia ativa do sistema, no entanto com uma penetração de geração 63,97% a maior;
- Sugestões para próximos trabalhos:
 - Desenvolvimento de modelo de geração solar com base em série histórica e previsão do tempo;
 - Desenvolvimento de modelo de previsão de carga com a utilização de técnicas de inteligência artificial;
 - Desenvolvimento de fluxo de potência previsional com a utilização dos modelos acima, visando estimar a energia que será suprida pela geração distribuída e pela geração centralizada no futuro;

REFERÊNCIAS

ALDABÓ, R. *“Energia Eólica”*, São Paulo: Artliber Editora, 2002.

ALEIXO, L., et alli, *“A Integração da Geração Distribuída: Problemas e Soluções”*; Revista Eletricidade Moderna, Outubro 2013; Aranda Editora: São Paulo, 2013.

ANEEL, *“BIG - Balanço de Informações de Geração”*. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>. Acesso em 17/08/2013.

BERMANN, C. *“Crise Ambiental e as Energias Renováveis”*; disponível em <http://cienciaecultura.bvs.br/pdf/cic/v60n3/a10v60n3.pdf>; acesso em 18/08/2013.

BONHAGEN, S., *“Parâmetros Comparativos de Células Fotovoltaicas para Geração de Energia”*; Revista Eletricidade Moderna, Março 2013; Aranda Editora: São Paulo, 2013.

BORGES, C. L. T. *“Análise de Sistemas de Potência”*. Disponível em http://www.dee.ufrj.br/lasp/disciplinas/Apostila_Completa_ANALISE_DE_SISTEMAS_DE_POTENCIA.pdf. Acesso em 05/07/2013.

BROWN, H. E. *“Grandes Sistemas Elétricos: Métodos Matriciais”*. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1977.

CANOSSA, J. H. *“Um Programa Interativo para Estudos de Fluxo de Potência”*. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2007.

COELHO, F. C. R. *“Alocação de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica via Otimização Bioinspirada na Ecolocalização de Morcegos”*; Dissertação de Mestrado, Juiz de Fora, 2013.

CRAVEIRO, P. M. A., "*Energia Solar para a Produção de Eletricidade*"; Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica Volume 2; CRESESB – CEPEL: Rio de Janeiro, 2005.

ELETROBRÁS, "*PROINFA - ELETROBRAS*", disponível em <http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>, acesso em 17/08/2013.

EPE, "*Balanço Energético Nacional 2013: Ano base 2012*", 2013, disponível em https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2013_Web.pdf, acesso em 17/08/2013.

GUIMARÃES, A. P. C. et alli, "*Caracterização dos Sítios Potenciais na Região do Semi-Árido Brasileiro para Implantação de Sistema Piloto Heliotérmico de Geração Elétrica*"; Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica Volume 2; CRESESB – CEPEL: Rio de Janeiro, 2005.

IEA, "*Renewable Energy Medium-Term Market Report*", 2012, disponível em http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/MTrenew2012_web.pdf, acesso em 17/08/2013.

IEA, "*Solar Energy Perspectives*", 2011, disponível em http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf, acesso em 12/02/2013.

IEA, "*PV Roadmap*", 2011, disponível em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3902,en.html>, acesso em 12/02/2013.

KAGAN, N. et alli, "*Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência*", São Paulo: Blucher, 2009.

LACERDA, E. G. M., Carvalho, A. C. P. L. F., "*Introdução aos Algoritmos Genéticos*"

MELLIT, A., Kalogirou, S.A., "*Artificial Intelligence Techniques for PhotoVoltaic Applications. A Review*". 2008

NREL, "HOMER Software", disponível em
<http://www.homerenergy.com/software.html>.

NUNES, J. G. M. L. "*Desenvolvimento de algoritmos para a determinação da máxima injeção nodal em redes de energia elétrica*"; Dissertação de Mestrado, Lisboa, 2012.

PEREIRA, O. S., Carvalho, K. e Allata, E. "*Análise Comparativa da Regulação Internacional Referente às Energias Renováveis*"; Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica Volume 2; CRESESB – CEPEL: Rio de Janeiro, 2005.

PRADO, I. F. "*Alocação de Geração Distribuída Utilizando o Algoritmo Genético de Chu-Beasley e Índices de Sensibilidade*"; Dissertação de Mestrado, Santo André, 2013.

REN21, "*Renewables 2013 Global Status Report*", 2013, disponível em
http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf; acesso em 17/08/2013.

REN21, "*Renewables 2013 Global Future Report*", 2013, disponível em
http://www.ren21.net/Portals/0/REN21_GFR_2013_print.pdf, acesso em 17/08/2013.

RÜTHER, R., "*Edifícios Solares Fotovoltaicos*"; Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SAAVEDRA, O. R. "Algoritmos Genéticos", Apostila, São Luis, 2002.

SOUZA, A. R. R. "*Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição*"; Dissertação de Mestrado, Curitiba, 2009.

STEVENSON, W. D. "*Elementos de Análise de Sistemas de Potência*", 2^ª Ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TIBA, C. ET ALLI, "*Atlas Solarimétrico do Brasil*"; Ed. Universitária da UFPE: Recife, 2000.

TIBA, C. et alli, "*Solar Energy Resource Assessment – Brazil*"; Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica Volume 1; CRESESB – CEPEL: Rio de Janeiro, 2003.

TIBA, C. ET alli, "*CD ROM Atlas Solarimétrico do Brasil Instrumento para Projeto de Sistemas Solares*"; Coletânea de Artigos Energias Solar e Eólica Volume 2; CRESESB – CEPEL: Rio de Janeiro, 2005.

ZILLES, R. et alli, "*Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*"; Oficina de Textos: São Paulo, 2012.

APÊNDICE 1

APÊNDICE 1 - CÓDIGO MATLAB® DA FUNÇÃO PERDAS

```
%Função Perdas
```

```
function [PerdasT]=Perdas(g)
```

```
g1 = g(1);
g2 = g(2);
g3 = g(3);
g4 = g(4);
g5 = g(5);
g6 = g(6);
g7 = g(7);
g8 = g(8);
g9 = g(9);
g10 = g(10);
g11 = g(11);
g12 = g(12);
g13 = g(13);
g14 = g(14);
g15 = g(15);
g16 = g(16);
g17 = g(17);
g18 = g(18);
g19 = g(19);
g20 = g(20);
g21 = g(21);
```

```
global B1C B2C B3C B4C B5C B6C B7C B8C B9C B10C B11C B12C B13C B14C B15C B16C B17C B18C B19C
B20C B21C B22C
```

```
% Fluxo de Potência - Newton-Raphson
```

```
% Dados Iniciais
```

```
tol=1e-5;
it=20;
Vb=69;
Sb=100;
conv=0;
Viol=0;
in=0;
Nmes=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
```

```
% Matriz Admitância (Y Barra)
```

```
Y=[28.6424+1i*-54.5347 -2.1015+1i*4.3533 0 0 0 0 0 -2.0804+1i*3.8811 0 0 -1.5761+1i*3.2650 0 0
0 -0.7881+1i*1.8141 0 0 0 0 -1.2922+1i*2.4106 0 -20.8040+1i*38.8107;
-2.1015+1i*4.3533 6.1913+1i*-11.2119 -2.9626+1i*4.2638 0 0 -1.1272+1i*2.5948 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0;
0 -2.9626+1i*4.2638 4.5291+1i*-5.4053 -1.5665+1i*1.1415 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 -1.5665+1i*1.1415 3.1615+1i*-2.3037 -1.5950+1i*1.1622 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 0 -1.5950+1i*1.1622 1.5950+1i*-1.1622 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
0 -1.1272+1i*2.5948 0 0 0 2.7446+1i*-6.3177 -1.6173+1i*3.7229 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 0 0 0 -1.6173+1i*3.7229 1.6173+1i*-3.7229 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
-2.0804+1i*3.8811 0 0 0 0 0 3.9717+1i*-7.4093 -1.8913+1i*3.5282 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 0 0 0 0 0 -1.8913+1i*3.5282 2.9973+1i*-4.9565 -1.1060+1i*1.4282 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 0 0 0 0 0 0 -1.1060+1i*1.4282 1.1060+1i*-1.4282 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
-1.5761+1i*3.2650 0 0 0 0 0 0 0 4.0766+1i*-8.4215 -1.3732+1i*2.5618 -1.1272+1i*2.5948 0
0 0 0 0 0 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.3732+1i*2.5618 7.2335+1i*-13.4943 -5.8603+1i*10.9326 0 0 0 0 0 0 0
0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.1272+1i*2.5948 -5.8603+1i*10.9326 8.9731+1i*-14.9742 -
1.9856+1i*1.4468 0 0 0 0 0 0 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.9856+1i*1.4468 1.9856+1i*-1.4468 0 0 0 0 0 0 0;]
```

```

-0.7881+1i*1.8141 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 8.7630+1i*-16.6916 -1.4860+1i*2.7722 -
3.7150+1i*6.9305 0 0 -2.7739+1i*5.1748 0 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.4860+1i*2.7722 3.4797+1i*-4.2250 0 -1.9937+1i*1.4528 0 0 0
0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -3.7150+1i*6.9305 0 3.7150+1i*-6.9305 0 0 0 0 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.9937+1i*1.4528 0 3.9875+1i*-2.9055 -1.9937+1i*1.4528 0 0
0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1.9937+1i*1.4528 1.9937+1i*-1.4528 0 0 0;
-1.2922+1i*2.4106 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -2.7739+1i*5.1748 0 0 0 0 9.2877+1i*-11.3902 -
5.2217+1i*3.8049 0;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -5.2217+1i*3.8049 5.2217+1i*-3.8049 0;
-20.8040+1i*38.8107 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 20.8040+1i*-38.8107];

G=real(Y);
B=imag(Y);

% Tamanho da Matriz
N=size(Y);
n=N(1,1);

% Limites de Carregamento (MVA)
Lim(1,2)=114;
Lim(2,1)=114;
Lim(2,3)=89;
Lim(3,2)=89;
Lim(3,4)=28;
Lim(4,3)=28;
Lim(4,5)=28;
Lim(5,4)=28;
Lim(2,6)=61;
Lim(6,2)=61;
Lim(6,7)=61;
Lim(7,6)=61;
Lim(1,8)=53;
Lim(8,1)=53;
Lim(8,9)=53;
Lim(9,8)=53;
Lim(9,10)=42;
Lim(10,9)=42;
Lim(1,11)=114;
Lim(11,1)=114;
Lim(11,12)=53;
Lim(12,11)=53;
Lim(11,13)=61;
Lim(13,11)=61;
Lim(12,13)=53;
Lim(13,12)=53;
Lim(13,14)=28;
Lim(14,13)=28;
Lim(1,15)=61;
Lim(15,1)=61;
Lim(1,20)=53;
Lim(20,1)=53;
Lim(20,21)=28;
Lim(21,20)=28;
Lim(20,15)=53;
Lim(15,20)=53;
Lim(15,16)=53;
Lim(16,15)=53;
Lim(15,17)=53;
Lim(17,15)=53;
Lim(16,18)=28;
Lim(18,16)=28;
Lim(18,19)=28;
Lim(19,18)=28;
Lim(1,22)=53;
Lim(22,1)=53;

% Leitura dos dados de barra

%Carga
%B1C=xlsread('Carga.xlsx',1,'b3:y26');
%B2C=xlsread('Carga.xlsx',2,'b3:y26');
%B3C=xlsread('Carga.xlsx',3,'b3:y26');
%B4C=xlsread('Carga.xlsx',4,'b3:y26');

```



```

0      0.0511      0      0.0564      0      0.0313      0      0.0100      0      0.0027
0      0.0030      0      0.0067      0      0.0120      0      0.0098      0      0.0063
0      0.0100      0      0.0278  0
0      0      0      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0      0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0      0      0      0      0      0
0      0      0      0  0  0];

```

```

B1G=0*GG;
B2G=g1*GG;
B3G=g2*GG;
B4G=g3*GG;
B5G=g4*GG;
B6G=g5*GG;
B7G=g6*GG;
B8G=g7*GG;
B9G=g8*GG;
B10G=g9*GG;
B11G=g10*GG;
B12G=g11*GG;
B13G=g12*GG;
B14G=g13*GG;
B15G=g14*GG;
B16G=g15*GG;
B17G=g16*GG;
B18G=g17*GG;
B19G=g18*GG;
B20G=g19*GG;
B21G=g20*GG;
B22G=g21*GG;

```

```
%Líquida
```

```

B1L=B1G-B1C;
B2L=B2G-B2C;
B3L=B3G-B3C;
B4L=B4G-B4C;
B5L=B5G-B5C;
B6L=B6G-B6C;
B7L=B7G-B7C;
B8L=B8G-B8C;
B9L=B9G-B9C;
B10L=B10G-B10C;
B11L=B11G-B11C;
B12L=B12G-B12C;
B13L=B13G-B13C;
B14L=B14G-B14C;
B15L=B15G-B15C;
B16L=B16G-B16C;
B17L=B17G-B17C;
B18L=B18G-B18C;
B19L=B19G-B19C;
B20L=B20G-B20C;
B21L=B21G-B21C;
B22L=B22G-B22C;

```

```
%pu
```

```

B1L=B1L/Sb;
B2L=B2L/Sb;
B3L=B3L/Sb;
B4L=B4L/Sb;
B5L=B5L/Sb;
B6L=B6L/Sb;

```

```

B7L=B7L/Sb;
B8L=B8L/Sb;
B9L=B9L/Sb;
B10L=B10L/Sb;
B11L=B11L/Sb;
B12L=B12L/Sb;
B13L=B13L/Sb;
B14L=B14L/Sb;
B15L=B15L/Sb;
B16L=B16L/Sb;
B17L=B17L/Sb;
B18L=B18L/Sb;
B19L=B19L/Sb;
B20L=B20L/Sb;
B21L=B21L/Sb;
B22L=B22L/Sb;

% Potências Requerida nas Barras

for mes=1:12
    for hora=1:24

        % Carga Líquida

        SP(1)=B1L(hora,2*mes-1)+1i*B1L(hora,2*mes);
        SP(2)=B2L(hora,2*mes-1)+1i*B2L(hora,2*mes);
        SP(3)=B3L(hora,2*mes-1)+1i*B3L(hora,2*mes);
        SP(4)=B4L(hora,2*mes-1)+1i*B4L(hora,2*mes);
        SP(5)=B5L(hora,2*mes-1)+1i*B5L(hora,2*mes);
        SP(6)=B6L(hora,2*mes-1)+1i*B6L(hora,2*mes);
        SP(7)=B7L(hora,2*mes-1)+1i*B7L(hora,2*mes);
        SP(8)=B8L(hora,2*mes-1)+1i*B8L(hora,2*mes);
        SP(9)=B9L(hora,2*mes-1)+1i*B9L(hora,2*mes);
        SP(10)=B10L(hora,2*mes-1)+1i*B10L(hora,2*mes);
        SP(11)=B11L(hora,2*mes-1)+1i*B11L(hora,2*mes);
        SP(12)=B12L(hora,2*mes-1)+1i*B12L(hora,2*mes);
        SP(13)=B13L(hora,2*mes-1)+1i*B13L(hora,2*mes);
        SP(14)=B14L(hora,2*mes-1)+1i*B14L(hora,2*mes);
        SP(15)=B15L(hora,2*mes-1)+1i*B15L(hora,2*mes);
        SP(16)=B16L(hora,2*mes-1)+1i*B16L(hora,2*mes);
        SP(17)=B17L(hora,2*mes-1)+1i*B17L(hora,2*mes);
        SP(18)=B18L(hora,2*mes-1)+1i*B18L(hora,2*mes);
        SP(19)=B19L(hora,2*mes-1)+1i*B19L(hora,2*mes);
        SP(20)=B20L(hora,2*mes-1)+1i*B20L(hora,2*mes);
        SP(21)=B21L(hora,2*mes-1)+1i*B21L(hora,2*mes);
        SP(22)=B22L(hora,2*mes-1)+1i*B22L(hora,2*mes);

        PP=real(SP);
        QP=imag(SP);

        % Tensões Iniciais
        V0=1;
        V(1)=1.015;
        V(2)=1;
        V(3)=1;
        V(4)=1;
        V(5)=1;
        V(6)=1;
        V(7)=1;
        V(8)=1;
        V(9)=1;
        V(10)=1;
        V(11)=1;
        V(12)=1;
        V(13)=1;
        V(14)=1;
        V(15)=1;
        V(16)=1;
        V(17)=1;
        V(18)=1;
        V(19)=1;
        V(20)=1;
        V(21)=1;
        V(22)=1;
        VP=V;

```

```

% Ângulos Iniciais
ang(1)=0;
ang(2)=0;
ang(3)=0;
ang(4)=0;
ang(5)=0;
ang(6)=0;
ang(7)=0;
ang(8)=0;
ang(9)=0;
ang(10)=0;
ang(11)=0;
ang(12)=0;
ang(13)=0;
ang(14)=0;
ang(15)=0;
ang(16)=0;
ang(17)=0;
ang(18)=0;
ang(19)=0;
ang(20)=0;
ang(21)=0;
ang(22)=0;

% Algoritmo Newton-Raphson

for i=1:it;

    %Cálculo das Potências nas Barras
    for k=2:n;
        somaP=0;
        for m=1:n;
            somaP=somaP+VP(m)*(G(k,m)*cos(ang(k)-ang(m))+B(k,m)*sin(ang(k)-ang(m)));
        end
        PPcalc(k)=VP(k)*somaP;
        somaQ=0;
        for m=1:n
            somaQ=somaQ+VP(m)*(G(k,m)*sin(ang(k)-ang(m))-B(k,m)*cos(ang(k)-ang(m)));
        end
        QPcalc(k)=VP(k)*somaQ;
    end

    %Teste de Convergência

    for k=2:n
        DeltaPP(k)=PP(k)-PPcalc(k);
        DeltaQP(k)=QP(k)-QPcalc(k);
    end
    convP=0;
    convQ=0;
    if max(abs(DeltaPP))<tol
        convP=1;
    else
        convP=0;
    end
    if max(abs(DeltaQP))<tol
        convQ=1;
    else
        convQ=0;
    end
    if convP==1 & convQ==1
        conv=1;
    else
        conv=0;
    end
    if conv==1
        disp('Convergiu')
        disp(i)
        break
    end

    %Cálculo do Jacobiano

    %Matriz H

```

```

    for k=2:n;
        for m=2:n;
            if k==m
                H(k-1,m-1)=-VP(k)^2*B(k,m)-QPcalc(k);
            else
                H(k-1,m-1)=VP(k)*VP(m)*(G(k,m)*sin(ang(k)-ang(m))-B(k,m)*cos(ang(k)-
ang(m)));
            end
        end
    end

    % Matriz N
    for k=2:n;
        for m=2:n;
            if k==m
                N(k-1,m-1)=VP(k)*G(k,m)+PPcalc(k);
            else
                N(k-1,m-1)=VP(k)*(G(k,m)*cos(ang(k)-ang(m))+B(k,m)*sin(ang(k)-ang(m)));
            end
        end
    end

    % Matriz M
    for k=2:n;
        for m=2:n;
            if k==m
                M(k-1,m-1)=-VP(k)^2*G(k,m)+PPcalc(k);
            else
                M(k-1,m-1)=-VP(k)*VP(m)*(G(k,m)*cos(ang(k)-ang(m))+B(k,m)*sin(ang(k)-
ang(m)));
            end
        end
    end

    % Matriz L
    for k=2:n;
        for m=2:n;
            if k==m
                L(k-1,m-1)=-VP(k)*B(k,m)+QPcalc(k);
            else
                L(k-1,m-1)=VP(k)*(G(k,m)*sin(ang(k)-ang(m))-B(k,m)*cos(ang(k)-ang(m)));
            end
        end
    end

    J=[ H N; M L];

    % Vetor de Correções
    for k=1:n-1
        DeltaPPP(k)=0;
        DeltaQPP(k)=0;
    end
    for k=1:n-1
        DeltaPPP(k)=DeltaPP(k+1);
    end
    for k=1:n-1
        DeltaQPP(k)=DeltaQP(k+1);
    end

    DELTA=[ DeltaPPP'
            DeltaQPP'];

    %CORR=inv(J)*DELTA;
    CORR=J\DELTA;
    %CORR=pinv(J)*DELTA;

    for k=1:n-1
        ang(k+1)=ang(k)+CORR(k);
        VP(k+1)=VP(k)+CORR(n-1+k);
    end

end
if conv==0
    disp('Não Convergiu')
    disp(mes)

```

```

        disp(hora)
    end

    % Tensão no formato complexo

    for k=1:n
        VPC(k)=VP(k)*cos(ang(k))+1i*VP(k)*sin(ang(k));
    end
    %SP=PPcalc+1i*QPcalc;

    %Tensão nas Barras
    for q=1:n
        VmodP(q)=abs(VPC(q));
        VfaseP(q)=180*angle(VPC(q))/pi;
    end

    %Potência na Barra Swing
    somaP=0;
    for r=1:n
        somaP=somaP+Y(1,r)*VPC(r);
    end
    SP(1)=conj(somaP*conj(VPC(n)));

    %Fator de Potência na Conexão
    FP(mes,hora)=abs(real(SP(1))/abs(SP(1)));

    % Correntes nas Barras
    for r=1:n
        IBP(r)=0;
        for s=1:n
            IBP(r)=conj(SP(r)/VPC(r));
        end
    end

    % Correntes nos Ramos
    for r=1:n
        for s=1:n
            IRP(r,s)=(VPC(s)-VPC(r))*Y(r,s);
        end
    end

    % Fluxo de Potência nos ramos
    for t=1:n
        for u=1:n
            if t~=u
                if IRP(t,u)~=0
                    SRP(t,u)=VPC(t)*conj(IRP(t,u));
                end
            end
        end
    end

    % Perdas nos Ramos
    for r=1:n
        for s=1:n
            if r~=s
                if IRP(r,s)~=0
                    PRP(r,s)=SRP(r,s)+SRP(s,r);
                end
            end
        end
    end

    % Perdas Totais
    PerdasP=0;
    for r=1:n
        for s=r:n
            if r~=s
                if IRP(r,s)~=0
                    PerdasP=PerdasP+PRP(r,s);
                end
            end
        end
    end
    PerdasMH(mes,hora)=PerdasP;

```

```

%Carregamentos
CRP=(abs(SRP)*Sb);
for r=1:n
    for s=1:n
        if CRP(r,s)~=0
            CRPP(r,s)=CRP(r,s)/Lim(r,s);
            if CRPP(r,s)>1
                in=in+1;
                Viol(in)=1;
                Violmes(in)=mes;
                Violhora(in)=hora;
                Violr(in)=r;
                Viols(in)=s;
            end
        end
    end
end

end

end

%Perdas Ativas/Reativas
PerdasA=real(PerdasMH);
PerdasR=imag(PerdasMH);

%Perdas Totais
PerdasT=0;
for mes=1:12
    PerdasDia=0;
    for hora=1:24
        PerdasDia=PerdasDia+PerdasA(mes,hora);
    end
    PerdasT=PerdasT+Nmes(mes)*PerdasDia;
end

```

ANEXO 1

ANEXO 1 - DADOS DOS CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO.

CONDUTOR	BITOLA	Seção transversal (mm ²)		Formação do Condutor				Diâmetro nominal mm		Peso nominal kg/km			Porcentagem de peso total (%)		Carga de ruptura (kgf)		Resistência elétrica (Ω/km)		Raio médio geométrico (m)	Reatância		Ampacidade (A)	Potência (MVA)
	AWG ou kcmil			Alumínio		Aço																	69
			Alumínio	Total	nº de fios	diâmetro (mm)	nº de fios	diâmetro (mm)	Alma de aço	Total	Alumínio	Aço	Total	Alumínio	Aço	Classe A	Classe B	CC 20° C		CA - 60 Hz 75° C	Indutiva (Ω/km)		
Raven	1/0	53,55	62,47	6	3,371	1	3,371	3,37	10,11	146,9	69,4	216,3	67,9	32,1	1984	1923	0,5340	0,7090	0,00388	0,4186	0,2524	273	28
Penguin	4/0	107,22	125,09	6	4,770	1	4,770	4,77	14,31	294,2	139,0	433,2	67,9	32,1	3779	3656	0,2667	0,3797	0,00550	0,3925	0,2358	408	42
Partridge	266.8	135,19	157,23	26	2,573	7	2,002	6,01	16,30	374,6	172,2	546,7	68,5	31,5	5121	4970	0,2136	0,2554	0,00661	0,3785	0,2296	514	53
Linnet	336.4	170,32	198,03	26	2,888	7	2,245	6,74	18,29	471,9	216,4	688,3	68,6	31,4	6396	6206	0,1695	0,2032	0,00742	0,3698	0,2241	594	61

ANEXO 2

ANEXO 2 - DADOS DE CARGA DAS SUBESTAÇÕES.

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	6,16	1,95	6,64	2,20	6,98	2,47	6,33	2,18	6,10	2,04	5,60	1,86	5,95	2,02	6,55	2,30	6,79	2,41	7,08	2,57	6,94	2,46	6,68	2,21
1:00	5,98	1,91	6,42	2,11	6,76	2,44	6,04	2,08	5,87	1,97	5,42	1,80	5,74	1,98	6,29	2,25	6,52	2,36	6,89	2,51	6,72	2,40	6,50	2,15
2:00	5,80	1,85	6,20	2,02	6,54	2,32	5,84	2,00	5,67	1,91	5,22	1,73	5,57	1,95	6,06	2,16	6,25	2,26	6,72	2,47	6,48	2,33	6,31	2,06
3:00	6,10	2,05	6,47	2,20	6,86	2,53	5,85	2,02	5,63	1,93	5,37	1,85	5,63	2,03	6,32	2,34	6,55	2,48	6,99	2,64	6,75	2,52	6,77	2,32
4:00	6,25	2,15	6,65	2,31	7,08	2,69	5,82	2,04	5,63	1,96	5,31	1,84	5,64	2,06	6,53	2,47	6,83	2,64	7,33	2,85	6,98	2,68	7,10	2,55
5:00	6,41	2,27	6,79	2,43	7,43	2,92	5,84	2,09	5,67	2,00	5,34	1,87	5,65	2,05	6,69	2,55	7,07	2,76	7,50	2,95	7,18	2,79	7,28	2,67
6:00	6,38	2,23	6,78	2,44	7,41	2,89	5,58	1,94	5,36	1,86	5,15	1,76	5,53	1,93	6,79	2,55	7,12	2,74	7,37	2,90	7,08	2,72	7,12	2,54
7:00	6,68	2,49	6,97	2,63	7,70	3,20	5,64	2,03	5,43	1,94	5,16	1,80	5,69	2,03	7,18	2,85	7,53	3,08	7,53	3,15	6,96	2,78	7,41	2,83
8:00	7,18	2,90	7,62	3,09	8,38	3,70	6,30	2,51	6,05	2,37	5,82	2,30	6,45	2,53	7,95	3,40	8,30	3,66	8,25	3,60	8,01	3,50	7,91	3,14
9:00	7,63	3,18	7,99	3,32	8,66	3,89	6,70	2,71	6,44	2,61	6,22	2,52	6,81	2,74	8,29	3,58	8,69	3,87	8,63	3,84	8,29	3,63	8,22	3,35
10:00	7,68	3,24	8,09	3,46	8,75	3,96	6,84	2,79	6,53	2,67	6,26	2,56	6,99	2,89	8,31	3,60	8,74	3,91	8,71	3,90	8,32	3,69	8,24	3,41
11:00	7,15	3,02	7,53	3,17	8,01	3,56	6,51	2,68	6,28	2,58	6,04	2,43	6,55	2,69	7,60	3,30	8,14	3,63	8,10	3,60	7,76	3,42	7,59	3,09
12:00	5,45	1,97	5,70	2,12	6,01	2,42	5,37	2,01	5,19	1,99	4,99	1,88	5,20	1,98	5,80	2,30	5,93	2,40	6,02	2,42	5,99	2,40	5,71	2,07
13:00	5,46	1,80	5,79	2,01	6,14	2,32	5,55	1,98	5,28	1,91	5,00	1,80	5,10	1,86	5,76	2,14	5,99	2,28	6,10	2,30	6,00	2,24	5,79	2,02
14:00	5,74	2,00	6,24	2,25	6,56	2,55	6,07	2,25	5,71	2,12	5,35	1,97	5,64	2,10	6,18	2,34	6,56	2,56	6,74	2,65	6,49	2,49	6,23	2,21
15:00	5,98	2,08	6,38	2,34	6,69	2,63	6,14	2,29	5,78	2,14	5,46	2,00	5,81	2,17	6,33	2,44	6,78	2,68	6,87	2,71	6,35	2,42	6,36	2,29
16:00	5,82	2,06	6,23	2,34	6,36	2,56	6,08	2,31	5,66	2,12	5,31	1,99	5,72	2,19	6,19	2,41	6,62	2,69	6,72	2,72	6,31	2,50	6,23	2,30
17:00	5,53	1,95	5,98	2,28	6,21	2,55	5,77	2,27	5,35	2,05	5,10	1,91	5,43	2,14	5,92	2,35	6,25	2,60	6,33	2,65	6,09	2,47	5,95	2,18
18:00	5,27	1,74	5,62	1,99	6,04	2,36	5,90	2,23	5,83	2,22	5,59	2,00	5,78	2,18	6,07	2,34	6,39	2,53	6,77	2,75	6,43	2,54	5,91	2,10
19:00	6,29	2,15	6,76	2,48	7,25	2,86	6,56	2,47	6,27	2,29	5,97	2,14	6,35	2,32	6,79	2,58	6,97	2,72	7,38	2,96	7,08	2,75	6,95	2,49
20:00	6,26	2,11	6,76	2,44	7,09	2,77	6,54	2,43	6,23	2,28	5,85	2,08	6,23	2,27	6,70	2,52	6,87	2,69	7,31	2,86	7,08	2,69	6,89	2,48
21:00	6,30	2,03	6,76	2,31	7,21	2,69	6,60	2,32	6,36	2,17	5,88	1,99	6,24	2,17	6,74	2,42	6,86	2,53	7,35	2,75	7,11	2,59	6,80	2,34
22:00	6,43	2,06	6,91	2,30	7,41	2,65	6,71	2,31	6,47	2,19	5,95	2,02	6,28	2,19	6,89	2,48	7,07	2,55	7,50	2,78	7,30	2,66	6,91	2,36
23:00	6,45	2,07	6,87	2,31	7,38	2,70	6,57	2,29	6,41	2,19	5,81	1,99	6,25	2,24	6,82	2,49	7,04	2,58	7,40	2,74	7,20	2,62	6,88	2,34

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	1,43	0,48	1,39	0,52	1,39	0,48	1,32	0,46	1,31	0,58	1,25	0,61	1,26	0,62	1,33	0,58	1,39	0,54	1,46	-0,79	1,40	-0,80	1,47	0,48
1:00	1,39	0,50	1,33	0,54	1,34	0,50	1,28	0,47	1,26	0,59	1,20	0,62	1,20	0,64	1,28	0,60	1,34	0,56	1,41	-0,77	1,36	-0,79	1,42	0,50
2:00	1,36	0,52	1,30	0,55	1,30	0,47	1,24	0,50	1,22	0,61	1,17	0,64	1,17	0,64	1,25	0,61	1,32	0,57	1,37	-0,76	1,32	-0,78	1,39	0,52
3:00	1,33	0,53	1,27	0,56	1,27	0,48	1,21	0,50	1,20	0,61	1,14	0,64	1,15	0,65	1,24	0,61	1,29	0,58	1,33	-0,73	1,30	-0,77	1,36	0,53
4:00	1,31	0,54	1,25	0,57	1,24	0,46	1,19	0,51	1,18	0,62	1,12	0,65	1,13	0,65	1,22	0,61	1,28	0,57	1,32	-0,74	1,29	-0,77	1,34	0,53
5:00	1,31	0,52	1,26	0,55	1,23	0,45	1,18	0,51	1,20	0,60	1,14	0,63	1,14	0,65	1,26	0,59	1,32	0,54	1,34	-0,77	1,23	-0,79	1,38	0,50
6:00	1,18	0,55	1,14	0,57	1,12	0,46	1,04	0,54	1,14	0,58	1,05	0,64	1,02	0,67	1,16	0,56	1,22	0,51	1,23	-0,83	1,18	-0,83	1,30	0,47
7:00	1,12	0,50	1,07	0,53	1,02	0,43	0,95	0,52	1,13	0,51	1,01	0,60	0,96	0,63	1,14	0,50	1,19	0,45	1,16	-0,86	1,04	-0,81	1,23	0,44
8:00	1,17	0,44	1,09	0,48	1,05	0,37	0,99	0,45	1,18	0,45	1,02	0,55	0,99	0,57	1,17	0,46	1,19	0,44	1,16	-0,87	1,14	-0,89	1,27	0,39
9:00	1,19	0,42	1,12	0,45	1,08	0,25	1,04	0,38	1,22	0,43	1,07	0,51	1,04	0,54	1,20	0,43	1,21	0,42	1,18	-0,88	1,18	-0,92	1,29	0,37
10:00	1,21	0,40	1,14	0,43	1,10	0,23	1,08	0,34	1,24	0,41	1,08	0,46	1,07	0,52	1,21	0,42	1,23	0,41	1,22	-0,90	1,19	-0,93	1,30	0,36
11:00	1,19	0,41	1,13	0,43	1,10	0,28	1,06	0,36	1,21	0,42	1,06	0,46	1,05	0,52	1,14	0,45	1,18	0,43	1,18	-0,96	1,17	-0,94	1,28	0,35
12:00	1,14	0,43	1,10	0,45	1,08	0,34	1,00	0,40	1,11	0,47	1,00	0,54	0,98	0,55	1,09	0,49	1,13	0,47	1,16	-0,93	1,14	-0,91	1,18	0,41
13:00	1,16	0,43	1,13	0,46	1,12	0,31	1,03	0,41	1,13	0,48	1,01	0,55	0,99	0,56	1,12	0,49	1,17	0,46	1,22	-0,91	1,18	-0,89	1,20	0,42
14:00	1,24	0,41	1,20	0,43	1,18	0,28	1,12	0,36	1,19	0,46	1,05	0,53	1,03	0,55	1,18	0,46	1,24	0,42	1,29	-0,95	1,25	-0,92	1,29	0,38
15:00	1,30	0,37	1,25	0,40	1,22	0,25	1,15	0,34	1,25	0,43	1,09	0,51	1,10	0,51	1,23	0,43	1,29	0,40	1,34	-1,00	1,26	-0,95	1,35	0,35
16:00	1,26	0,36	1,24	0,38	1,20	0,24	1,13	0,33	1,21	0,44	1,08	0,51	1,07	0,52	1,19	0,43	1,24	0,40	1,28	-1,00	1,18	-0,95	1,34	0,33
17:00	1,19	0,38	1,16	0,40	1,12	0,30	1,08	0,38	1,15	0,45	1,03	0,52	1,01	0,53	1,13	0,44	1,19	0,41	1,21	-1,00	1,15	-0,94	1,26	0,35
18:00	1,19	0,41	1,17	0,43	1,19	0,32	1,32	0,37	1,35	0,45	1,33	0,50	1,29	0,51	1,48	0,42	1,57	0,38	1,63	-1,01	1,56	-0,96	1,39	0,35
19:00	1,61	0,36	1,57	0,39	1,56	0,26	1,51	0,35	1,50	0,46	1,46	0,50	1,47	0,50	1,57	0,44	1,62	0,40	1,68	-1,00	1,62	-0,96	1,75	0,32
20:00	1,60	0,38	1,56	0,41	1,54	0,29	1,48	0,37	1,47	0,48	1,41	0,53	1,42	0,53	1,51	0,48	1,57	0,43	1,64	-0,96	1,58	-0,93	1,72	0,35
21:00	1,58	0,41	1,55	0,43	1,53	0,32	1,47	0,39	1,47	0,51	1,39	0,55	1,40	0,56	1,50	0,50	1,55	0,47	1,62	-0,92	1,56	-0,89	1,68	0,38
22:00	1,57	0,42	1,53	0,46	1,53	0,34	1,47	0,41	1,46	0,53	1,36	0,57	1,37	0,57	1,49	0,52	1,54	0,49	1,61	-0,92	1,55	-0,89	1,63	0,41
23:00	1,50	0,46	1,46	0,49	1,48	0,36	1,40	0,43	1,41	0,55	1,32	0,59	1,32	0,59	1,40	0,56	1,47	0,52	1,53	-0,88	1,48	-0,85	1,56	0,45

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	5,86	-1,90	5,93	-1,90	6,05	-1,91	5,56	-2,07	5,49	-1,83	5,24	-2,11	5,23	-2,17	5,67	-1,93	5,84	-1,88	6,16	-1,80	5,88	-1,92	5,91	-1,87
1:00	5,63	-1,99	5,57	-2,07	5,71	-2,01	5,43	-2,15	5,31	-1,81	4,98	-2,19	4,98	-2,21	5,43	-1,97	5,59	-1,91	5,81	-1,92	5,60	-2,01	5,71	-1,93
2:00	5,46	-2,05	5,40	-2,12	5,56	-2,07	5,23	-2,23	5,05	-1,91	4,80	-2,25	4,79	-2,28	5,26	-2,08	5,36	-2,04	5,59	-2,00	5,44	-2,07	5,51	-2,02
3:00	5,34	-2,10	5,28	-2,17	5,40	-2,11	5,06	-2,27	4,95	-1,99	4,68	-2,30	4,64	-2,34	5,08	-2,14	5,23	-2,07	5,45	-2,05	5,31	-2,10	5,37	-2,07
4:00	5,26	-2,13	5,18	-2,19	5,22	-2,19	4,97	-2,30	4,82	-2,04	4,61	-2,33	4,60	-2,35	4,93	-2,19	5,13	-2,11	5,31	-2,10	5,13	-2,19	5,25	-2,11
5:00	5,19	-2,15	5,13	-2,23	5,20	-2,21	4,95	-2,33	4,86	-1,96	4,62	-2,34	4,59	-2,38	5,00	-2,16	5,20	-2,07	5,36	-2,06	5,12	-2,19	5,30	-2,08
6:00	4,54	-2,65	4,45	-2,72	4,66	-2,63	4,38	-2,77	4,33	-2,46	4,26	-2,64	4,11	-2,78	4,65	-2,46	4,79	-2,40	4,87	-2,40	4,55	-2,56	4,69	-2,53
7:00	4,40	-2,55	4,23	-2,66	4,39	-2,57	4,19	-2,65	4,21	-2,34	3,99	-2,68	3,92	-2,76	4,69	-2,28	4,83	-2,17	4,83	-2,20	4,45	-2,45	4,60	-2,38
8:00	5,00	-2,04	4,87	-2,13	5,10	-2,00	4,94	-2,07	4,98	-1,78	4,72	-2,11	4,76	-2,06	5,42	-1,68	5,59	-1,55	5,60	-1,57	5,15	-1,86	5,24	-1,91
9:00	5,31	-1,86	5,17	-1,97	5,30	-1,90	5,34	-1,87	5,38	-1,54	5,11	-1,88	5,05	-1,91	5,70	-1,52	5,79	-1,47	5,98	-1,40	5,52	-1,65	5,30	-1,79
10:00	5,38	-1,82	5,24	-1,90	5,29	-1,90	5,51	-1,78	5,35	-1,53	5,10	-1,89	5,22	-1,82	5,77	-1,48	5,89	-1,42	6,15	-1,30	5,66	-1,58	5,44	-1,78
11:00	5,38	-1,84	5,10	-2,01	5,40	-1,85	5,47	-1,82	5,37	-1,57	5,15	-1,89	5,22	-1,87	5,64	-1,58	5,81	-1,49	6,05	-1,41	5,58	-1,60	5,43	-1,80
12:00	4,97	-2,18	4,89	-2,22	4,97	-2,19	4,91	-2,26	4,85	-1,96	4,46	-2,40	4,57	-2,39	4,99	-2,09	5,13	-2,05	5,32	-1,97	5,16	-1,98	4,98	-2,17
13:00	4,96	-2,23	4,97	-2,25	5,07	-2,23	4,95	-2,30	4,81	-1,96	4,47	-2,41	4,49	-2,44	4,95	-2,16	5,17	-2,09	5,39	-2,04	5,23	-2,07	5,06	-2,19
14:00	5,52	-1,89	5,61	-1,84	5,68	-1,80	5,63	-1,73	5,35	-1,64	5,05	-2,01	5,16	-1,91	5,56	-1,73	5,85	-1,59	6,14	-1,49	5,82	-1,67	5,57	-1,88
15:00	5,80	-1,74	5,76	-1,77	5,83	-1,72	5,80	-1,74	5,50	-1,59	5,14	-1,87	5,33	-1,89	5,89	-1,55	6,13	-1,47	6,36	-1,37	5,98	-1,61	5,83	-1,73
16:00	5,57	-1,78	5,68	-1,75	5,69	-1,79	5,69	-1,77	5,40	-1,62	5,05	-2,05	5,28	-1,90	5,77	-1,63	6,12	-1,41	6,28	-1,22	5,84	-1,59	5,55	-1,78
17:00	5,36	-1,83	5,24	-1,92	5,34	-1,93	5,26	-1,97	5,16	-1,66	4,84	-2,13	4,98	-2,03	5,44	-1,73	5,70	-1,55	5,97	-1,44	5,41	-1,78	5,41	-1,84
18:00	5,03	-2,08	4,99	-2,14	5,24	-2,01	5,68	-1,77	5,81	-1,42	5,54	-1,80	5,55	-1,75	5,77	-1,56	6,12	-1,38	6,47	-1,27	6,18	-1,45	5,53	-1,81
19:00	6,48	-1,48	6,50	-1,48	6,57	-1,48	6,49	-1,57	6,32	-1,38	6,10	-1,69	6,18	-1,66	6,60	-1,35	6,71	-1,30	6,91	-1,26	6,68	-1,38	6,77	-1,36
20:00	6,48	-1,57	6,39	-1,63	6,53	-1,58	6,39	-1,68	6,16	-1,51	5,94	-1,81	5,99	-1,81	6,45	-1,48	6,56	-1,44	6,74	-1,41	6,53	-1,56	6,68	-1,47
21:00	6,51	-1,64	6,47	-1,70	6,52	-1,70	6,36	-1,78	6,18	-1,57	5,88	-1,87	5,93	-1,88	6,42	-1,57	6,59	-1,53	6,80	-1,50	6,57	-1,63	6,66	-1,55
22:00	6,56	-1,65	6,64	-1,67	6,55	-1,73	6,32	-1,84	6,14	-1,60	5,84	-1,90	5,82	-1,93	6,36	-1,63	6,59	-1,56	6,80	-1,53	6,46	-1,68	6,56	-1,60
23:00	6,29	-1,74	6,29	-1,77	6,39	-1,78	6,09	-1,92	5,91	-1,69	5,50	-2,02	5,56	-2,02	6,11	-1,75	6,34	-1,65	6,55	-1,65	6,34	-1,74	6,28	-1,69

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	2,73	0,66	2,33	0,58	2,36	0,59	2,22	0,64	2,11	0,70	2,05	0,72	2,04	0,73	2,18	0,69	2,24	0,00	2,36	-0,25	2,30	-0,87	3,10	0,76
1:00	2,63	0,70	2,23	0,61	2,26	0,61	2,14	0,66	2,02	0,72	1,97	0,74	1,96	0,75	2,09	0,71	2,13	0,02	2,25	-0,24	2,21	-0,89	2,98	0,80
2:00	2,55	0,72	2,15	0,63	2,18	0,63	2,07	0,68	1,95	0,74	1,90	0,76	1,89	0,76	2,02	0,72	2,06	0,03	2,18	-0,23	2,13	-0,86	2,90	0,83
3:00	2,50	0,73	2,09	0,65	2,12	0,65	2,01	0,70	1,88	0,76	1,84	0,78	1,83	0,77	1,95	0,75	2,00	0,05	2,10	-0,20	2,05	-0,85	2,83	0,86
4:00	2,45	0,74	2,05	0,66	2,07	0,67	1,96	0,72	1,83	0,77	1,79	0,79	1,78	0,79	1,90	0,76	1,93	0,06	2,04	-0,17	2,00	-0,84	2,79	0,85
5:00	2,40	0,76	2,00	0,67	2,02	0,68	1,91	0,74	1,79	0,79	1,77	0,81	1,73	0,82	1,85	0,78	1,91	0,08	1,92	-0,06	1,77	-0,61	2,64	0,98
6:00	1,98	1,06	1,66	0,92	1,66	0,94	1,56	0,91	1,42	1,05	1,43	1,08	1,40	1,10	1,51	1,06	1,59	0,31	1,68	0,03	1,61	-0,59	2,20	1,20
7:00	2,08	0,92	1,67	0,82	1,69	0,82	1,57	0,80	1,41	0,97	1,44	0,97	1,43	0,98	1,55	0,92	1,69	0,13	1,82	-0,14	1,66	-0,14	2,37	1,04
8:00	2,11	0,78	1,76	0,76	1,72	0,77	1,63	0,75	1,47	0,92	1,48	0,93	1,45	0,95	1,64	0,85	1,75	0,12	1,91	-0,18	1,78	-0,66	2,41	0,98
9:00	2,29	0,67	1,90	0,67	1,90	0,67	1,82	0,64	1,69	0,79	1,69	0,81	1,69	0,83	1,89	0,71	1,98	0,08	2,12	-0,27	1,97	-0,75	2,66	0,84
10:00	2,34	0,62	2,00	0,61	1,97	0,63	1,93	0,65	1,80	0,75	1,75	0,78	1,80	0,76	1,96	0,68	2,07	0,04	2,23	-0,31	2,07	-0,80	2,73	0,80
11:00	2,34	0,76	2,01	0,63	1,97	0,63	1,87	0,63	1,74	0,80	1,73	0,80	1,74	0,81	1,90	0,73	2,00	-0,04	2,16	-0,28	2,03	-0,86	2,63	0,88
12:00	2,27	0,84	1,92	0,72	1,93	0,74	1,87	0,71	1,75	0,86	1,72	0,87	1,72	0,88	1,86	0,80	1,94	0,02	2,09	-0,18	2,02	-0,81	2,58	0,95
13:00	2,49	0,74	2,12	0,63	2,08	0,67	2,02	0,63	1,90	0,75	1,86	0,70	1,81	0,80	1,98	0,73	2,09	0,01	2,24	-0,18	2,17	-0,87	2,80	0,87
14:00	2,63	0,66	2,22	0,56	2,23	0,57	2,16	0,53	2,00	0,69	1,95	0,65	1,92	0,74	2,14	0,65	2,24	-0,09	2,42	-0,32	2,28	-1,00	3,00	0,76
15:00	2,58	0,67	2,20	0,57	2,23	0,56	2,18	0,53	2,00	0,71	1,93	0,68	1,94	0,76	2,16	0,64	2,28	-0,26	2,44	-0,28	2,25	-1,01	2,89	0,78
16:00	2,50	0,65	2,13	0,56	2,15	0,58	2,09	0,61	1,91	0,72	1,91	0,67	1,89	0,75	2,09	0,64	2,19	-0,12	2,31	-0,22	2,13	-1,00	2,82	0,76
17:00	2,27	0,73	1,94	0,63	1,97	0,64	1,89	0,71	1,72	0,83	1,70	0,78	1,68	0,84	1,83	0,76	1,93	-0,04	2,03	-0,16	1,93	-0,90	2,58	0,89
18:00	2,45	0,66	2,10	0,57	2,35	0,44	2,41	0,47	2,38	0,53	2,28	0,59	2,25	0,58	2,36	0,51	2,47	-0,24	2,60	-0,36	2,55	-1,15	3,26	0,54
19:00	3,01	0,48	2,62	0,41	2,63	0,43	2,54	0,47	2,45	0,55	2,39	0,58	2,38	0,58	2,53	0,51	2,58	-0,22	2,68	-0,39	2,65	-1,15	3,66	0,52
20:00	3,02	0,52	2,61	0,45	2,61	0,45	2,50	0,51	2,42	0,56	2,35	0,61	2,34	0,60	2,48	0,55	2,55	-0,24	2,65	-0,33	2,63	-1,12	3,62	0,55
21:00	3,02	0,56	2,60	0,49	2,63	0,49	2,52	0,54	2,42	0,60	2,34	0,63	2,33	0,63	2,47	0,58	2,55	-0,18	2,66	-0,29	2,64	-1,05	3,55	0,61
22:00	2,97	0,58	2,59	0,51	2,62	0,53	2,50	0,57	2,40	0,62	2,28	0,67	2,29	0,66	2,46	0,60	2,54	-0,15	2,66	-0,28	2,58	-1,04	3,45	0,63
23:00	2,84	0,62	2,47	0,53	2,51	0,54	2,36	0,60	2,27	0,66	2,16	0,70	2,18	0,69	2,34	0,64	2,40	-0,12	2,53	-0,24	2,46	-1,02	3,30	0,69

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	2,10	0,23	2,14	0,14	2,07	0,10	1,83	-0,01	1,71	-0,08	1,65	-0,08	1,64	-0,11	1,90	0,82	1,93	0,77	2,20	0,10	1,84	0,81	2,14	0,41
1:00	2,10	0,24	2,08	0,14	1,97	0,06	1,79	0,00	1,63	-0,10	1,63	-0,09	1,61	-0,11	1,80	0,68	1,87	0,73	2,17	0,10	1,80	0,72	2,10	0,39
2:00	2,08	0,25	2,04	0,13	1,98	0,08	1,72	-0,04	1,60	-0,11	1,54	-0,11	1,58	-0,11	1,77	0,56	1,88	0,58	2,17	0,12	1,76	0,69	2,10	0,40
3:00	2,30	0,33	2,22	0,23	2,25	0,22	1,81	-0,01	1,64	-0,08	1,59	-0,07	1,50	-0,11	2,08	0,40	2,23	0,25	2,43	0,23	2,11	0,39	2,35	0,47
4:00	2,43	0,42	2,40	0,32	2,45	0,34	1,87	0,04	1,64	-0,05	1,65	-0,05	1,66	-0,06	2,17	0,31	2,35	0,29	2,67	0,37	2,21	0,41	2,59	0,60
5:00	2,56	0,50	2,47	0,37	2,50	0,38	1,88	0,07	1,66	-0,05	1,65	-0,06	1,81	0,01	2,27	0,35	2,51	0,40	2,78	0,46	2,25	0,46	2,72	0,68
6:00	2,52	0,55	2,52	0,47	2,48	0,44	1,77	0,08	1,64	0,00	1,65	0,00	1,88	0,09	2,43	0,50	2,64	0,55	2,69	0,53	2,15	0,49	2,75	0,81
7:00	2,64	0,66	2,57	0,62	2,39	0,50	1,76	0,16	1,77	0,14	1,74	0,12	1,94	0,21	2,55	0,67	2,79	0,78	2,69	0,65	1,94	0,79	2,77	0,88
8:00	2,72	0,79	2,59	0,69	2,62	0,69	1,93	0,30	1,94	0,30	1,96	0,27	2,04	0,30	2,67	0,83	2,90	0,91	2,71	0,74	2,17	0,72	2,83	0,96
9:00	2,75	0,81	2,74	0,76	2,51	0,64	1,97	0,33	2,05	0,35	2,04	0,33	2,15	0,36	2,71	0,86	2,97	1,00	2,70	0,73	2,17	0,74	2,87	0,98
10:00	2,83	0,88	2,76	0,80	2,50	0,64	2,00	0,35	2,05	0,35	2,15	0,41	2,14	0,38	2,69	0,82	2,96	0,97	2,70	0,72	2,16	0,73	2,85	0,98
11:00	2,69	0,81	2,62	0,75	2,37	0,59	1,92	0,33	1,98	0,34	2,01	0,34	2,06	0,34	2,49	0,73	2,70	0,89	2,48	0,64	2,06	0,70	2,72	0,92
12:00	1,82	0,36	1,80	0,30	1,73	0,24	1,56	0,12	1,54	0,12	1,43	0,03	1,43	0,04	1,67	0,30	1,79	0,35	1,64	0,16	1,55	0,48	1,85	0,53
13:00	1,84	0,31	1,83	0,26	1,80	0,21	1,62	0,11	1,56	0,06	1,36	-0,01	1,31	-0,04	1,70	0,32	1,79	0,31	1,69	0,11	1,58	0,58	1,83	0,48
14:00	1,90	0,32	1,87	0,24	1,87	0,22	1,63	0,09	1,59	0,06	1,33	-0,02	1,23	-0,10	1,73	0,34	1,83	0,31	1,71	0,12	1,62	0,66	1,88	0,47
15:00	1,91	0,33	1,87	0,24	1,82	0,21	1,59	0,09	1,62	0,09	1,39	-0,01	1,33	-0,07	1,70	0,39	1,81	0,33	1,71	0,14	1,62	0,60	1,90	0,50
16:00	1,84	0,34	1,83	0,27	1,73	0,20	1,57	0,11	1,55	0,08	1,30	-0,04	1,31	-0,07	1,67	0,33	1,78	0,31	1,67	0,16	1,59	0,64	1,84	0,49
17:00	1,76	0,31	1,70	0,23	1,65	0,18	1,50	0,07	1,45	0,05	1,28	-0,07	1,28	-0,07	1,62	0,43	1,71	0,31	1,58	0,13	1,52	0,63	1,76	0,48
18:00	1,59	0,16	1,60	0,12	1,59	0,09	1,57	0,01	1,53	-0,03	1,42	-0,11	1,35	-0,12	1,60	0,73	1,72	0,31	1,85	0,10	1,63	0,81	1,74	0,37
19:00	1,94	0,18	1,91	0,07	1,98	0,09	1,83	0,01	1,60	-0,10	1,61	-0,09	1,62	-0,10	1,74	0,92	1,95	0,28	2,11	0,12	1,91	0,73	2,06	0,37
20:00	1,96	0,15	1,99	0,09	2,01	0,09	1,84	0,01	1,80	0,00	1,64	-0,09	1,62	-0,10	1,92	0,98	1,96	0,32	2,16	0,12	1,88	0,78	2,08	0,43
21:00	2,05	0,16	2,08	0,10	2,08	0,10	1,96	0,03	1,77	-0,03	1,68	-0,08	1,65	-0,10	1,95	1,10	1,90	1,15	2,20	0,11	1,90	0,62	2,12	0,40
22:00	2,18	0,19	2,21	0,15	2,18	0,13	2,08	0,07	1,86	-0,01	1,73	-0,06	1,64	-0,10	2,02	1,13	2,09	0,40	2,25	0,11	2,01	0,56	2,20	0,42
23:00	2,19	0,21	2,14	0,14	2,17	0,15	1,99	0,04	1,91	0,04	1,70	-0,06	1,58	-0,10	2,10	0,63	2,06	0,39	2,27	0,11	2,00	0,59	2,19	0,44

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	5,79	0,91	5,71	0,96	5,87	0,89	5,58	0,76	5,33	0,67	5,07	0,62	5,00	0,63	5,55	0,82	5,73	0,85	6,12	0,98	5,88	0,93	5,67	0,95
1:00	5,59	0,87	5,44	0,87	5,68	0,86	5,40	0,76	5,10	0,65	4,86	0,57	4,77	0,57	5,31	0,79	5,49	0,81	5,86	0,91	5,65	0,86	5,44	0,90
2:00	5,40	0,83	5,24	0,81	5,45	0,82	5,18	0,68	4,86	0,56	4,71	0,54	4,59	0,55	5,09	0,73	5,28	0,74	5,62	0,86	5,41	0,82	5,25	0,89
3:00	5,53	0,91	5,31	0,86	5,45	0,83	5,17	0,68	4,85	0,58	4,64	0,53	4,58	0,55	5,19	0,80	5,43	0,83	5,80	0,97	5,55	0,93	5,43	0,98
4:00	5,61	0,97	5,35	0,87	5,45	0,83	5,12	0,64	4,80	0,52	4,61	0,49	4,56	0,53	5,23	0,81	5,54	0,89	5,91	1,04	5,61	0,98	5,59	1,06
5:00	5,78	1,13	5,44	1,03	5,51	0,92	5,24	0,81	4,85	0,63	4,68	0,58	4,62	0,62	5,36	0,95	5,66	1,02	6,05	1,23	5,63	1,04	5,80	1,27
6:00	5,60	1,05	5,21	0,90	5,29	0,82	4,97	0,69	4,66	0,57	4,57	0,52	4,52	0,54	5,25	0,85	5,47	0,88	5,88	1,19	5,34	0,97	5,61	1,10
7:00	5,80	1,29	5,24	0,98	5,22	0,92	4,88	0,72	4,58	0,59	4,58	0,62	4,62	0,63	5,48	1,04	5,73	1,07	6,01	1,31	5,07	0,84	5,70	1,21
8:00	5,89	1,27	5,53	1,26	5,46	1,03	5,31	0,99	4,85	0,76	4,82	0,66	4,94	0,81	5,80	1,22	5,99	1,24	6,17	1,41	5,50	1,12	5,85	1,28
9:00	6,40	1,83	5,89	1,64	5,77	1,40	5,57	1,33	5,32	1,15	5,26	1,11	5,35	1,18	6,21	1,62	6,49	1,73	6,63	1,94	5,85	1,54	6,17	1,66
10:00	6,49	1,95	6,10	1,79	5,89	1,49	5,95	1,58	5,45	1,24	5,41	1,22	5,43	1,22	6,32	1,80	6,48	1,75	6,70	1,98	5,94	1,62	6,28	1,76
11:00	6,11	1,62	5,79	1,47	5,77	1,36	5,49	1,11	5,27	1,01	5,21	0,99	5,21	1,00	5,89	1,55	6,07	1,39	6,31	1,59	5,70	1,35	5,94	1,47
12:00	4,67	0,48	4,58	0,44	4,74	0,44	4,78	0,40	4,45	0,23	4,38	0,21	4,23	0,23	4,55	0,50	4,81	0,41	4,99	0,51	4,65	0,34	4,57	0,62
13:00	5,08	0,96	4,99	0,90	5,10	0,81	5,30	0,91	4,93	0,71	4,66	0,60	4,60	0,65	4,97	0,97	5,24	0,89	5,45	0,98	5,14	0,81	4,94	0,95
14:00	5,59	1,31	5,43	1,22	5,53	1,13	5,54	1,20	5,28	1,04	5,11	0,96	4,92	0,91	5,46	1,34	5,72	1,26	5,92	1,38	5,57	1,20	5,35	1,24
15:00	5,61	1,29	5,44	1,21	5,57	1,13	5,68	1,23	5,34	1,01	5,18	0,94	5,04	0,91	5,51	1,24	5,77	1,22	5,97	1,39	5,56	1,17	5,32	1,22
16:00	5,36	1,21	5,33	1,20	5,34	1,05	5,39	1,09	5,16	0,96	4,97	0,82	4,94	0,88	5,35	1,09	5,63	1,19	5,79	1,33	5,33	1,13	5,14	1,16
17:00	5,12	1,17	5,02	1,06	5,02	0,93	5,17	1,01	4,87	0,83	4,69	0,68	4,79	0,86	4,99	1,00	5,25	1,05	5,42	1,17	5,04	1,00	4,88	1,07
18:00	4,40	0,60	4,36	0,59	4,58	0,65	4,85	0,74	4,61	0,64	4,48	0,49	4,44	0,61	4,68	0,72	5,03	0,83	5,22	1,00	5,05	0,89	4,56	0,75
19:00	5,23	0,92	5,21	0,96	5,39	0,94	5,36	0,88	5,05	0,74	4,88	0,61	4,85	0,67	5,22	0,89	5,37	0,90	5,61	1,01	5,45	0,96	5,35	1,02
20:00	5,43	0,96	5,39	1,01	5,51	0,94	5,46	0,87	5,15	0,74	4,91	0,63	4,88	0,69	5,22	0,85	5,40	0,90	5,72	1,02	5,58	0,96	5,43	1,02
21:00	5,76	0,97	5,77	1,03	5,80	0,97	5,80	0,89	5,55	0,79	5,18	0,66	5,24	0,74	5,57	0,89	5,85	0,96	6,14	1,06	6,04	1,03	5,70	1,05
22:00	6,14	1,06	6,03	1,05	6,21	1,03	6,04	0,94	5,78	0,83	5,37	0,71	5,39	0,77	5,85	0,93	6,09	0,97	6,49	1,13	6,24	1,06	5,94	1,09
23:00	6,06	1,06	5,96	1,06	6,15	1,03	5,91	0,91	5,63	0,81	5,32	0,72	5,31	0,79	5,83	0,96	6,02	0,97	6,42	1,14	6,16	1,06	5,85	1,08

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	4,17	-1,34	4,25	-1,33	4,26	-1,30	3,89	-1,13	3,71	-1,05	3,58	-1,06	3,50	-1,04	3,95	-1,22	4,24	-1,27	4,51	-1,42	4,36	-1,35	4,29	-1,38
1:00	4,02	-1,29	4,11	-1,29	4,07	-1,26	3,75	-1,10	3,56	-1,02	3,42	-1,03	3,37	-1,01	3,78	-1,20	4,07	-1,24	4,30	-1,37	4,18	-1,32	4,14	-1,35
2:00	3,91	-1,26	3,99	-1,25	3,94	-1,20	3,63	-1,05	3,44	-0,98	3,32	-0,99	3,26	-0,99	3,66	-1,16	3,93	-1,20	4,12	-1,30	4,01	-1,26	4,03	-1,32
3:00	3,78	-1,21	3,87	-1,21	3,80	-1,16	3,54	-1,02	3,36	-0,96	3,24	-0,97	3,19	-0,97	3,59	-1,13	3,82	-1,16	4,01	-1,26	3,92	-1,24	3,94	-1,29
4:00	3,69	-1,18	3,77	-1,17	3,71	-1,13	3,46	-1,00	3,30	-0,94	3,20	-0,95	3,15	-0,96	3,51	-1,10	3,75	-1,14	3,93	-1,23	3,83	-1,21	3,83	-1,25
5:00	3,65	-1,16	3,72	-1,15	3,68	-1,12	3,43	-0,99	3,28	-0,93	3,22	-0,96	3,18	-0,97	3,51	-1,09	3,73	-1,12	3,78	-1,14	3,57	-1,02	3,75	-1,22
6:00	3,05	-0,93	3,10	-0,90	3,05	-0,84	2,80	-0,72	2,64	-0,63	2,67	-0,66	2,64	-0,61	2,98	-0,79	3,12	-0,82	3,23	-0,93	3,20	-0,91	3,20	-1,04
7:00	3,03	-1,00	3,02	-0,98	2,92	-0,94	2,71	-0,81	2,61	-0,74	2,64	-0,74	2,58	-0,73	2,96	-0,92	3,19	-1,00	3,33	-1,13	3,20	-1,06	3,19	-1,13
8:00	3,22	-1,13	3,23	-1,10	3,13	-1,06	2,90	-0,91	2,84	-0,86	2,85	-0,87	2,81	-0,86	3,24	-1,07	3,44	-1,12	3,62	-1,25	3,49	-1,20	3,42	-1,25
9:00	3,35	-1,20	3,38	-1,19	3,27	-1,14	3,08	-0,98	3,01	-0,94	2,99	-0,95	3,00	-0,94	3,40	-1,15	3,63	-1,20	3,80	-1,33	3,68	-1,28	3,45	-1,31
10:00	3,39	-1,23	3,48	-1,26	3,34	-1,18	3,20	-1,05	3,15	-1,04	3,06	-0,99	3,07	-0,99	3,44	-1,17	3,72	-1,24	3,91	-1,40	3,79	-1,33	3,61	-1,37
11:00	3,37	-1,23	3,42	-1,23	3,36	-1,20	3,19	-1,07	3,12	-1,04	3,06	-1,01	3,06	-1,01	3,34	-1,15	3,60	-1,22	3,79	-1,40	3,67	-1,30	3,58	-1,38
12:00	3,33	-1,19	3,45	-1,20	3,38	-1,16	3,20	-1,03	3,11	-0,99	3,03	-0,98	2,98	-0,95	3,27	-1,09	3,51	-1,16	3,71	-1,26	3,64	-1,23	3,52	-1,31
13:00	3,47	-1,18	3,62	-1,21	3,53	-1,15	3,31	-1,02	3,20	-0,99	3,08	-0,97	3,01	-0,92	3,33	-1,07	3,61	-1,14	3,84	-1,26	3,75	-1,21	3,66	-1,29
14:00	3,79	-1,31	3,86	-1,32	3,70	-1,23	3,49	-1,15	3,32	-1,03	3,20	-1,02	3,16	-1,00	3,56	-1,17	3,87	-1,26	4,10	-1,38	3,98	-1,34	3,93	-1,40
15:00	3,81	-1,34	3,91	-1,36	3,74	-1,26	3,52	-1,16	3,38	-1,05	3,27	-1,03	3,28	-1,04	3,67	-1,21	3,99	-1,30	4,17	-1,43	3,98	-1,38	3,95	-1,43
16:00	3,63	-1,34	3,79	-1,37	3,63	-1,27	3,42	-1,17	3,30	-1,08	3,21	-1,05	3,21	-1,04	3,58	-1,23	3,91	-1,31	4,03	-1,43	3,79	-1,38	3,81	-1,45
17:00	3,42	-1,27	3,54	-1,30	3,41	-1,21	3,26	-1,09	3,18	-1,04	3,14	-1,04	3,08	-1,02	3,37	-1,18	3,66	-1,28	3,83	-1,41	3,58	-1,28	3,67	-1,40
18:00	3,85	-1,34	3,92	-1,34	4,34	-1,48	4,48	-1,41	4,43	-1,35	4,38	-1,35	4,28	-1,36	4,63	-1,55	4,89	-1,59	5,13	-1,75	4,83	-1,65	4,52	-1,61
19:00	4,92	-1,61	5,02	-1,63	4,93	-1,59	4,64	-1,43	4,49	-1,35	4,47	-1,38	4,42	-1,35	4,83	-1,55	5,00	-1,57	5,23	-1,74	5,04	-1,66	5,22	-1,73
20:00	4,83	-1,58	4,93	-1,60	4,78	-1,52	4,49	-1,37	4,30	-1,28	4,28	-1,31	4,23	-1,29	4,60	-1,46	4,82	-1,51	5,09	-1,66	4,93	-1,60	5,07	-1,69
21:00	4,74	-1,50	4,86	-1,52	4,76	-1,46	4,42	-1,29	4,24	-1,20	4,14	-1,24	4,08	-1,22	4,49	-1,37	4,74	-1,43	5,02	-1,59	4,86	-1,52	4,96	-1,62
22:00	4,63	-1,47	4,78	-1,50	4,72	-1,42	4,37	-1,26	4,19	-1,19	4,02	-1,21	3,98	-1,20	4,40	-1,36	4,71	-1,41	4,99	-1,59	4,82	-1,50	4,78	-1,56
23:00	4,39	-1,40	4,53	-1,43	4,48	-1,36	4,11	-1,18	3,95	-1,12	3,81	-1,14	3,74	-1,12	4,18	-1,30	4,50	-1,34	4,75	-1,49	4,59	-1,44	4,53	-1,48

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	5,20	2,56	5,35	2,60	5,72	2,86	5,01	1,90	4,80	1,04	4,71	1,07	4,59	0,99	5,13	1,26	5,25	1,22	6,19	1,38	5,99	1,23	5,49	2,68
1:00	5,06	2,51	5,15	2,53	5,52	2,81	4,83	1,83	4,62	1,01	4,54	1,05	4,42	0,97	4,93	1,22	5,05	1,18	5,85	1,29	5,70	1,17	5,29	2,63
2:00	4,97	2,51	5,00	2,49	5,35	2,72	4,66	1,82	4,47	0,92	4,40	0,98	4,28	0,96	4,77	1,17	4,88	1,15	5,63	1,24	5,48	1,10	5,18	2,62
3:00	4,93	2,49	4,92	2,45	5,25	2,70	4,55	1,76	4,37	0,90	4,33	0,96	4,19	0,93	4,73	1,15	4,90	1,20	5,49	1,17	5,33	1,04	5,14	2,58
4:00	4,92	2,50	4,90	2,46	5,21	2,70	4,49	1,79	4,35	0,90	4,31	0,93	4,21	0,93	4,74	1,17	4,90	1,18	5,48	1,17	5,31	1,05	5,14	2,60
5:00	4,99	2,51	4,93	2,49	5,23	2,71	4,52	1,82	4,37	0,90	4,33	0,93	4,26	0,94	4,82	1,18	5,00	1,20	5,58	1,21	5,39	1,08	5,21	2,63
6:00	4,80	2,40	4,64	2,34	4,98	2,51	4,01	1,48	3,89	0,60	4,01	0,74	3,99	0,66	4,66	1,01	4,80	1,02	5,41	1,13	5,17	0,95	4,98	2,54
7:00	5,13	2,61	4,86	2,55	5,13	2,70	4,05	1,52	4,17	0,72	4,30	0,89	4,33	0,85	5,20	1,29	5,45	1,40	5,64	1,31	5,42	1,13	5,30	2,78
8:00	5,67	2,95	5,41	2,81	5,63	3,02	4,44	1,77	4,69	1,08	4,81	1,22	4,86	1,26	5,86	1,81	6,07	1,87	6,23	1,76	6,03	1,60	5,82	3,10
9:00	5,79	3,03	5,62	2,95	5,83	3,12	4,59	1,88	4,91	1,17	5,05	1,38	5,23	1,42	6,08	1,90	6,30	2,02	6,60	1,91	6,38	1,78	5,90	3,15
10:00	5,80	3,07	5,69	3,05	5,84	3,15	4,67	1,83	5,09	1,26	5,13	1,46	5,35	1,49	6,10	1,89	6,42	2,15	6,66	1,92	6,40	1,83	5,90	3,17
11:00	5,31	2,89	5,26	2,82	5,50	3,00	4,60	1,91	4,96	1,27	4,92	1,43	5,00	1,40	5,65	1,76	5,92	1,97	6,51	1,89	6,28	1,76	5,40	2,99
12:00	4,95	2,64	4,92	2,61	5,37	2,86	4,53	1,76	4,73	1,11	4,65	1,22	4,67	1,16	5,18	1,40	5,32	1,50	5,70	1,47	5,63	1,39	5,09	2,74
13:00	5,05	2,59	5,11	2,60	5,48	2,83	4,66	1,75	4,83	1,09	4,77	1,25	4,77	1,14	5,27	1,40	5,58	1,50	5,71	1,37	5,62	1,30	5,27	2,69
14:00	5,34	2,67	5,35	2,67	5,67	2,93	4,81	1,76	4,96	1,15	4,94	1,31	4,97	1,27	5,54	1,53	5,85	1,75	6,01	1,51	5,99	1,45	5,52	2,79
15:00	5,42	2,72	5,48	2,74	5,75	2,96	4,96	1,89	5,11	1,21	5,08	1,31	5,15	1,28	5,75	1,61	6,05	1,75	6,28	1,60	6,19	1,51	5,59	2,83
16:00	5,25	2,73	5,30	2,77	5,60	2,96	4,81	1,87	4,96	1,22	4,98	1,29	5,01	1,26	5,59	1,59	5,87	1,77	6,28	1,65	6,12	1,58	5,39	2,84
17:00	4,97	2,64	4,95	2,62	5,29	2,88	4,58	1,87	4,74	1,14	4,78	1,20	4,74	1,19	5,29	1,51	5,45	1,50	6,06	1,66	5,85	1,53	5,17	2,75
18:00	5,02	2,57	5,03	2,57	5,86	3,03	5,78	2,25	6,16	1,64	6,04	1,63	5,87	1,56	6,27	1,88	6,40	1,83	6,13	1,68	5,88	1,46	5,70	2,89
19:00	5,97	2,96	6,06	3,06	6,48	3,28	6,02	2,34	6,10	1,66	6,05	1,63	6,06	1,57	6,55	1,90	6,60	1,87	7,05	1,96	6,90	1,79	6,35	3,12
20:00	5,87	2,93	5,99	3,04	6,31	3,21	5,85	2,27	5,81	1,57	5,78	1,56	5,80	1,52	6,26	1,77	6,33	1,77	6,91	1,91	6,77	1,73	6,16	3,08
21:00	5,91	2,83	6,05	2,95	6,35	3,13	5,88	2,12	5,76	1,45	5,67	1,46	5,75	1,45	6,26	1,64	6,40	1,73	6,81	1,76	6,64	1,60	6,16	3,00
22:00	5,80	2,83	5,97	2,89	6,27	3,06	5,75	2,07	5,62	1,35	5,46	1,38	5,41	1,36	5,98	1,58	6,13	1,60	6,85	1,66	6,66	1,53	6,02	2,96
23:00	5,46	2,67	5,66	2,76	5,96	2,96	5,30	1,96	5,17	1,24	5,02	1,24	4,96	1,24	5,47	1,47	5,60	1,37	6,57	1,56	6,36	1,42	5,74	2,85

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	3,84	-0,96	3,87	-0,97	3,71	-0,85	3,23	-0,54	3,16	-0,58	3,08	-0,56	2,99	-0,50	3,38	-0,73	3,54	-1,09	4,02	-1,03	4,13	-1,10	4,18	-1,18
1:00	3,71	-0,91	3,74	-0,94	3,55	-0,81	3,10	-0,50	3,04	-0,56	2,98	-0,54	2,91	-0,49	3,26	-0,71	3,40	-1,05	3,90	-1,02	4,00	-1,08	4,07	-1,15
2:00	3,65	-0,92	3,65	-0,91	3,41	-0,75	2,96	-0,45	2,94	-0,52	2,90	-0,52	2,84	-0,48	3,19	-0,70	3,31	-1,02	3,81	-1,00	3,89	-1,03	3,94	-1,11
3:00	3,71	-0,94	3,70	-0,94	3,38	-0,75	2,88	-0,42	2,92	-0,52	2,91	-0,54	2,85	-0,50	3,23	-0,72	3,40	-1,07	3,90	-1,06	3,94	-1,08	4,04	-1,14
4:00	3,73	-0,95	3,71	-0,95	3,36	-0,76	2,84	-0,41	2,92	-0,54	2,93	-0,56	2,86	-0,51	3,30	-0,78	3,51	-1,14	4,00	-1,12	4,02	-1,14	4,09	-1,18
5:00	3,76	-0,98	3,73	-0,98	3,36	-0,77	2,82	-0,41	2,96	-0,57	2,96	-0,58	2,94	-0,55	3,45	-0,85	3,69	-1,25	4,20	-1,28	4,06	-1,24	4,16	-1,23
6:00	3,41	-0,93	3,31	-0,86	2,99	-0,69	2,32	-0,27	2,61	-0,51	2,70	-0,56	2,75	-0,54	3,30	-0,89	3,46	-1,30	3,97	-1,35	3,95	-1,31	3,82	-1,23
7:00	3,41	-1,06	3,17	-0,96	2,85	-0,78	2,09	-0,29	2,50	-0,58	2,65	-0,66	2,74	-0,67	3,39	-1,11	3,56	-1,54	4,08	-1,58	4,01	-1,48	3,84	-1,34
8:00	3,61	-1,20	3,36	-1,09	3,06	-0,94	2,21	-0,40	2,74	-0,77	2,87	-0,82	3,03	-0,88	3,65	-1,32	3,75	-1,70	4,30	-1,70	4,26	-1,65	4,03	-1,47
9:00	3,70	-1,25	3,48	-1,18	3,16	-1,02	2,33	-0,45	2,87	-0,84	2,96	-0,93	3,09	-0,92	3,74	-1,37	3,81	-1,69	4,35	-1,75	4,32	-1,69	4,09	-1,51
10:00	3,73	-1,29	3,54	-1,23	3,20	-1,04	2,43	-0,51	2,92	-0,87	3,02	-0,94	3,13	-0,95	3,74	-1,35	3,81	-1,69	4,38	-1,76	4,31	-1,67	4,10	-1,51
11:00	3,38	-1,13	3,25	-1,07	2,95	-0,91	2,45	-0,53	2,78	-0,80	2,76	-0,84	2,81	-0,79	3,25	-1,11	3,22	-1,40	3,75	-1,43	3,78	-1,38	3,59	-1,28
12:00	3,11	-0,96	3,08	-0,93	2,90	-0,81	2,48	-0,49	2,61	-0,64	2,57	-0,65	2,58	-0,63	2,92	-0,88	2,96	-1,13	3,41	-1,11	3,45	-1,13	3,30	-1,09
13:00	3,21	-0,94	3,21	-0,93	2,98	-0,79	2,56	-0,49	2,62	-0,62	2,58	-0,63	2,56	-0,60	2,91	-0,81	3,03	-1,08	3,47	-1,09	3,49	-1,09	3,38	-1,05
14:00	3,38	-1,00	3,34	-0,98	3,09	-0,87	2,65	-0,55	2,72	-0,66	2,65	-0,67	2,62	-0,64	3,03	-0,87	3,16	-1,19	3,66	-1,19	3,67	-1,18	3,55	-1,10
15:00	3,37	-1,02	3,37	-1,03	3,16	-0,91	2,70	-0,64	2,79	-0,70	2,73	-0,68	2,75	-0,67	3,15	-0,94	3,20	-1,26	3,72	-1,25	3,63	-1,20	3,58	-1,14
16:00	3,25	-1,03	3,27	-1,05	3,07	-0,92	2,63	-0,65	2,76	-0,74	2,74	-0,72	2,72	-0,70	3,11	-0,97	3,23	-1,32	3,67	-1,32	3,44	-1,19	3,49	-1,18
17:00	3,14	-0,98	3,13	-1,01	2,94	-0,87	2,54	-0,58	2,68	-0,71	2,69	-0,70	2,69	-0,71	3,05	-0,99	3,13	-1,32	3,62	-1,33	3,44	-1,20	3,42	-1,17
18:00	3,61	-1,09	3,60	-1,10	3,73	-1,06	3,65	-0,81	3,94	-0,97	3,82	-0,88	3,81	-0,90	4,19	-1,20	4,26	-1,61	4,74	-1,51	4,69	-1,49	4,24	-1,35
19:00	4,39	-1,17	4,51	-1,26	4,24	-1,10	3,71	-0,77	3,91	-0,91	3,82	-0,85	3,87	-0,84	4,31	-1,16	4,31	-1,54	4,75	-1,44	4,79	-1,45	4,83	-1,40
20:00	4,36	-1,14	4,44	-1,21	4,16	-1,04	3,75	-0,75	3,76	-0,84	3,68	-0,79	3,68	-0,77	4,08	-1,03	4,16	-1,43	4,60	-1,32	4,67	-1,37	4,78	-1,38
21:00	4,33	-1,09	4,41	-1,14	4,16	-0,99	3,74	-0,70	3,66	-0,74	3,57	-0,72	3,53	-0,68	3,92	-0,93	4,03	-1,30	4,50	-1,23	4,63	-1,28	4,71	-1,33
22:00	4,21	-1,06	4,36	-1,12	4,11	-0,95	3,70	-0,68	3,59	-0,71	3,43	-0,67	3,37	-0,65	3,80	-0,89	3,93	-1,26	4,45	-1,20	4,55	-1,26	4,57	-1,29
23:00	4,03	-1,02	4,13	-1,07	3,90	-0,90	3,45	-0,60	3,35	-0,64	3,24	-0,61	3,17	-0,58	3,59	-0,82	3,75	-1,18	4,24	-1,12	4,35	-1,20	4,37	-1,25

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	3,07	0,72	3,07	0,76	3,12	0,76	2,98	0,69	3,22	0,76	2,92	0,64	3,08	0,69	3,24	0,79	3,09	0,71	3,45	0,92	3,40	0,90	3,27	0,82
1:00	2,99	0,70	3,12	0,76	3,04	0,74	2,93	0,71	3,13	0,75	2,86	0,61	3,01	0,69	3,15	0,77	3,02	0,70	3,38	0,92	3,32	0,90	3,19	0,80
2:00	2,88	0,67	3,06	0,74	2,98	0,72	2,89	0,68	3,08	0,73	2,81	0,60	2,97	0,68	3,10	0,75	2,94	0,69	3,30	0,90	3,24	0,87	3,14	0,78
3:00	2,85	0,66	3,02	0,74	2,94	0,71	2,80	0,65	3,04	0,71	2,78	0,59	2,96	0,68	3,04	0,74	2,90	0,68	3,27	0,89	3,20	0,86	3,09	0,76
4:00	2,82	0,64	2,97	0,73	2,91	0,69	2,78	0,64	2,99	0,69	2,75	0,57	2,94	0,68	3,02	0,73	2,89	0,67	3,24	0,88	3,17	0,84	3,06	0,75
5:00	2,81	0,63	2,98	0,73	2,88	0,68	2,72	0,63	2,98	0,69	2,76	0,58	2,90	0,68	3,02	0,72	2,90	0,68	3,21	0,87	3,14	0,83	3,06	0,76
6:00	2,54	0,39	2,73	0,48	2,59	0,43	2,45	0,37	2,63	0,41	2,55	0,40	2,72	0,50	2,82	0,55	2,63	0,42	2,87	0,57	2,76	0,51	2,80	0,50
7:00	2,60	0,45	2,72	0,48	2,50	0,41	2,40	0,36	2,67	0,45	2,44	0,34	2,62	0,40	2,83	0,53	2,71	0,51	2,97	0,68	2,97	0,66	2,89	0,59
8:00	2,79	0,56	2,86	0,62	2,69	0,54	2,58	0,49	2,76	0,54	2,59	0,45	2,79	0,55	2,95	0,66	2,86	0,65	3,04	0,78	2,49	0,62	3,03	0,71
9:00	2,83	0,59	2,96	0,65	2,77	0,58	2,55	0,49	2,85	0,59	2,71	0,52	2,89	0,59	3,01	0,70	2,84	0,68	3,11	0,82	2,57	0,66	2,97	0,74
10:00	2,90	0,63	2,84	0,65	2,76	0,59	2,60	0,52	2,78	0,59	2,80	0,57	2,83	0,61	3,13	0,76	2,88	0,69	3,22	0,89	2,62	0,71	3,16	0,79
11:00	2,83	0,64	2,88	0,68	2,69	0,55	2,73	0,57	2,87	0,56	2,79	0,58	2,78	0,60	3,11	0,76	3,05	0,74	3,20	0,87	2,59	0,69	3,14	0,80
12:00	2,73	0,52	2,73	0,56	2,58	0,46	2,60	0,48	2,72	0,49	2,62	0,47	2,71	0,51	2,78	0,58	2,83	0,58	2,98	0,72	2,72	0,64	2,95	0,65
13:00	2,76	0,50	2,75	0,52	2,60	0,42	2,54	0,44	2,70	0,48	2,62	0,44	2,69	0,47	2,88	0,56	2,86	0,57	3,06	0,69	2,84	0,61	2,99	0,63
14:00	3,04	0,67	3,11	0,69	2,81	0,55	2,87	0,59	2,93	0,60	2,82	0,59	2,75	0,55	3,13	0,73	3,07	0,72	3,39	0,96	2,79	0,72	3,22	0,76
15:00	3,06	0,68	3,09	0,75	2,82	0,57	2,92	0,62	2,94	0,61	2,85	0,57	2,79	0,60	3,18	0,75	2,74	0,67	3,45	0,96	2,64	0,67	3,21	0,80
16:00	2,98	0,69	3,01	0,75	2,86	0,60	2,94	0,62	2,89	0,61	2,76	0,57	2,85	0,61	2,97	0,70	3,03	0,72	3,34	0,95	2,44	0,63	3,05	0,79
17:00	2,89	0,67	2,89	0,68	2,81	0,61	2,84	0,59	2,67	0,54	2,69	0,52	2,75	0,60	2,89	0,70	2,92	0,68	3,20	0,90	2,43	0,60	3,06	0,75
18:00	2,79	0,56	2,88	0,60	2,85	0,61	3,10	0,76	3,11	0,79	3,08	0,72	3,14	0,75	3,05	0,73	3,18	0,80	3,42	1,01	3,32	0,95	3,15	0,74
19:00	3,35	0,88	3,46	0,97	3,46	0,95	3,49	0,95	3,39	0,89	3,22	0,82	3,42	0,89	3,47	0,92	3,46	0,94	3,77	1,14	3,63	1,08	3,65	1,02
20:00	3,28	0,86	3,45	0,96	3,39	0,94	3,46	0,94	3,35	0,89	3,20	0,79	3,37	0,88	3,43	0,90	3,39	0,92	3,70	1,13	3,59	1,05	3,61	1,01
21:00	3,27	0,81	3,44	0,91	3,36	0,88	3,44	0,90	3,34	0,84	3,18	0,75	3,35	0,82	3,46	0,89	3,35	0,84	3,69	1,07	3,62	1,01	3,54	0,95
22:00	3,26	0,80	3,45	0,89	3,39	0,84	3,42	0,86	3,37	0,83	3,11	0,70	3,30	0,79	3,45	0,86	3,33	0,80	3,68	1,04	3,59	0,99	3,49	0,92
23:00	3,18	0,78	3,36	0,87	3,30	0,85	3,25	0,79	3,34	0,83	3,05	0,70	3,23	0,80	3,40	0,85	3,26	0,79	3,60	1,01	3,51	0,96	3,40	0,91

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	10,57	0,85	10,93	0,77	11,57	0,46	11,02	0,59	10,70	0,83	10,14	0,98	9,82	1,15	10,32	0,99	10,68	0,96	11,27	0,79	11,13	0,82	10,88	0,84
1:00	10,02	0,93	10,52	0,84	10,92	0,67	10,59	0,80	10,10	0,89	9,59	1,08	9,26	1,22	9,72	1,06	10,04	1,01	10,66	0,85	10,54	0,88	10,34	0,93
2:00	9,67	1,01	10,11	0,96	10,42	0,85	10,08	0,94	9,65	1,00	9,19	1,19	8,87	1,29	9,25	1,19	9,60	1,12	10,21	0,94	10,12	0,96	9,96	1,03
3:00	9,49	1,06	9,85	1,02	10,20	0,87	9,76	1,00	9,38	1,05	9,03	1,18	8,70	1,30	9,05	1,20	9,37	1,14	9,97	0,98	9,87	1,00	9,76	1,06
4:00	9,25	1,08	9,60	1,01	9,97	0,88	9,52	1,01	9,15	1,07	8,83	1,21	8,50	1,31	8,81	1,24	9,19	1,13	9,69	1,02	9,60	1,06	9,52	1,11
5:00	9,01	1,10	9,35	1,03	9,65	0,90	9,22	1,03	8,94	1,04	8,70	1,18	8,34	1,29	8,69	1,18	8,95	1,16	9,02	1,28	8,53	1,67	9,07	1,29
6:00	7,49	2,08	7,74	2,01	8,02	1,84	7,54	2,05	7,39	2,04	7,38	2,05	7,04	2,18	7,36	2,09	7,44	2,16	7,74	2,05	7,61	2,08	7,80	2,08
7:00	7,79	1,69	8,10	1,53	8,33	1,41	8,01	1,57	7,89	1,65	7,70	1,74	7,39	1,92	7,74	1,72	7,88	1,76	8,24	1,53	8,13	1,60	8,18	1,60
8:00	8,91	1,20	9,34	0,97	9,62	0,67	9,37	0,86	9,18	1,11	8,79	1,26	8,53	1,36	9,09	1,10	9,12	1,26	9,76	0,83	9,34	0,99	9,23	1,12
9:00	9,56	0,76	10,13	0,33	10,40	0,37	10,23	0,49	9,95	0,48	9,33	0,92	9,20	1,17	9,75	0,72	9,82	0,94	10,51	0,22	10,05	0,47	9,83	0,50
10:00	9,89	0,46	10,39	0,19	10,54	0,27	10,58	0,28	10,26	0,33	9,62	0,65	9,50	1,03	10,05	0,48	10,10	0,56	10,81	0,10	10,40	0,34	10,09	0,27
11:00	9,74	0,64	10,10	0,37	10,32	0,34	10,27	0,42	10,04	0,54	9,48	0,81	9,35	1,14	9,88	0,79	9,98	0,96	10,68	0,19	10,20	0,45	9,92	0,50
12:00	9,09	1,34	9,51	1,19	9,69	1,11	9,56	1,16	9,28	1,23	8,92	1,36	8,67	1,52	9,11	1,33	9,43	1,37	9,89	1,21	9,58	1,28	9,25	1,35
13:00	9,53	1,30	9,98	1,12	10,16	0,87	10,08	1,06	9,68	1,24	9,24	1,33	9,00	1,46	9,39	1,33	9,67	1,38	10,43	1,06	10,02	1,24	9,67	1,33
14:00	10,50	0,32	11,06	0,12	11,25	0,22	11,06	0,29	10,62	0,28	9,90	0,75	9,79	1,07	10,42	0,39	10,82	0,29	11,63	-0,02	11,05	0,26	10,67	0,26
15:00	10,76	0,15	11,25	0,10	11,46	0,17	11,25	0,28	10,88	0,22	10,13	0,67	10,10	1,02	10,80	0,29	11,16	0,19	12,00	-0,08	11,28	0,26	10,99	0,26
16:00	10,37	0,28	10,98	0,07	11,13	0,19	10,92	0,32	10,41	0,31	9,82	0,87	9,78	1,14	10,45	0,45	10,83	0,24	11,55	-0,04	10,86	0,33	10,63	0,28
17:00	9,51	1,07	10,01	0,62	10,11	0,59	9,99	0,60	9,61	1,01	9,26	1,16	9,08	1,23	9,55	1,01	9,88	0,87	10,58	0,22	9,96	0,62	9,85	0,88
18:00	9,08	1,07	9,58	0,80	10,93	-0,20	11,08	-0,18	10,95	-0,12	10,66	0,07	10,18	0,37	10,64	0,01	11,00	-0,26	11,56	-0,40	11,28	-0,22	10,52	-0,08
19:00	10,63	-0,02	11,24	-0,33	11,66	-0,41	11,30	-0,15	10,92	-0,10	10,68	0,13	10,32	0,61	10,84	0,03	11,07	-0,14	11,55	-0,34	11,39	-0,18	11,31	-0,19
20:00	10,49	0,11	11,10	-0,16	11,47	-0,23	11,13	-0,03	10,77	0,03	10,45	0,41	10,11	0,75	10,64	0,40	10,89	0,10	11,39	-0,24	11,28	-0,09	11,16	-0,11
21:00	10,79	0,29	11,57	-0,08	12,09	-0,12	11,67	0,11	11,24	0,11	10,73	0,47	10,33	0,81	11,12	0,39	11,29	0,34	11,92	-0,14	11,78	0,09	11,34	-0,02
22:00	11,23	0,23	11,93	-0,04	12,27	-0,01	11,87	0,12	11,48	0,14	10,92	0,60	10,62	0,83	11,25	0,48	11,48	0,45	12,14	-0,07	11,94	0,16	11,52	0,10
23:00	11,27	0,41	11,78	0,18	12,10	0,10	11,59	0,31	11,35	0,59	10,69	0,85	10,40	0,93	10,89	0,76	11,27	0,64	11,91	0,33	11,72	0,43	11,35	0,69

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	8,49	-2,13	9,01	-2,26	9,07	-2,26	8,70	-2,07	8,37	-1,87	7,92	-1,87	7,73	-1,83	8,15	-1,99	8,29	-3,35	8,86	-4,26	8,79	-4,26	8,70	-2,23
1:00	8,11	-2,01	8,58	-2,13	8,65	-2,16	8,29	-1,99	7,97	-1,80	7,59	-1,85	7,35	-1,83	7,75	-1,93	7,91	-3,33	8,40	-4,18	8,35	-4,15	8,32	-2,17
2:00	7,80	-1,96	8,22	-2,05	8,29	-2,03	7,97	-1,95	7,65	-1,70	7,33	-1,80	7,08	-1,82	7,44	-1,88	7,57	-3,23	8,06	-4,04	8,02	-4,03	7,98	-2,02
3:00	7,57	-1,88	8,01	-2,02	8,07	-2,01	7,70	-1,86	7,40	-1,66	7,12	-1,77	6,85	-1,76	7,18	-1,80	7,32	-3,18	7,83	-4,03	7,79	-4,02	7,78	-1,96
4:00	7,32	-1,81	7,79	-1,99	7,84	-1,97	7,47	-1,84	7,19	-1,63	6,96	-1,71	6,66	-1,71	7,00	-1,77	7,14	-3,17	7,62	-4,00	7,57	-3,99	7,57	-1,93
5:00	7,17	-1,75	7,65	-1,95	7,66	-1,91	7,28	-1,81	7,07	-1,59	6,84	-1,64	6,56	-1,67	6,85	-1,69	7,01	-3,13	7,06	-3,76	6,79	-3,49	7,15	-1,74
6:00	6,24	-1,18	6,59	-1,32	6,61	-1,33	6,25	-1,16	6,12	-1,06	6,00	-1,13	5,76	-1,05	6,00	-1,15	6,16	-2,59	6,44	-3,43	6,37	-3,36	6,43	-1,33
7:00	6,34	-1,41	6,55	-1,57	6,50	-1,54	6,25	-1,38	6,14	-1,25	6,06	-1,33	5,90	-1,30	6,10	-1,48	6,28	-3,02	6,52	-3,76	6,45	-3,66	6,52	-1,61
8:00	7,19	-1,86	7,49	-2,01	7,48	-2,00	7,28	-1,83	7,15	-1,75	6,99	-1,77	6,87	-1,80	7,09	-1,97	7,31	-3,53	7,54	-4,26	7,49	-4,23	7,49	-2,09
9:00	7,80	-2,16	8,13	-2,35	7,81	-2,24	7,98	-2,17	7,85	-2,12	7,65	-2,14	7,53	-2,09	7,46	-2,23	7,95	-3,92	8,26	-4,63	8,17	-4,58	8,03	-2,37
10:00	8,11	-2,32	8,43	-2,52	8,32	-2,44	8,32	-2,38	8,18	-2,30	7,98	-2,27	7,91	-2,31	8,08	-2,54	8,22	-4,02	8,66	-4,88	8,52	-4,79	8,39	-2,55
11:00	8,10	-2,32	8,44	-2,51	8,38	-2,57	8,36	-2,47	8,15	-2,33	8,00	-2,38	7,86	-2,36	8,03	-2,56	8,13	-3,99	8,63	-4,86	8,45	-4,79	8,46	-2,57
12:00	8,01	-2,24	8,34	-2,42	8,37	-2,41	8,22	-2,25	8,03	-2,22	7,83	-2,25	7,69	-2,18	7,86	-2,42	8,04	-3,89	8,54	-4,60	8,55	-4,68	8,31	-2,47
13:00	8,26	-2,22	8,72	-2,45	8,70	-2,41	8,58	-2,30	8,23	-2,20	7,96	-2,21	7,78	-2,12	8,08	-2,32	8,32	-3,80	8,84	-4,62	8,80	-4,66	8,57	-2,40
14:00	8,81	-2,47	9,28	-2,67	9,23	-2,64	9,12	-2,56	8,68	-2,41	8,36	-2,46	8,24	-2,35	8,31	-2,46	8,87	-4,04	9,51	-4,90	9,24	-4,83	9,12	-2,62
15:00	8,99	-2,57	9,50	-2,80	9,37	-2,69	9,27	-2,59	8,91	-2,51	8,59	-2,47	8,49	-2,45	8,63	-2,59	9,14	-3,98	9,78	-5,01	9,28	-4,83	9,32	-2,73
16:00	8,73	-2,57	9,30	-2,79	9,17	-2,71	9,03	-2,61	8,65	-2,50	8,41	-2,45	8,36	-2,48	8,72	-2,67	9,04	-4,18	9,48	-5,04	8,95	-4,83	9,06	-2,71
17:00	8,30	-2,46	8,73	-2,70	8,63	-2,60	8,51	-2,48	8,20	-2,31	8,03	-2,30	7,96	-2,40	8,22	-2,55	8,46	-4,09	8,90	-4,94	8,57	-4,77	8,65	-2,62
18:00	8,23	-2,30	8,58	-2,45	9,37	-3,03	9,47	-2,88	9,28	-2,74	9,09	-2,70	8,95	-2,76	9,30	-2,96	9,60	-4,56	9,94	-5,27	9,85	-5,25	9,37	-2,96
19:00	9,17	-2,76	9,55	-3,00	9,52	-2,92	9,36	-2,73	9,00	-2,54	8,88	-2,60	8,73	-2,58	9,21	-2,83	9,33	-4,34	9,63	-4,99	9,61	-4,97	9,77	-2,99
20:00	9,02	-2,62	9,37	-2,75	9,42	-2,78	9,21	-2,56	8,79	-2,38	8,61	-2,39	8,46	-2,41	8,90	-2,59	9,04	-4,07	9,49	-4,79	9,46	-4,78	9,52	-2,83
21:00	9,03	-2,40	9,39	-2,52	9,52	-2,56	9,38	-2,42	8,96	-2,17	8,62	-2,23	8,48	-2,24	8,95	-2,41	9,06	-3,90	9,66	-4,71	9,56	-4,64	9,44	-2,63
22:00	9,19	-2,39	9,63	-2,54	9,71	-2,54	9,46	-2,36	9,08	-2,13	8,61	-2,17	8,52	-2,22	8,94	-2,34	9,11	-3,84	9,67	-4,60	9,57	-4,53	9,38	-2,54
23:00	8,97	-2,24	9,47	-2,43	9,56	-2,40	9,20	-2,24	8,88	-2,02	8,36	-2,03	8,22	-2,02	8,64	-2,17	8,85	-3,65	9,39	-4,40	9,32	-4,43	9,12	-2,41

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	2,95	0,52	2,94	0,43	3,03	0,45	2,94	0,37	2,81	0,45	2,74	0,34	2,71	0,62	2,75	0,56	2,86	0,50	2,92	0,34	2,84	0,33	3,01	0,67
1:00	2,79	0,47	2,80	0,39	2,87	0,43	2,80	0,43	2,67	0,43	2,62	0,33	2,57	0,65	2,60	0,48	2,72	0,54	2,79	0,33	2,72	0,29	2,86	0,62
2:00	2,72	0,46	2,72	0,38	2,77	0,37	2,71	0,36	2,63	0,42	2,54	0,30	2,50	0,61	2,54	0,50	2,64	0,60	2,71	0,29	2,65	0,25	2,78	0,59
3:00	2,67	0,42	2,67	0,34	2,72	0,36	2,65	0,33	2,59	0,42	2,51	0,28	2,46	0,64	2,49	0,44	2,60	0,57	2,66	0,25	2,60	0,24	2,73	0,55
4:00	2,65	0,41	2,65	0,33	2,70	0,33	2,64	0,31	2,57	0,39	2,49	0,27	2,43	0,65	2,47	0,45	2,58	0,56	2,65	0,24	2,60	0,22	2,71	0,55
5:00	2,66	0,40	2,66	0,32	2,72	0,33	2,66	0,32	2,60	0,39	2,51	0,15	2,47	0,67	2,50	0,46	2,62	0,55	2,52	0,06	2,30	-0,05	2,56	0,36
6:00	2,08	-0,04	2,09	-0,27	2,17	-0,23	2,10	-0,19	2,05	-0,15	2,03	-0,29	2,00	0,16	2,01	0,01	2,06	-0,02	2,10	-0,35	2,10	-0,32	2,14	0,09
7:00	2,14	-0,03	2,12	-0,10	2,18	-0,06	2,14	-0,09	2,09	-0,11	2,07	-0,23	2,05	0,21	2,08	0,03	2,15	0,10	2,21	-0,14	2,21	-0,10	2,21	0,09
8:00	2,36	0,00	2,37	0,00	2,39	0,00	2,37	0,03	2,32	0,13	2,26	-0,03	2,22	0,36	2,24	0,17	2,33	0,21	2,41	-0,03	2,42	-0,02	2,38	0,05
9:00	2,51	0,05	2,52	0,01	2,53	0,00	2,53	0,04	2,49	0,15	2,41	0,04	2,37	0,51	2,38	0,20	2,46	0,30	2,57	0,00	2,60	0,01	2,52	0,10
10:00	2,61	0,11	2,65	0,04	2,63	0,07	2,68	0,11	2,61	0,18	2,51	-0,01	2,50	0,50	2,50	0,22	2,58	0,34	2,70	0,03	2,72	0,06	2,60	0,18
11:00	2,70	0,27	2,69	0,11	2,71	0,12	2,76	0,19	2,69	0,28	2,64	0,02	2,58	0,53	2,62	0,24	2,70	0,27	2,79	0,09	2,82	0,15	2,70	0,32
12:00	2,67	0,17	2,69	0,03	2,74	0,10	2,71	0,10	2,63	0,24	2,57	0,00	2,55	0,47	2,59	0,30	2,71	0,23	2,77	0,00	2,76	0,00	2,71	0,30
13:00	2,66	0,11	2,66	0,00	2,70	0,02	2,65	0,08	2,54	0,21	2,49	-0,01	2,46	0,44	2,51	0,22	2,61	0,11	2,69	-0,00	2,70	0,01	2,69	0,21
14:00	2,85	0,23	2,87	0,18	2,83	0,17	2,80	0,14	2,71	0,23	2,64	0,02	2,58	0,49	2,60	0,21	2,72	0,22	2,86	0,11	2,89	0,14	2,84	0,33
15:00	2,95	0,33	2,97	0,24	2,92	0,21	2,90	0,16	2,84	0,22	2,75	0,04	2,72	0,42	2,73	0,17	2,86	0,21	3,01	0,16	2,92	0,16	2,91	0,40
16:00	2,88	0,33	2,93	0,25	2,87	0,22	2,86	0,17	2,80	0,22	2,74	0,03	2,69	0,43	2,70	0,11	2,83	0,25	2,94	0,17	2,81	0,15	2,85	0,42
17:00	2,73	0,24	2,77	0,18	2,77	0,13	2,81	0,13	2,79	0,14	2,76	0,02	2,70	0,37	2,66	0,11	2,74	0,22	2,88	0,12	2,81	0,07	2,73	0,35
18:00	3,31	0,48	3,25	0,33	3,94	0,86	4,27	0,89	4,35	1,01	4,28	0,81	4,25	1,05	4,22	0,93	4,31	0,94	4,40	0,90	4,33	0,90	3,87	0,97
19:00	4,45	1,05	4,43	0,99	4,45	0,99	4,32	0,86	4,32	0,98	4,31	0,81	4,38	0,96	4,41	1,01	4,42	0,89	4,49	0,90	4,47	0,91	4,58	1,19
20:00	4,30	0,98	4,31	0,91	4,30	0,90	4,21	0,81	4,10	0,88	4,06	0,70	4,12	0,91	4,15	0,95	4,19	0,82	4,31	0,79	4,27	0,80	4,45	1,11
21:00	4,02	0,83	4,05	0,75	4,12	0,80	3,99	0,70	3,87	0,74	3,76	0,63	3,77	0,81	3,82	0,80	3,89	0,69	3,97	0,63	3,96	0,65	4,19	1,03
22:00	3,66	0,71	3,73	0,66	3,81	0,67	3,68	0,59	3,55	0,66	3,40	0,53	3,37	0,70	3,44	0,69	3,53	0,58	3,60	0,52	3,54	0,52	3,76	0,88
23:00	3,21	0,57	3,27	0,52	3,38	0,54	3,21	0,44	3,12	0,52	3,02	0,49	2,98	0,64	3,03	0,62	3,15	0,57	3,19	0,40	3,15	0,42	3,33	0,75

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	3,52	0,30	3,50	0,26	3,56	0,30	3,16	0,08	3,19	0,06	3,01	0,04	3,11	0,08	3,32	0,19	3,51	1,28	3,54	1,21	3,52	1,77	3,61	0,51
1:00	3,41	0,29	3,35	0,22	3,42	0,28	3,04	0,06	3,01	0,04	2,84	-0,01	3,01	0,09	3,23	0,19	3,39	1,26	3,42	1,21	3,41	1,81	3,55	0,53
2:00	3,39	0,30	3,30	0,21	3,40	0,28	2,92	0,03	2,92	0,01	2,76	-0,03	2,99	0,09	3,15	0,18	3,30	1,25	3,38	1,29	3,34	1,75	3,53	0,53
3:00	3,54	0,42	3,46	0,33	3,50	0,37	3,04	0,08	3,09	0,11	3,03	0,10	3,12	0,18	3,30	0,30	3,42	1,29	3,49	1,36	3,41	1,84	3,80	0,70
4:00	3,64	0,49	3,51	0,38	3,55	0,41	3,07	0,12	3,14	0,14	3,06	0,10	3,16	0,22	3,34	0,33	3,45	1,32	3,50	1,35	3,46	1,87	3,98	0,83
5:00	3,73	0,55	3,58	0,42	3,48	0,39	3,21	0,19	3,27	0,22	3,20	0,20	3,24	0,26	3,50	0,41	3,62	1,43	3,66	1,41	3,72	2,02	4,17	0,96
6:00	3,70	0,62	3,53	0,46	3,30	0,32	3,01	0,14	3,18	0,21	3,24	0,29	3,29	0,32	3,59	0,54	3,66	1,55	3,56	1,45	3,54	2,07	4,24	1,15
7:00	3,91	0,85	3,69	0,68	3,34	0,47	3,13	0,32	3,33	0,41	3,20	0,34	3,46	0,52	3,82	0,84	3,98	1,90	3,82	1,78	3,56	1,45	4,52	1,43
8:00	4,26	1,11	3,90	0,85	3,83	0,85	3,34	0,51	3,71	0,73	3,57	0,63	3,79	0,81	4,14	1,09	4,14	2,04	3,99	1,93	3,82	2,20	4,66	1,56
9:00	4,35	1,22	4,07	0,98	3,83	0,87	3,44	0,58	3,90	0,86	3,71	0,75	3,90	0,88	4,14	1,12	4,14	2,05	3,86	1,80	3,74	2,13	4,70	1,68
10:00	4,21	1,14	4,00	0,98	3,78	0,84	3,43	0,59	3,87	0,86	3,70	0,84	3,86	0,89	4,05	1,07	4,06	1,99	3,80	1,74	3,66	2,15	4,64	1,64
11:00	3,97	1,05	3,77	0,90	3,58	0,74	3,35	0,57	3,65	0,75	3,58	0,70	3,56	0,73	3,67	0,86	3,69	1,80	3,61	1,63	3,48	2,03	4,08	1,37
12:00	3,22	0,57	3,09	0,43	3,04	0,38	2,89	0,29	2,94	0,32	2,86	0,30	2,93	0,34	3,05	0,43	3,12	1,51	3,15	1,33	3,10	1,89	3,31	0,77
13:00	3,25	0,50	3,18	0,40	3,11	0,33	2,92	0,23	3,00	0,29	2,78	0,21	2,88	0,26	3,04	0,38	3,16	1,44	3,21	1,19	3,15	1,79	3,39	0,70
14:00	3,48	0,55	3,33	0,45	3,30	0,43	3,11	0,32	3,18	0,34	2,93	0,25	3,02	0,29	3,21	0,42	3,36	1,51	3,48	1,35	3,43	1,86	3,59	0,79
15:00	3,55	0,62	3,47	0,55	3,38	0,50	3,17	0,35	3,27	0,40	3,00	0,33	3,17	0,36	3,36	0,53	3,51	1,57	3,57	1,39	3,46	1,90	3,71	0,89
16:00	3,45	0,63	3,42	0,59	3,34	0,51	3,11	0,36	3,20	0,39	3,03	0,30	3,10	0,36	3,38	0,56	3,52	1,70	3,51	1,43	3,34	1,99	3,57	0,89
17:00	3,21	0,55	3,27	0,59	3,09	0,46	3,03	0,37	2,94	0,32	2,80	0,19	2,89	0,31	3,14	0,51	3,37	1,69	3,31	1,46	3,20	1,95	3,35	0,78
18:00	3,10	0,32	3,03	0,26	3,07	0,26	3,11	0,21	3,28	0,21	3,14	0,15	3,20	0,24	3,39	0,41	3,78	1,65	3,80	1,42	3,69	1,98	3,66	0,71
19:00	3,98	0,52	3,92	0,51	3,76	0,40	3,67	0,30	3,57	0,23	3,57	0,20	3,62	0,24	3,93	0,48	4,09	1,66	4,08	1,43	4,01	2,00	4,23	0,79
20:00	3,90	0,47	3,85	0,45	3,70	0,36	3,53	0,23	3,52	0,19	3,49	0,19	3,46	0,19	3,74	0,39	3,93	1,55	3,96	1,35	3,90	2,00	4,13	0,75
21:00	3,87	0,39	3,86	0,38	3,75	0,32	3,56	0,19	3,53	0,13	3,40	0,12	3,48	0,16	3,69	0,31	3,88	1,40	3,92	1,24	3,84	1,82	4,03	0,64
22:00	3,85	0,42	3,84	0,35	3,79	0,32	3,61	0,20	3,56	0,16	3,31	0,10	3,37	0,13	3,66	0,32	3,87	1,41	3,91	1,26	3,82	1,88	3,97	0,66
23:00	3,74	0,40	3,71	0,36	3,67	0,32	3,40	0,17	3,41	0,14	3,22	0,09	3,32	0,18	3,52	0,29	3,71	1,37	3,77	1,25	3,70	1,95	3,84	0,63

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	14,28	1,86	14,61	1,88	14,81	2,21	13,70	1,33	13,03	1,15	12,80	1,18	12,80	1,07	13,74	1,58	15,05	2,03	15,71	2,97	15,37	2,83	14,42	1,95
1:00	13,70	1,59	13,78	1,70	14,23	2,01	12,93	1,16	12,47	1,04	12,44	1,02	12,23	0,95	13,09	1,43	14,15	1,78	15,01	2,68	14,61	2,58	13,94	1,71
2:00	13,05	1,42	13,45	1,47	13,54	1,77	12,39	0,89	12,03	0,84	11,98	0,85	11,70	0,91	12,72	1,26	13,67	1,53	14,33	2,44	14,11	2,38	13,34	1,44
3:00	12,90	1,26	12,93	1,31	13,04	1,62	12,09	0,81	11,81	0,78	11,63	0,79	11,54	0,81	12,45	1,24	13,25	1,38	14,12	2,28	13,82	2,25	13,09	1,31
4:00	12,80	1,22	12,61	1,23	12,79	1,55	11,87	0,80	11,44	1,03	11,47	0,80	11,36	0,77	12,14	1,17	12,96	1,33	13,77	2,23	13,40	2,16	12,96	1,27
5:00	12,49	1,13	12,44	1,11	12,44	1,42	11,67	0,75	11,50	0,99	11,38	0,76	11,34	0,76	12,11	1,10	12,75	1,27	13,52	2,14	13,22	2,03	12,76	1,20
6:00	11,21	0,46	11,24	0,45	11,26	0,83	10,38	0,24	10,38	0,56	10,63	0,54	10,71	0,59	11,47	0,80	11,69	0,65	12,11	1,25	11,69	1,04	11,38	0,38
7:00	11,18	0,63	10,88	0,56	10,85	0,69	9,98	0,19	9,88	0,69	10,05	0,19	10,43	0,29	11,24	0,61	11,77	0,86	12,13	1,59	11,59	1,24	11,65	0,85
8:00	12,41	1,42	12,25	1,21	12,30	1,57	11,39	0,94	11,58	1,11	11,28	0,93	11,86	1,26	12,55	1,54	13,17	1,74	13,71	2,56	13,14	1,77	13,00	1,76
9:00	13,43	1,87	13,26	1,80	13,42	1,98	12,46	1,20	12,49	1,68	12,36	1,62	13,07	1,77	13,47	1,93	14,42	2,27	14,79	3,01	14,31	2,19	13,79	2,29
10:00	13,74	2,12	13,60	2,10	13,40	2,14	12,84	1,44	12,81	1,82	13,11	1,75	13,50	1,94	14,21	2,25	14,62	2,52	15,00	3,45	14,30	2,42	14,23	2,60
11:00	14,03	2,24	13,77	2,25	13,35	2,27	13,17	1,63	13,01	1,94	13,09	1,86	13,34	2,09	14,03	2,45	14,80	2,61	15,23	3,38	14,43	2,51	14,40	2,71
12:00	12,98	1,80	12,96	1,79	12,96	1,95	12,50	1,33	12,35	1,61	12,31	1,82	12,79	1,79	13,21	1,94	13,88	2,10	14,42	2,82	14,08	2,71	13,39	2,06
13:00	13,03	1,52	12,94	1,57	12,84	1,76	12,54	1,13	12,30	1,48	12,26	1,48	12,19	1,31	13,02	1,62	13,78	1,88	14,58	2,60	14,04	2,46	13,32	1,79
14:00	13,88	1,85	13,85	1,91	13,73	2,12	13,18	1,61	12,91	1,82	12,67	1,57	12,82	1,62	13,74	1,91	14,68	2,39	15,65	3,16	15,05	2,44	14,25	2,18
15:00	14,18	2,20	14,65	2,23	13,92	2,28	13,71	1,79	13,65	2,05	13,15	1,80	13,54	1,64	14,35	2,16	15,28	2,22	16,36	3,46	15,30	2,46	14,57	2,35
16:00	14,13	2,26	14,41	2,21	13,77	2,41	13,54	1,88	13,62	1,99	13,38	1,83	13,40	1,82	14,37	2,18	15,40	2,67	16,06	3,54	14,99	2,41	14,12	2,32
17:00	13,49	2,11	13,45	2,06	13,10	2,34	13,14	1,72	12,87	1,93	12,50	1,72	13,08	1,79	13,92	2,20	14,74	2,63	15,35	3,46	14,28	2,47	13,33	2,18
18:00	12,23	1,07	12,25	1,16	12,56	1,38	13,18	1,29	13,48	1,60	13,22	1,31	12,91	1,16	13,44	1,90	14,48	2,16	15,32	3,02	14,97	2,99	13,27	1,69
19:00	14,79	2,22	15,09	2,43	15,32	2,43	14,60	1,65	14,48	1,82	14,32	1,59	14,18	1,59	15,33	2,31	16,05	2,64	16,36	3,40	16,25	3,36	15,69	2,74
20:00	14,69	2,12	15,09	2,36	14,98	2,26	14,27	1,52	14,15	1,62	13,84	1,46	13,68	1,39	14,90	2,08	15,60	2,39	16,11	3,16	16,00	3,20	15,46	2,60
21:00	15,27	2,30	15,61	2,46	15,67	2,53	15,01	1,84	14,53	1,70	14,18	1,57	14,21	1,60	15,21	2,25	15,91	2,43	16,80	3,48	16,86	3,47	15,83	2,68
22:00	15,68	2,51	15,96	2,60	15,71	2,56	15,02	1,91	14,59	1,75	14,20	1,57	14,13	1,64	15,13	2,23	16,40	2,63	17,02	3,63	16,86	3,57	15,70	2,66
23:00	15,23	2,27	15,22	2,41	15,46	2,52	14,24	1,65	14,00	1,55	13,46	1,37	13,50	1,44	14,54	1,95	15,85	2,43	16,55	3,38	16,16	3,19	15,14	2,39

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	14,55	-1,67	14,43	-1,44	14,69	-1,11	13,45	-0,70	12,93	-0,54	12,03	-0,35	12,23	-0,32	13,63	-0,87	14,02	-1,03	14,17	-1,05	13,88	-0,98	14,89	-1,74
1:00	14,00	-1,49	13,95	-1,34	14,01	-0,89	12,67	-0,50	12,04	-0,31	11,44	-0,07	11,69	-0,37	13,00	-0,79	13,34	-0,93	13,46	-0,91	13,22	-0,86	14,37	-1,59
2:00	13,62	-1,42	13,50	-1,24	13,64	-0,79	12,17	-0,36	11,47	-0,18	11,16	-0,08	11,36	-0,40	12,62	-0,76	12,94	-0,87	13,00	-0,82	12,79	-0,82	14,00	-1,52
3:00	13,34	-1,34	13,12	-1,12	13,05	-0,70	11,79	-0,27	11,09	-0,11	10,88	-0,03	11,06	-0,38	12,25	-0,73	12,60	-0,84	12,59	-0,78	12,45	-0,80	13,73	-1,43
4:00	13,05	-1,30	12,80	-1,08	12,62	-0,62	11,45	-0,16	10,69	0,04	10,57	0,01	10,78	-0,38	11,93	-0,71	12,27	-0,81	12,20	-0,73	12,07	-0,72	13,48	-1,40
5:00	12,77	-1,25	12,46	-1,07	12,38	-0,53	11,11	-0,06	10,51	-0,02	10,33	0,02	10,59	-0,34	11,67	-0,67	12,00	-0,77	11,65	-0,57	11,36	-0,52	13,18	-1,39
6:00	11,26	-0,85	11,00	-0,63	10,67	0,04	9,79	0,30	9,25	0,92	9,06	0,87	9,18	0,87	10,25	-0,42	10,48	-0,57	10,29	-0,40	10,19	-0,78	11,88	-1,15
7:00	11,32	-1,33	10,93	-1,06	10,52	-0,49	9,74	-0,16	9,23	0,27	9,00	0,22	9,32	0,09	10,67	-0,80	10,93	-1,07	10,83	-1,06	10,39	-1,07	12,00	-1,64
8:00	12,58	-2,05	12,14	-1,69	11,91	-1,11	11,21	-0,83	10,62	-0,50	10,24	-0,32	10,78	-0,63	12,24	-1,56	12,42	-1,72	12,34	-1,66	11,93	-1,50	13,19	-2,38
9:00	13,26	-2,39	12,86	-2,09	12,48	-1,43	11,88	-1,15	11,34	-0,81	10,91	-0,70	11,60	-0,97	12,99	-1,98	13,17	-2,05	13,17	-2,04	12,62	-1,82	13,82	-2,68
10:00	13,42	-2,55	13,16	-2,29	12,62	-1,52	12,28	-1,43	11,60	-0,96	11,15	-0,81	11,89	-1,15	13,25	-2,11	13,45	-2,22	13,60	-2,31	12,87	-1,94	13,96	-2,78
11:00	13,00	-2,37	12,82	-2,12	12,54	-1,54	12,12	-1,39	11,62	-1,00	11,05	-0,92	11,69	-1,20	12,93	-2,02	13,22	-2,16	13,34	-2,25	12,63	-1,91	13,41	-2,53
12:00	12,11	-1,82	12,28	-1,70	12,30	-1,26	11,68	-1,05	11,06	-0,67	10,55	-0,60	11,02	-0,89	12,11	-1,62	12,42	-1,74	12,67	-1,73	12,33	-1,69	12,58	-1,99
13:00	12,87	-1,86	13,04	-1,74	12,93	-1,27	12,27	-1,06	11,56	-0,69	10,97	-0,59	11,30	-0,77	12,63	-1,56	13,00	-1,71	13,30	-1,73	12,85	-1,62	13,16	-1,91
14:00	14,14	-2,36	14,26	-2,29	14,08	-1,84	13,32	-1,53	12,48	-1,08	11,78	-0,85	12,26	-1,09	13,67	-1,96	14,28	-2,22	14,64	-2,32	13,77	-1,89	14,36	-2,39
15:00	14,44	-2,57	14,49	-2,46	14,27	-1,96	13,56	-1,68	12,78	-1,19	12,02	-0,90	12,49	-1,13	14,08	-2,14	14,63	-2,35	14,91	-2,47	13,80	-1,97	14,48	-2,44
16:00	13,90	-2,53	14,07	-2,37	13,90	-1,91	13,13	-1,61	12,39	-1,11	11,83	-0,87	12,34	-1,13	13,75	-2,09	14,28	-2,29	14,34	-2,40	13,37	-1,96	13,99	-2,44
17:00	12,92	-2,15	13,04	-2,01	12,76	-1,50	12,32	-1,36	11,59	-0,84	11,12	-0,60	11,46	-0,99	12,63	-1,78	13,10	-1,96	13,20	-1,90	12,37	-1,64	13,12	-2,10
18:00	11,89	-1,24	11,95	-1,14	12,99	-1,03	13,11	-1,05	12,97	-0,85	12,61	-0,70	12,52	-0,69	13,44	-1,20	13,94	-1,50	13,96	-1,46	13,78	-1,37	13,53	-1,71
19:00	14,23	-1,80	14,37	-1,72	14,33	-1,27	13,57	-1,06	13,21	-0,82	12,83	-0,66	12,91	-0,62	14,02	-1,19	14,21	-1,37	14,09	-1,38	14,11	-1,33	15,06	-2,02
20:00	14,28	-1,74	14,37	-1,59	14,09	-1,08	13,44	-0,93	13,02	-0,71	12,58	-0,54	12,70	-0,57	13,71	-1,05	13,96	-1,29	13,99	-1,26	13,91	-1,24	14,90	-1,89
21:00	14,91	-1,79	15,09	-1,66	14,78	-1,10	14,06	-0,95	13,51	-0,65	12,94	-0,59	13,01	-0,54	14,12	-0,97	14,40	-1,19	14,54	-1,23	14,41	-1,17	15,30	-1,90
22:00	15,46	-2,01	15,50	-1,77	15,20	-1,18	14,34	-0,98	13,75	-0,68	13,00	-0,59	13,19	-0,59	14,49	-1,08	14,80	-1,28	14,98	-1,34	14,70	-1,28	15,56	-1,98
23:00	15,35	-1,91	15,13	-1,65	15,24	-1,21	14,00	-0,90	13,60	-0,69	12,64	-0,52	12,95	-0,59	14,37	-1,10	14,70	-1,28	14,90	-1,29	14,54	-1,24	15,39	-1,96

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	3,58	0,41	3,50	0,43	3,39	0,27	3,18	0,15	3,05	0,10	2,91	0,10	2,80	0,03	3,10	0,12	3,25	0,16	3,35	0,19	3,23	0,09	3,70	0,66
1:00	3,43	0,36	3,40	0,43	3,26	0,29	3,08	0,16	2,91	0,10	2,79	0,07	2,62	0,00	2,98	0,11	3,14	0,18	3,20	0,17	3,17	0,09	3,56	0,62
2:00	3,33	0,35	3,30	0,41	3,14	0,25	2,89	0,11	2,88	0,10	2,72	0,07	2,63	0,03	2,88	0,11	3,03	0,15	3,10	0,16	2,99	0,07	3,47	0,59
3:00	3,29	0,35	3,23	0,38	3,15	0,26	2,82	0,07	2,77	0,05	2,59	0,04	2,50	0,00	2,87	0,12	3,00	0,14	3,03	0,15	2,92	0,07	3,41	0,57
4:00	3,23	0,33	3,17	0,37	3,08	0,26	2,77	0,08	2,68	0,05	2,43	0,00	2,23	-0,10	2,85	0,11	2,95	0,15	2,98	0,15	2,87	0,06	3,37	0,57
5:00	3,23	0,35	3,16	0,38	3,07	0,27	2,76	0,08	2,69	0,04	2,36	-0,02	2,43	0,00	2,81	0,11	2,92	0,15	2,96	0,16	2,88	0,16	3,41	0,59
6:00	2,86	0,19	2,80	0,20	2,56	0,02	2,22	-0,14	2,22	-0,14	2,11	-0,19	2,06	-0,21	2,39	-0,04	2,77	0,11	2,66	0,09	2,17	-0,18	2,91	0,42
7:00	2,77	0,22	2,63	0,20	2,30	-0,01	1,97	-0,21	1,99	-0,20	1,99	-0,21	2,03	-0,19	2,17	-0,08	2,66	0,13	2,63	0,12	2,14	-0,16	2,95	0,52
8:00	2,99	0,35	2,78	0,30	2,54	0,12	2,22	-0,06	2,18	-0,09	1,99	-0,20	2,11	-0,13	2,61	0,10	2,73	0,19	2,81	0,20	2,63	0,08	3,14	0,59
9:00	3,12	0,45	2,94	0,38	2,66	0,17	2,35	-0,04	2,35	-0,02	2,16	-0,06	2,10	-0,14	2,70	0,11	2,80	0,17	2,86	0,22	2,72	0,11	3,26	0,66
10:00	3,15	0,46	3,11	0,47	2,80	0,24	2,47	0,02	2,49	0,03	2,30	0,01	2,35	-0,05	2,75	0,19	2,87	0,22	2,94	0,22	2,76	0,10	3,31	0,65
11:00	3,17	0,44	3,07	0,44	2,93	0,27	2,52	0,03	2,64	0,08	2,34	-0,07	2,57	0,04	2,75	0,20	2,92	0,23	2,94	0,22	2,84	0,12	3,31	0,69
12:00	3,05	0,43	3,07	0,45	2,91	0,27	2,52	0,04	2,53	0,04	2,23	-0,08	2,39	-0,02	2,71	0,21	2,85	0,20	2,91	0,19	2,81	0,11	3,19	0,66
13:00	3,03	0,35	3,08	0,35	2,78	0,13	2,37	-0,08	2,39	-0,05	2,18	-0,14	2,27	-0,13	2,71	0,17	2,94	0,15	2,98	0,13	2,68	0,02	3,19	0,54
14:00	3,20	0,34	3,21	0,34	2,92	0,13	2,57	-0,04	2,44	-0,08	2,26	-0,11	2,25	-0,14	2,82	0,16	3,04	0,15	3,14	0,16	2,80	-0,03	3,36	0,50
15:00	3,28	0,37	3,33	0,40	3,05	0,20	2,70	0,00	2,55	-0,05	2,31	-0,11	2,30	-0,13	2,97	0,22	3,14	0,16	3,19	0,20	3,02	0,09	3,42	0,55
16:00	3,17	0,36	3,20	0,41	3,06	0,24	2,74	0,05	2,60	0,01	2,35	-0,10	2,32	-0,11	2,98	0,18	3,12	0,24	3,10	0,26	2,96	0,14	3,33	0,65
17:00	3,05	0,40	3,06	0,45	2,82	0,25	2,59	0,07	2,55	0,03	2,34	-0,06	2,41	-0,01	2,77	0,16	2,99	0,29	2,99	0,28	2,87	0,15	3,23	0,68
18:00	3,03	0,33	3,07	0,41	2,99	0,28	3,16	0,23	3,30	0,25	3,28	0,21	3,16	0,20	3,25	0,30	3,57	0,43	3,67	0,46	3,56	0,32	3,57	0,68
19:00	4,35	0,66	4,39	0,77	3,94	0,45	3,71	0,29	3,66	0,25	3,64	0,24	3,63	0,20	3,77	0,29	4,01	0,43	4,00	0,45	3,92	0,33	4,70	0,93
20:00	4,28	0,64	4,23	0,69	3,82	0,42	3,63	0,29	3,50	0,23	3,44	0,18	3,50	0,18	3,63	0,27	3,84	0,40	3,86	0,39	3,80	0,26	4,59	0,95
21:00	4,15	0,51	4,14	0,59	3,76	0,32	3,63	0,23	3,43	0,15	3,38	0,13	3,38	0,13	3,52	0,18	3,69	0,24	3,76	0,28	3,71	0,16	4,42	0,84
22:00	4,01	0,48	3,98	0,55	3,74	0,29	3,60	0,19	3,37	0,14	3,25	0,11	3,26	0,10	3,45	0,17	3,65	0,22	3,69	0,26	3,64	0,16	4,22	0,76
23:00	3,81	0,46	3,78	0,53	3,60	0,31	3,43	0,21	3,19	0,13	3,12	0,12	3,13	0,11	3,26	0,16	3,50	0,23	3,56	0,25	3,46	0,15	3,97	0,76

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	1,61	0,43	2,13	0,50	2,16	0,45	1,61	0,43	2,13	0,50	2,16	0,45	1,61	0,43	2,13	0,50	2,16	0,45	1,61	0,43	2,13	0,50	2,16	0,45
1:00	1,54	0,42	2,04	0,50	2,08	0,44	1,54	0,42	2,04	0,50	2,08	0,44	1,54	0,42	2,04	0,50	2,08	0,44	1,54	0,42	2,04	0,50	2,08	0,44
2:00	1,47	0,41	1,98	0,49	2,04	0,45	1,47	0,41	1,98	0,49	2,04	0,45	1,47	0,41	1,98	0,49	2,04	0,45	1,47	0,41	1,98	0,49	2,04	0,45
3:00	1,45	0,41	1,96	0,48	2,00	0,44	1,45	0,41	1,96	0,48	2,00	0,44	1,45	0,41	1,96	0,48	2,00	0,44	1,45	0,41	1,96	0,48	2,00	0,44
4:00	1,43	0,41	1,93	0,49	1,97	0,45	1,43	0,41	1,93	0,49	1,97	0,45	1,43	0,41	1,93	0,49	1,97	0,45	1,43	0,41	1,93	0,49	1,97	0,45
5:00	1,42	0,42	1,90	0,51	1,96	0,47	1,42	0,42	1,90	0,51	1,96	0,47	1,42	0,42	1,90	0,51	1,96	0,47	1,42	0,42	1,90	0,51	1,96	0,47
6:00	1,19	0,23	1,60	0,21	1,71	0,24	1,19	0,23	1,60	0,21	1,71	0,24	1,19	0,23	1,60	0,21	1,71	0,24	1,19	0,23	1,60	0,21	1,71	0,24
7:00	1,11	0,21	1,52	0,21	1,56	0,18	1,11	0,21	1,52	0,21	1,56	0,18	1,11	0,21	1,52	0,21	1,56	0,18	1,11	0,21	1,52	0,21	1,56	0,18
8:00	1,20	0,29	1,64	0,30	1,64	0,26	1,20	0,29	1,64	0,30	1,64	0,26	1,20	0,29	1,64	0,30	1,64	0,26	1,20	0,29	1,64	0,30	1,64	0,26
9:00	1,34	0,34	1,80	0,35	1,78	0,29	1,34	0,34	1,80	0,35	1,78	0,29	1,34	0,34	1,80	0,35	1,78	0,29	1,34	0,34	1,80	0,35	1,78	0,29
10:00	1,39	0,34	1,87	0,36	1,84	0,30	1,39	0,34	1,87	0,36	1,84	0,30	1,39	0,34	1,87	0,36	1,84	0,30	1,39	0,34	1,87	0,36	1,84	0,30
11:00	1,44	0,34	1,91	0,36	1,86	0,31	1,44	0,34	1,91	0,36	1,86	0,31	1,44	0,34	1,91	0,36	1,86	0,31	1,44	0,34	1,91	0,36	1,86	0,31
12:00	1,44	0,34	1,88	0,36	1,86	0,30	1,44	0,34	1,88	0,36	1,86	0,30	1,44	0,34	1,88	0,36	1,86	0,30	1,44	0,34	1,88	0,36	1,86	0,30
13:00	1,44	0,31	1,87	0,32	1,87	0,29	1,44	0,31	1,87	0,32	1,87	0,29	1,44	0,31	1,87	0,32	1,87	0,29	1,44	0,31	1,87	0,32	1,87	0,29
14:00	1,52	0,32	1,96	0,32	1,95	0,29	1,52	0,32	1,96	0,32	1,95	0,29	1,52	0,32	1,96	0,32	1,95	0,29	1,52	0,32	1,96	0,32	1,95	0,29
15:00	1,63	0,36	2,09	0,36	2,05	0,31	1,63	0,36	2,09	0,36	2,05	0,31	1,63	0,36	2,09	0,36	2,05	0,31	1,63	0,36	2,09	0,36	2,05	0,31
16:00	1,63	0,39	2,06	0,40	2,02	0,34	1,63	0,39	2,06	0,40	2,02	0,34	1,63	0,39	2,06	0,40	2,02	0,34	1,63	0,39	2,06	0,40	2,02	0,34
17:00	1,54	0,42	1,95	0,40	1,95	0,35	1,54	0,42	1,95	0,40	1,95	0,35	1,54	0,42	1,95	0,40	1,95	0,35	1,54	0,42	1,95	0,40	1,95	0,35
18:00	1,61	0,50	2,05	0,50	1,96	0,38	1,61	0,50	2,05	0,50	1,96	0,38	1,61	0,50	2,05	0,50	1,96	0,38	1,61	0,50	2,05	0,50	1,96	0,38
19:00	1,99	0,66	2,57	0,76	2,57	0,70	1,99	0,66	2,57	0,76	2,57	0,70	1,99	0,66	2,57	0,76	2,57	0,70	1,99	0,66	2,57	0,76	2,57	0,70
20:00	1,97	0,64	2,55	0,71	2,63	0,67	1,97	0,64	2,55	0,71	2,63	0,67	1,97	0,64	2,55	0,71	2,63	0,67	1,97	0,64	2,55	0,71	2,63	0,67
21:00	1,93	0,58	2,51	0,64	2,57	0,61	1,93	0,58	2,51	0,64	2,57	0,61	1,93	0,58	2,51	0,64	2,57	0,61	1,93	0,58	2,51	0,64	2,57	0,61
22:00	1,87	0,51	2,43	0,57	2,44	0,53	1,87	0,51	2,43	0,57	2,44	0,53	1,87	0,51	2,43	0,57	2,44	0,53	1,87	0,51	2,43	0,57	2,44	0,53
23:00	1,78	0,48	2,30	0,55	2,31	0,50	1,78	0,48	2,30	0,55	2,31	0,50	1,78	0,48	2,30	0,55	2,31	0,50	1,78	0,48	2,30	0,55	2,31	0,50

[illegible]

[illegible]

HORA	Jan		Fev		Mar		Abr		Mai		Jun		Jul		Ago		Set		Out		Nov		Dez	
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
0:00	2,65	-0,19	2,55	-0,13	2,25	-0,03	2,03	0,06	1,83	0,16	1,77	0,14	1,88	0,03	2,12	-0,11	2,29	-0,14	2,61	-0,20	2,53	-0,15	3,12	-0,43
1:00	2,48	-0,14	2,33	-0,06	2,14	-0,02	1,93	0,08	1,74	0,18	1,69	0,16	1,79	0,08	2,01	-0,10	2,19	-0,12	2,45	-0,16	2,39	-0,13	3,03	-0,40
2:00	2,40	-0,13	2,20	-0,03	2,05	0,01	1,84	0,10	1,69	0,19	1,64	0,17	1,74	0,07	1,96	-0,09	2,13	-0,11	2,35	-0,13	2,30	-0,10	2,98	-0,39
3:00	2,41	-0,14	2,17	-0,02	2,07	0,00	1,84	0,10	1,69	0,19	1,64	0,16	1,75	0,03	1,97	-0,10	2,15	-0,12	2,37	-0,15	2,28	-0,12	3,12	-0,44
4:00	2,37	-0,13	2,13	-0,02	2,07	-0,00	1,83	0,09	1,66	0,19	1,62	0,17	1,73	0,03	1,96	-0,09	2,14	-0,12	2,34	-0,15	2,25	-0,11	3,13	-0,45
5:00	2,35	-0,13	2,12	-0,02	2,06	-0,00	1,82	0,10	1,64	0,19	1,60	0,17	1,73	0,05	1,95	-0,09	2,13	-0,12	2,26	-0,14	2,09	-0,10	3,12	-0,47
6:00	2,18	-0,12	1,94	-0,02	1,88	-0,00	1,62	0,11	1,48	0,19	1,43	0,18	1,56	0,10	1,79	-0,10	1,92	-0,13	2,03	-0,14	1,93	-0,09	2,93	-0,48
7:00	2,23	-0,22	1,93	-0,08	1,86	-0,06	1,59	0,05	1,48	0,12	1,42	0,12	1,57	0,01	1,83	-0,13	1,94	-0,18	2,09	-0,22	1,87	-0,09	2,98	-0,56
8:00	2,37	-0,28	2,07	-0,16	1,99	-0,16	1,75	-0,03	1,60	0,03	1,54	0,03	1,69	-0,08	1,96	-0,18	2,08	-0,24	2,28	-0,30	2,21	-0,25	3,09	-0,65
9:00	2,53	-0,35	2,35	-0,28	2,07	-0,22	1,89	-0,10	1,79	-0,07	1,65	-0,04	1,87	-0,12	2,16	-0,26	2,20	-0,29	2,44	-0,36	2,37	-0,33	3,17	-0,69
10:00	2,67	-0,42	2,56	-0,38	2,27	-0,28	2,09	-0,21	1,91	-0,12	1,82	-0,09	2,01	-0,17	2,30	-0,35	2,41	-0,38	2,64	-0,44	2,50	-0,38	3,21	-0,71
11:00	2,51	-0,36	2,45	-0,33	2,18	-0,25	1,95	-0,16	1,84	-0,09	1,77	-0,09	1,93	-0,17	2,25	-0,33	2,36	-0,35	2,55	-0,41	2,40	-0,33	2,88	-0,59
12:00	2,39	-0,30	2,38	-0,29	2,20	-0,22	2,00	-0,09	1,86	-0,09	1,81	-0,08	1,95	-0,12	2,25	-0,31	2,37	-0,32	2,50	-0,35	2,40	-0,30	2,65	-0,47
13:00	2,44	-0,29	2,48	-0,28	2,31	-0,23	2,07	-0,09	1,98	-0,11	1,90	-0,08	2,01	-0,13	2,35	-0,31	2,52	-0,34	2,60	-0,35	2,48	-0,29	2,70	-0,45
14:00	2,56	-0,32	2,57	-0,32	2,41	-0,26	2,19	-0,15	2,07	-0,16	1,98	-0,11	2,10	-0,16	2,46	-0,36	2,66	-0,41	2,75	-0,41	2,65	-0,36	2,79	-0,48
15:00	2,60	-0,35	2,60	-0,33	2,51	-0,30	2,26	-0,19	2,13	-0,19	2,03	-0,13	2,21	-0,21	2,57	-0,41	2,76	-0,43	2,83	-0,46	2,67	-0,39	2,85	-0,51
16:00	2,55	-0,37	2,58	-0,36	2,50	-0,34	2,24	-0,20	2,09	-0,20	2,02	-0,14	2,16	-0,21	2,54	-0,44	2,76	-0,49	2,76	-0,47	2,56	-0,38	2,83	-0,55
17:00	2,51	-0,36	2,52	-0,36	2,38	-0,31	2,14	-0,17	1,98	-0,16	1,97	-0,14	2,11	-0,22	2,46	-0,43	2,66	-0,47	2,69	-0,47	2,53	-0,37	2,81	-0,56
18:00	2,73	-0,37	2,78	-0,36	2,87	-0,36	2,76	-0,25	2,58	-0,18	2,54	-0,18	2,68	-0,27	3,05	-0,44	3,32	-0,54	3,43	-0,57	3,25	-0,47	3,36	-0,67
19:00	3,30	-0,45	3,34	-0,45	3,13	-0,38	2,75	-0,20	2,50	-0,12	2,48	-0,15	2,65	-0,24	3,08	-0,41	3,31	-0,50	3,46	-0,55	3,31	-0,46	3,72	-0,69
20:00	3,25	-0,42	3,28	-0,41	2,97	-0,31	2,61	-0,16	2,34	-0,07	2,30	-0,07	2,48	-0,16	2,84	-0,32	3,10	-0,42	3,35	-0,49	3,19	-0,40	3,63	-0,64
21:00	3,16	-0,37	3,19	-0,35	2,85	-0,25	2,52	-0,09	2,24	0,01	2,16	-0,03	2,33	-0,12	2,68	-0,24	2,90	-0,32	3,22	-0,41	3,11	-0,33	3,55	-0,58
22:00	3,00	-0,32	3,04	-0,28	2,73	-0,19	2,42	-0,07	2,13	0,06	2,03	0,05	2,21	-0,09	2,49	-0,19	2,72	-0,26	3,08	-0,36	2,96	-0,30	3,43	-0,55
23:00	2,80	-0,25	2,81	-0,22	2,48	-0,14	2,20	0,01	1,98	0,09	1,89	0,10	2,05	-0,05	2,32	-0,16	2,50	-0,20	2,83	-0,28	2,76	-0,24	3,28	-0,51