



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica

JOÃO PAULO SILVA OLIVEIRA

**ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA MEDIDO EM AMBIENTE
INDUSTRIAL CONTENDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Uberlândia
2017

JOÃO PAULO SILVA OLIVEIRA

**ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA MEDIDO EM AMBIENTE
INDUSTRIAL CONTENDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Prof. Dr. Ivan Nunes Santos

Uberlândia, 11 de dezembro de 2017.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Luciano Coutinho Gomes

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima

Prof. Dr. Ivan Nunes Santos

Uberlândia
2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelas oportunidades concedidas e o sustento provido.

Aos meus pais, João e Lúcia juntamente com toda a família pelo apoio e conselho dados durante todo o processo.

Ao Prof. Ivan Nunes Santos, pelas oportunidades concedidas e valiosos ensinamentos desde o início da graduação.

Aos grandes amigos, companheiros de laboratório feitos durante a graduação, pelo apoio e amizade durante todos estes anos.

As pessoas especiais que entraram em minha vida, contribuindo com alegria, força e motivação.

RESUMO

Em abril de 2012 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual possibilita ao consumidor brasileiro produzir a sua própria energia elétrica, e permite também, que em caso de produção em excesso, este excedente seja injetado na rede de distribuição local.

Deve-se ressaltar que as normas referentes ao fator de potência dispostas pelo Módulo 8 do PRODIST continuam vigentes, entretanto a Resolução Normativa impõe que o fator de potência dos inversores de mini e microgeração sejam unitário com algumas variações de acordo com a potência e a forma de conexão com a rede.

Para tanto, existe um impasse diante da situação, visto que com a injeção somente de potência ativa pela geração distribuída, o consumo de potência ativa visto pela concessionária diminui, podendo até mesmo chegar a zero ou inverter. Por outro lado, a potência reativa consumida pela instalação continua praticamente a mesma e, conseqüentemente, há uma redução do fator de potência, necessitando assim de uma nova metodologia para a medição do fator de potência nestas situações em específico.

Neste âmbito, o presente trabalho tem por objetivo a explicitação das normas vigentes, cálculos matemáticos a cerca desta provável redução do fator de potência, e também inclui um experimento laboratorial em escala reduzida que comprova os temas abordados no estudo.

Com o intuito de trazer aspectos mais realísticos ao questionamento levantado, foi feito também um cálculo tarifário levando em consideração as tarifas reais aplicadas a um sistema industrial hipotético.

Palavras-chave: Fator de Potência, Fontes Renováveis de Energia, Geração Distribuída, Normas Técnicas, Rede Inteligente.

ABSTRACT

In April 2012, ANEEL Regulatory Resolution No. 482/2012, which allows Brazilian consumers to produce their own electric energy, and also permits, in the event of excessive production, this surplus is injected into the local distribution grid.

It should be emphasized that the standards for the power factor defined by Module 8 of the PRODIST remain in force, however the regulatory resolution requires that the power factor of the Mini and Microgeneration inverters should be unitary with some variations according to the power and the grid connection form.

In that way, there is an impasse before the situation, as with the only active power injection by the distributed generation, the active power consumption seen by the concessionaire decreases, and may even reach zero or reverse. On the other hand, the reactive power consumed by the installation remains virtually the same and consequently there is a reduction in the power factor, thereby requiring a new methodology for measuring the potency factor in these situations in particular.

In this context, the present work aims to clarify the existing norms, mathematical calculations about this probable reduction in the power factor, and also includes a laboratory experiment on a scale that proves the subjects discussed in the study.

In order to bring more realistic aspects to the questioning raised, it was also made a tariff calculation taking into consideration the actual tariffs applied to a hypothetical industrial system.

Keywords: Brazilian Regulatory Standards, Distributed Generation, Power Factor, Renewable Energy Sources, Smart Grids.

Lista de Figuras

Figura 1 - Oferta Interna de Energia.....	1
Figura 2 - Medidor bidirecional.....	7
Figura 3 - Forma de conexão da unidade sem o uso de inversor	8
Figura 4 - Forma de conexão da unidade através de inversor de potência.....	9
Figura 5 - Limites operativos para inversores de potência acima de 6 kW.....	11
Figura 6 - Fluxo de potência com a GD	13
Figura 7 - Circuito geral	17
Figura 8 - Visão geral da GD.....	18
Figura 9 - Visão geral das indústria e concessionária.....	18
Figura 10 - Circuito Equivalente da concessionária.....	19
Figura 11 - Fonte de tensão CSW 5550 (módulos master e slave)	21
Figura 12 - Componentes do circuito equivalente da concessionária	21
Figura 13 - Circuito equivalente da indústria 1	22
Figura 14 - Montagem laboratorial da indústria 1.....	24
Figura 15 - Circuito equivalente da indústria 2	24
Figura 16 - Montagem laboratorial da indústria 2.....	26
Figura 17 - Circuito equivalente da indústria 3	26
Figura 18 - Montagem laboratorial da indústria 3.....	28
Figura 19 - Representação esquemática da GD	30
Figura 20 - Arranjo laboratorial da GD	31
Figura 21 - Medidor Nexus.....	32
Figura 22 - Medidor Nexus operando na condição 1.....	34
Figura 23 - Medidor Nexus operando na condição 2.....	36

Lista de Tabelas

Tabela I - Tipo de rede de acordo com a potência	6
Tabela II - Especificações da unidade industrial	11
Tabela III - Situação com GD utilizando FP unitário	15
Tabela IV - Situação com a máxima compensação de reativo	16
Tabela V - Dados dos transformadores da concessionária.....	20
Tabela VI - Dados do transformador de entrada	23
Tabela VII - Dados do circuito equivalente (Industria 1)	23
Tabela VIII - Potência consumida pela indústria 1 isoladamente	23
Tabela IX - Dados do circuito equivalente (Industria 2)	25
Tabela X - Potência consumida pela indústria 2 isoladamente	25
Tabela XI - Dados do circuito equivalente (Industria 3)	27
Tabela XII - Potência consumida pela indústria 3 isoladamente	27
Tabela XIII - Potência consumida pelo complexo industrial	28
Tabela XIV - Dados obtidos em escala reduzida (Condição 01)	35
Tabela XV - Dados obtidos em escala reduzida (Condição 02)	36
Tabela XVI - Tarifas CEMIG THS Verde (Novembro de 2017).....	38
Tabela XVII – Suprimento da Concessionária (Caso 01)	41
Tabela XVIII - Fatura total (Caso 01)	41
Tabela XIX - Suprimento da Concessionária (Caso 02)	41
Tabela XX - Encargos por violação do FP (Caso 02).....	42
Tabela XXI - Fatura total (Caso 02).....	42
Tabela XXII - Suprimento da Concessionária (Caso 03)	43
Tabela XXIII - Fatura Total (Caso 03)	43

Siglas

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BIG – Banco de Informações de Geração

CEMIG – Concessionária Energética de Minas Gerais

CFP – Consumo Fora de Ponta

CP – Consumo em horário de Ponta

FP – Fator de Potência

FV – Fotovoltaica

GD – Geração Distribuída

MPPT - Maximum Power Point Tracker

NBR – Norma Brasileira

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

REN – Resolução Normativa

THS – Tarifa Hora Sazonal

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
2. VISÃO GERAL DAS NORMAS E RESOLUÇÕES RELACIONADAS	5
2.1. Classificação da geração distribuída	5
2.2. Critérios e normas gerais para a conexão da GD à rede de distribuição .	5
2.2.1. Geração sem o uso de inversor de potência	7
2.2.2. Geração com o uso de inversor de potência	9
2.3. Fator de potência da GD	9
3. ANÁLISE MATEMÁTICA DA VARIAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM AMBIENTES INDUSTRIAIS CONTENDO GD (SISTEMA HIPOTÉTICO).....	11
3.1. Situação com GD com fator de potência unitário.....	14
3.2. Operação com compensação de reativo	16
4. EXPERIMENTO LABORATORIAL COM ARRANJO EM ESCALA REDUZIDA .	17
4.1. Concessionária	19
4.2. Indústria 1	22
4.3. Indústria 2	24
4.4. Indústria 3	26
4.5. Complexo industrial	28
4.6. Geração Distribuída	29
4.7. Equipamentos de medição utilizados	32
5. RESULTADOS DOS ENSAIOS LABORATORIAIS	33
5.1. Caso sem a inserção da GD (Condição 01)	33
5.2. Caso com a inserção da GD (Condição 02)	35
6. ESTUDOS ADICIONAIS APLICANDO O SISTEMA TARIFÁRIO NO CASO HIPOTÉTICO	37
6.1. Características da instalação	37
6.2. Características da GD	38
6.3. Tarifas e Encargos	38
6.4. Cálculo tarifário para caso sem a GD (Caso 01)	40
6.5. Cálculo tarifário para caso de GD com FP unitário (Caso 02)	41
6.6. Cálculo tarifário para caso de GD com compensação de reativos (Caso 03)	42
7. CONCLUSÃO	44
8. TRABALHOS FUTUROS	44
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos tempos a crescente demanda mundial por energia elétrica em consonância com a larga preocupação com os meios com os quais as energias são geradas, e a evolução tecnológica levaram a um crescimento exponencial das energias vindas de fontes renováveis.

Tratando-se do Brasil, as fontes renováveis mais utilizadas são: Biomassa, Hídrica, Eólica e Solar. Existe ainda, segundo o Banco de Informações de Geração (BIG), um empreendimento de fonte maremotriz de potência associada de 50 kW, entretendo o mesmo ainda não teve sua construção iniciada [1].

Segundo o Balanço Energético Nacional 2017 (BEN2017), o qual tem como base o ano de 2016, o Brasil dispõe de uma matriz elétrica essencialmente composta por fontes renováveis de energia, com destaque para a geração hídrica que corresponde por aproximadamente 68,1% da oferta interna, tem-se ainda que as fontes renováveis como um todo representam 81,7% da oferta interna de eletricidade no Brasil [2].

O gráfico da Figura 1 retrata a estrutura da oferta interna de energia no país e suas fontes.

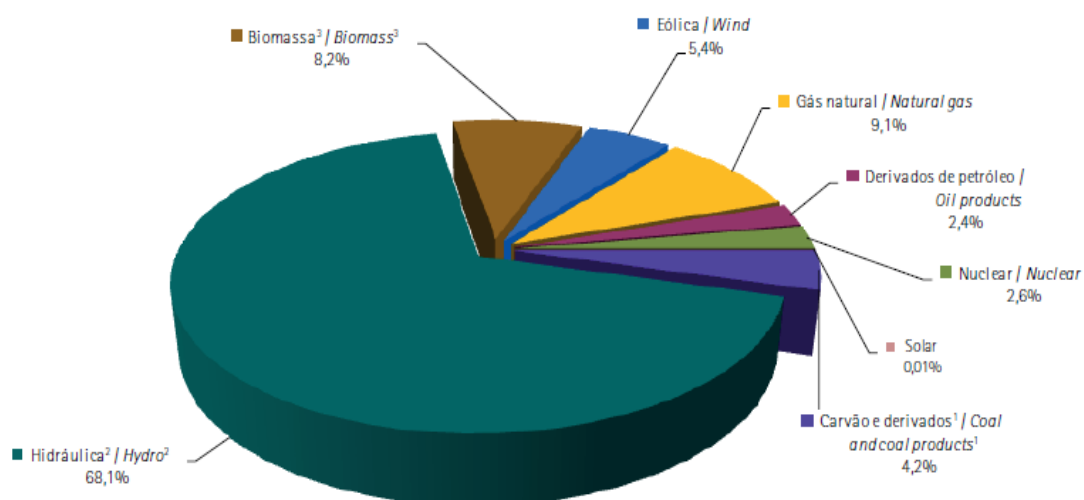


Figura 1 - Oferta Interna de Energia

Ainda segundo o BEN2017, a produção de energia eólica alcançou 33.489 GWh em 2016, o que equivale a um aumento de 54,9% em relação ao ano anterior. Assim sendo, a potência instalada para a geração eólica seguiu uma expansão de aproximadamente 33% segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que corresponde a capacidade instalada de 10.124 MW ao final do ano de 2016 [1] e [2].

Observando o gráfico da Figura 1, notamos uma participação discreta da energia solar fotovoltaica se comparados a outras gigantescas fontes primárias de energia, entretanto a energia solar fotovoltaica seguiu um crescimento exponencial e tende a alcançar um crescimento cada vez maior. O BEN2017 publica as informações referentes a minigeração e microgeração distribuída de energia elétrica, as quais o crescimento foi alavancado pela publicação de ações regulatórias. O grande destaque na participação da mini e microgeração foi a participação da fonte solar fotovoltaica, que produziu 53,6 GWh, com potência instalada de 56,9 MW [2] em meados de 2017.

Como citado anteriormente, um grande fator que impulsionou a geração solar fotovoltaica, foi além da evolução tecnológica dos semicondutores e demais equipamentos, trata-se da publicação das normas de regulamentação. Um marco histórico para a mini e microgeração foi a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Em abril de 2012 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, a qual possibilita ao consumidor brasileiro o acesso as redes de distribuição para a comercialização de seus excedentes de energia. A REN 482/2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas, assim como o sistema de compensação de energia elétrica [3].

Afim de se agilizar o processo de conexão destes geradores a rede de distribuição, estipular alterações técnicas e esclarecer os termos utilizados, foi publicado em novembro de 2015 a REN 687/2015, passando assim a REN687/2015 em conjunto com a REN 482/2012 a serem as normas vigentes acerca da Geração Distribuída [4].

A ideia central baseia-se no fato de que com a instalação de uma geração distribuída ou cogeração os consumidores poderão gerar mais energia do que consomem, assim sendo, este excesso de energia pode ser comercializado com as concessionárias, com uma central de energia solar fotovoltaica por exemplo, um consumidor residencial (Tipo B), pode durante o dia, horário em que normalmente a produção do sistema solar é alto e o consumo é baixo, gerar excessos de energia. Entretanto a noite, quando o consumo é alto e a produção é zero, este consumidor deverá consumir energia da concessionária.

Segundo a versão mais recente da norma, não há de fato a comercialização da energia utilizando dinheiro, existe na verdade um sistema de compensação. No chamado sistema de compensação de energia elétrica (net metering), a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa [3], [4].

Segundo a ANEEL: “Caso a energia injetada na rede seja superior a energia consumida, é criado um crédito de energia que não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes ou em outras unidades de mesma titularidade, com validade de 60 meses”.

Após a publicação da REN 687/2015 é previsto ainda que seja passível de compensação a chamada geração compartilhada e o autoconsumo remoto.

A geração compartilhada é caracterizada pela união de consumidores em uma mesma área de concessão em forma de consórcio ou cooperativa, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras.

Já o termo autoconsumo remoto é descrito por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Física ou Jurídica que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão.

O incentivo proposto em relação a geração distribuída, tem como base diversos aspectos positivos para o sistema elétrico brasileiro, dentre eles,

podemos citar o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o já citado baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e consequentemente uma diversificação na matriz energética brasileira, que é essencialmente hidráulica. A diversificação da matriz energética brasileira, principalmente utilizando-se das fontes eólica e solar se faz extremamente benéfica, visto que são fontes inesgotáveis de energia limpa e o país, devido a sua localização privilegiada possui um potencial de ventos e de irradiação solar extremamente altos.

A inserção das mais diversas fontes de geração distribuída nas redes de distribuição, por sua vez trazem aos órgãos competentes diversos desafios referentes a seu controle, operação e demais atividades de regulamentação. Deve-se levar em conta que apesar de todas as vantagens citadas anteriormente, a intermitência da geração das fontes eólica e solar provoca incerteza nos preços e agrega novos riscos comerciais ao mercado de energia [5].

A intermitência destas fontes renováveis, faz ainda com que sejam necessários o uso de inversores de potência para a conexão à rede, entretanto, com o uso destes inversores podem ser criados diversos componentes harmônicos prejudiciais as cargas e a eficiência da rede de distribuição.

Os desafios referentes a inserção e operação da geração distribuída ligada a rede não param por aí, existem ainda as dificuldades técnicas para a padronização das tecnologias e parâmetros adotados na rede, o nível de curto-circuito, controle de tensão e gerenciamento do fluxo de carga [5].

O presente trabalho, tem a intenção de demonstrar e questionar como são feitas as medições e as tratativas acerca do fator de potência em um ambiente industrial com geração distribuída. Vale ressaltar que para o trabalho em questão foram abordados apenas as formas de onda puramente senoidais, ou seja, sem o mérito das distorções harmônicas e sua interferência no fator de potência.

2. VISÃO GERAL DAS NORMAS E RESOLUÇÕES RELACIONADAS

Como citado anteriormente, para uma compreensão adequada da REN 482/2012 assim como a REN 687/2015 é necessário que se conceitue os termos utilizados nas normas.

2.1. Classificação da geração distribuída

As normas vigentes definem a classificação de geração distribuída em relação a potência instalada e também ao tipo de fonte primária de energia, a classificação é dada por [4]:

- Microgeração distribuída: Central geradora de energia elétrica com potência menor ou igual a 75 kW, a qual utiliza como fonte primária de geração a cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- Minigeração distribuída: Central geradora de energia elétrica com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas, ou menor que 5 MW para cogeração qualificada conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O termo cogeração qualificada é determinado por: “Processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária” [6].

2.2. Critérios e normas gerais para a conexão da GD à rede de distribuição

A REN nº 482/2012 dispõe que todos os procedimentos a serem obedecidos para a requisição e interligação do sistema a rede de distribuição

está disposto no Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), intitulado de “Acesso ao Sistema de Distribuição”.

Ainda segundo REN nº 482/2012 os valores de referência a serem adotados para os indicadores de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência devem ser os estabelecidos no Módulo 8 (Qualidade da Energia Elétrica) do PRODIST.

A norma vigente indica que certos critérios a serem adotados, devem ser provenientes da concessionária de distribuição local. Desta forma, foram buscadas informações segundo a Concessionária Energética de Minas Gerais (Cemig), concessionária local.

A Norma de Distribuição ND.5.30 (Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão), definida pela CEMIG, normatiza a tensão de conexão da minigeração ou microgeração de acordo com a potência instalada [7].

Tabela I - Tipo de rede de acordo com a potência

Potência	Tipo de rede
< 10 kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 15 kW	Bifásico ou trifásico
>15 kW	Trifásico (se da existência de rede trifásica)
<30 kW	Monofásico (em rede de distribuição rural)

As tensões padronizadas pela concessionária são:

- 220/127 para transformadores trifásicos.
- 240/120 para transformadores monofásicos (com tap central aterrado).

De acordo com o presente trabalho, dar-se-á atenção ao indicador fator de potência, vale ressaltar que para o caso em questão não foram considerados as componentes harmônicas, sendo assim, utilizou-se apenas dos indicadores na frequência fundamental de 60 Hz (fator de deslocamento).

Segundo a ND.5.30 o sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras que resolveram aderir ao sistema de compensação de energia elétrica deverá ser bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede. É feita a menção ainda de que o medidor bidirecional deve possuir registradores independentes para a apuração da energia ativa consumida e da energia ativa injetada [7].

A central geradora poderá ser conectada através de inversores de potência, usados geralmente quando se tem uma fonte primária intermitente, caso das energias eólica e solar ou conectados diretamente ao sistema.

A disposição do medidor a ser utilizado é mostrada na Figura 2.

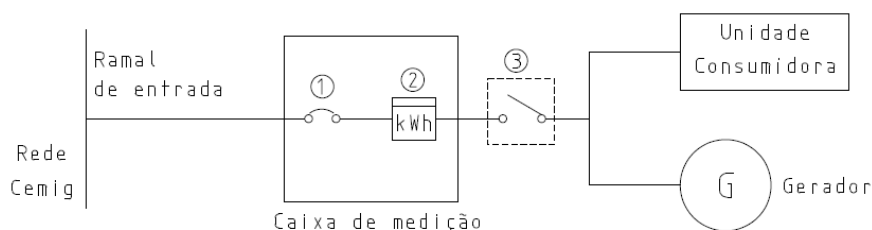


Figura 2 - Medidor bidirecional

Onde:

- 1- Disjuntor de entrada;
- 2- Medição bidirecional;
- 3- DSV (Dispositivo de Seccionamento Visível) caso da geração sem o uso do inversor.

2.2.1. Geração sem o uso de inversor de potência

Na geração sem o uso do inversor de potência, o esquema de acesso para com a rede da CEMIG é mostrado na Figura 3.

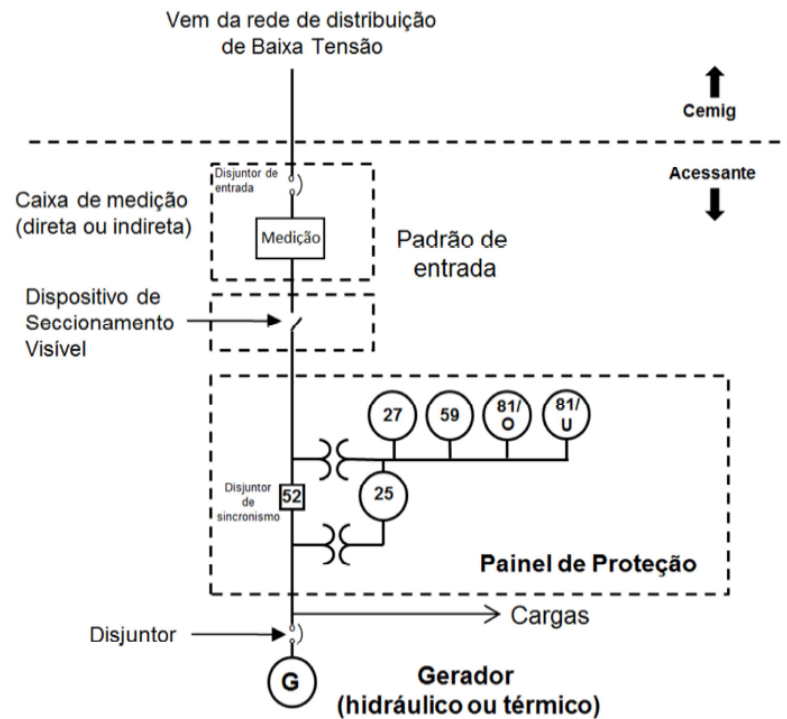


Figura 3 - Forma de conexão da unidade sem o uso de inversor

Onde:

- 25 – Relé de verificação de sincronismo;
- 27 – Relé de subtenção;
- 52 – Disjuntor de corrente alternada;
- 59 – Relé de sobretensão;
- 81 – Relé de subtenção / sobretensão;

Como pode ser observado segundo a figura, os elementos necessários para a proteção são: elemento de desconexão, elemento de interrupção, proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobre frequência, relé de sincronismo, anti-ilhamento [7].

Para este tipo de geração ainda, é necessária a utilização de fonte auxiliar para alimentação do sistema de proteção, um sistema *no-break* com potência mínima de 1000VA.

2.2.2. Geração com o uso de inversor de potência

Para os acessantes que utilizam inversor de potência para a conexão à rede, a forma de interligação deve seguir o esquema disposto na Figura 4.

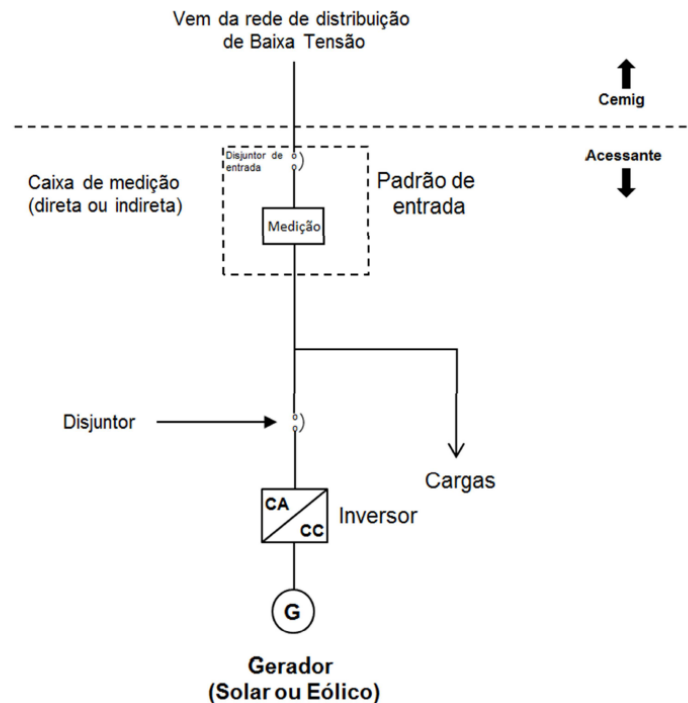


Figura 4 - Forma de conexão da unidade através de inversor de potência

A proteção que a norma exige é exatamente a mesma que para os sistemas sem inversores, salvo em ambos os casos a redundância da proteção não é necessária.

2.3. Fator de potência da GD

Em março de 2016 foi publicada uma revisão da ND.5.30 para que os requisitos pedidos estivessem de acordo com a publicação da REN 687/2015 em novembro de 2015. A nova publicação trouxe algumas alterações, dentre elas podemos destacar que, a nova versão da ND.5.30 deixou de impor os limites para o indicador fator de potência (FP).

De acordo com a nova resolução os limites operativos acerca do FP e demais indicadores de qualidade, para sistemas que se conectam à rede através de inversores de potência são dados pela norma ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

Já para os sistemas de geração distribuída que não fazem o uso de inversores como interface de conexão, os valores de referência para os indicadores de qualidade da energia devem seguir o que é disposto na seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST [7].

Ainda segundo a ND.5.30 o fornecimento de energia fora dos limites estabelecidos acima caracteriza uma operação fora dos limites normais e sendo assim, o sistema deve ser capaz de identificar as falhas e cessar o fornecimento de energia a rede elétrica.

Segundo a ABNT NBR 16149 os limites operacionais do FP são dados de acordo com a capacidade da geração distribuída. São indicados ainda que o inversor deve sair de fábrica com FP igual a 1, além de operar dentro dos intervalos de FP quando a potência injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor, ajustando automaticamente a potência reativa de saída aos valores de FP pré-definidos. Todo este ajuste deve ocorrer em no máximo 10 segundos [8].

Os limites de FP estabelecidos pela NBR 16149 são [8]:

- Para sistemas com potência nominal menor ou igual a 3 kW: FP deve ser unitário, operando com tolerância de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.
- Para sistemas com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW: FP pode ser unitário ajustado em fábrica, com tolerância na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo. O inversor deve ainda apresentar a opção para FP ajustável de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo.
- Para sistemas com potência nominal maior que 6 kW: FP pode ser unitário ajustado de fábrica, com tolerância na faixa de 0,98 indutivo a 0,98 capacitivo. O inversor deve ainda apresentar a opção para FP ajustável de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo, operando de acordo com a figura abaixo (Figura 5).

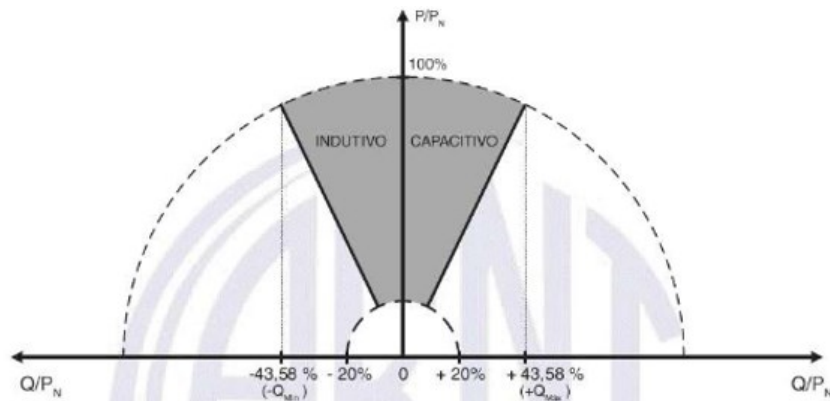


Figura 5 - Limites operativos para inversores de potência acima de 6 kW

O equipamento pode operar com potência reativa fixa ou potência reativa definida individualmente pelo operador da rede, com controle externo.

3. ANÁLISE MATEMÁTICA DA VARIAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA EM AMBIENTES INDUSTRIAIS CONTENDO GD (SISTEMA HIPOTÉTICO).

O presente item tem por objetivo mostrar o impacto sobre o fator de potência no ponto de entrega de uma instalação quando da instalação de GD em sua planta.

Para tal, considerar-se-á uma unidade industrial hipoteticamente enquadrada no Grupo A, com suas especificações definidas pela Tabela II.

Tabela II - Especificações da unidade industrial

Elemento	Valor	Unidade
Potência ativa consumida	300,00	kW
Potência reativa consumida	130,00	kVAr
Potência aparente consumida	326,96	kVA
FP no ponto de acesso	0,92 ind.	-

Na planta descrita pela Tabela II, foi inserida uma geração distribuída solar fotovoltaica com 225 kWp. Para as simulações em questão foi considerado que a geração distribuída tinha sempre a máxima potência, entretanto sabe-se que

para que a geração solar fotovoltaica atinja a sua potência máxima diversos fatores devem ser satisfeitos. Deste modo, constata-se que em poucos momentos do dia a potência extraída será a máxima, entretanto para outros valores de potência a análise continua a mesma.

Vale ressaltar também que para consumidores de grupos diferentes do grupo B, o regulamento do Módulo 8 do PRODIST diz: “Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.” [4].

Notamos que por definição do PRODIST a instalação industrial está no limite indutivo do FP. Caso a instalação viole este limite a mesma estará sujeita aos encargos por consumo excessivo de reativos, em outras palavras, multa por violar os limites do fator de potência.

Segundo o Módulo 8 do PRODIST o fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P, Q) ou das respectivas energias (EA, ER) utilizando-se as seguintes formulas:

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (01)$$

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (02)$$

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (03)$$

Para a análise, tanto do FP da geração distribuída, quanto a análise do FP no ponto de conexão, o sistema foi analisado em dois tipos de operação distintos.

A Figura 6 mostra como foram estruturados os cálculos para aferição de potência geradas e consumidas pela instalação.

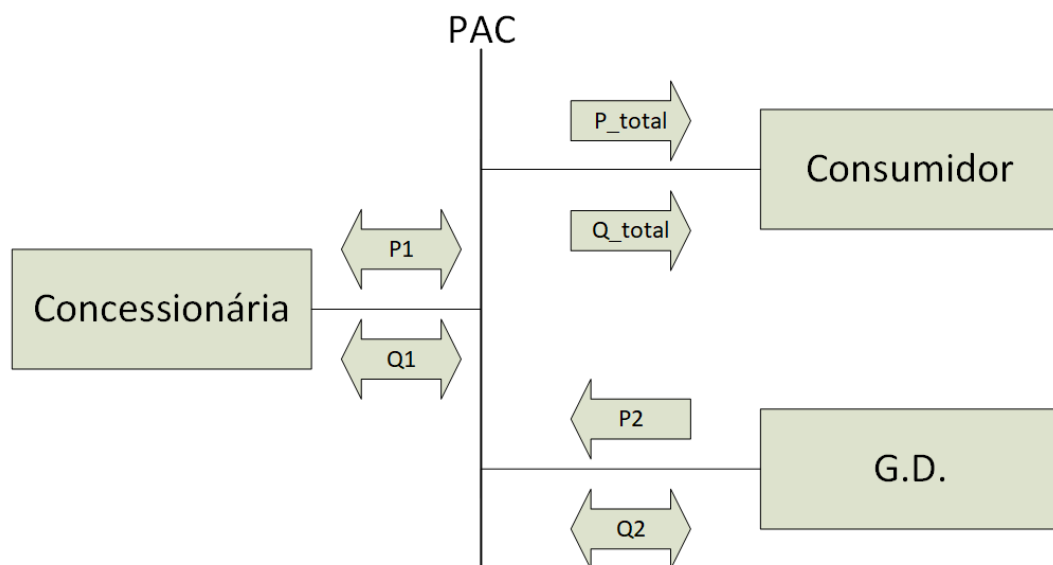


Figura 6 - Fluxo de potência com a GD

Onde:

$P1$ – Potência ativa entregue/consumida pela concessionária;

$Q1$ – Potência reativa entregue/consumida pela concessionária;

$P2$ – Potência ativa entregue pela GD;

$Q2$ – Potência reativa entregue/consumida pela GD;

P_{total} - Potência ativa total consumida pela instalação;

Q_{total} - Potência reativa total consumida pela instalação;

PAC – Ponto de Acoplamento Comum, barramento de interligação;

Com a configuração descrita acima, para todos os casos a seguir foi considerado que a potência ativa total (P_{total}) e a potência reativa total (Q_{total}) que a instalação consome é fixa. Deste modo, pode-se afirmar ainda que caso haja potência entregue pela GD o sentido da potência ativa ($P2$) estará sempre como mostrado na Figura 6, desta forma, podemos definir a potência entregue pela concessionária ($P1$) como:

$$P1 = P_{total} - P2 \quad (04)$$

Pode ainda haver o caso em que $P1$ se torne um número negativo, o fato indicará apenas a inversão do fluxo de potência, neste caso, o mesmo se dará da unidade consumidora para a concessionária gerando créditos para o consumidor.

Agora tratando se da potência reativa, o fluxo de potência estará na concessionária para geração distribuída, quando: o FP no ponto de acoplamento for indutivo, definindo assim o sentido de $Q1$. Ainda caso a GD possuir fator de potência capacitivo, define-se o sentido de $Q2$, da geração para o consumidor ou a rede, dependendo da quantidade de reativos gerados. Como mostrado, o sentido da potência reativa depende tanto do consumidor quanto da geração distribuída, deste modo, deve-se para cada caso realizar uma análise prévia.

Para o fluxo de potência reativa no sentido geração distribuída para o consumidor ou concessionária, a potência reativa entregue pela rede ($Q1$) é definida por:

$$Q1 = Q_{total} - Q2 \quad (05)$$

Como descrito para a potência ativa, o fluxo de potência reativa entregue pela rede pode resultar em um número negativo, indicando apenas uma inversão no fluxo de potência.

3.1. Situação com GD com fator de potência unitário

Para cada uma das simulações, as potências consumidas pela unidade industrial continuaram as mesmas, desta forma, estas potencias deverão ser supridas pela rede, pela geração distribuída ou por uma composição dos dois.

Tabela III - Situação com GD utilizando FP unitário

Elemento	Valor	Unidade
Potência ativa gerada pela GD	225,00	kW
Potência reativa gerada pela GD	0,00	kVAr
FP da GD	1,00	-
Potência ativa entregue pela concessionária	75,00	kW
Potência reativa entregue pela concessionária	130,00	kVAr
FP no ponto de acesso	0,50 ind.	-

Ao observar-se a Tabela III, nota-se que como a geração distribuída contribui apenas com potência ativa (FP unitário), há uma brusca queda na potência ativa entregue pela concessionária, e, por conseguinte, através das equações 01 e 03, confirma-se uma brusca queda no valor do fator de potência, fazendo com que o mesmo fique muito abaixo do limite máximo de 0,92 indutivo definido pelo PRODIST, fato que acarretará em severos encargos devido a violação do indicador.

Pode-se imaginar um caso extremo em que a potência ativa consumida pela instalação seja inteiramente suprida pela GD, entretanto como o fator de potência é unitário, toda a potência reativa usada para manter os circuitos magnéticos como por exemplo dos transformadores é suprida pela concessionária. Em um caso como este, ao observarmos o limite da fórmula 01 com os dados descritos podemos ver que o FP tenderá a zero.

Deve-se observar também que o ponto de operação mostrado na Tabela III seria o melhor ponto de operação visto pelo consumidor, tal fato é fruto da grande diferenciação entre as tarifas de energia ativa e energia reativa segundo as concessionárias e as leis tarifárias vigentes. Assim sendo, para o consumidor, quanto menor a parcela ativa consumida da rede, menor o valor de sua conta.

3.2. Operação com compensação de reativo

Como citado anteriormente, a unidade consumidora por si só, antes mesmo de acrescentar-se a geração distribuída apresentava um fator de potência fora dos limites definidos pelo PRODIST.

Com a produção de energia trazida pela geração distribuída, dentro de certos limites operativos, é possível que haja uma correção do fator de potência no ponto de acoplamento, dada através da injeção de potência reativa pela GD.

Tabela IV - Situação com a máxima compensação de reativo

Elemento	Valor	Unidade
Potência ativa gerada pela GD	204,75	kW
Potência reativa gerada pela GD	93,28	kVAr
FP da GD	0,91 cap.	-
Potência ativa entregue pela concessionária	95,25	kW
Potência reativa entregue pela concessionária	36,71	kVAr
FP no ponto de acesso	0,93 ind.	-

Para a concessionária, na situação em que um consumidor realmente deseje instalar uma GD, dentro dos limites impostos pelas normas vigentes este é o melhor dos cenários. Visto que, como o fator de potência da GD é o mais capacitivo possível, a GD fornecerá o máximo de reativos possível ao sistema, dentro da norma vigente que limita o FP, funcionando assim como um banco de capacitores instalado localmente.

Desta forma, a concessionária deverá entregar o mínimo de potência reativa, assim sendo a utilização de um fator de potência o mais próximo possível de unitário, implica em um alívio no carregamento do sistema de distribuição, fazendo com que o mesmo possa transferir mais potência ativa, e consequentemente atender novos consumidores, o que deverá retardar a necessidade de investimentos à rede elétrica. Implica também em menores perdas, caso o carregamento continue o mesmo.

4. EXPERIMENTO LABORATORIAL COM ARRANJO EM ESCALA REDUZIDA

O objetivo do ensaio laboratorial com o arranjo em escala reduzida é o de expor as relações e a problematização existentes anteriormente dispostas. Com este intuito, foi criado um sistema elétrico resumido em um barramento, o ponto de acoplamento comum (PAC). Ligados a esta barra temos três indústrias com diferentes características, dotadas de cargas lineares e não lineares, formando assim um possível complexo industrial como encontrado na realidade. Interligado a este barramento, inseriu-se também uma geração distribuída, com sua fonte primária aqui não especificada, podendo a mesma ter como fonte primária o sol ou o vento, devendo a geração distribuída apenas ser ligada ao sistema através de um inversor de frequência.

O esquema geral do arranjo descrito é mostrado na Figura 7.

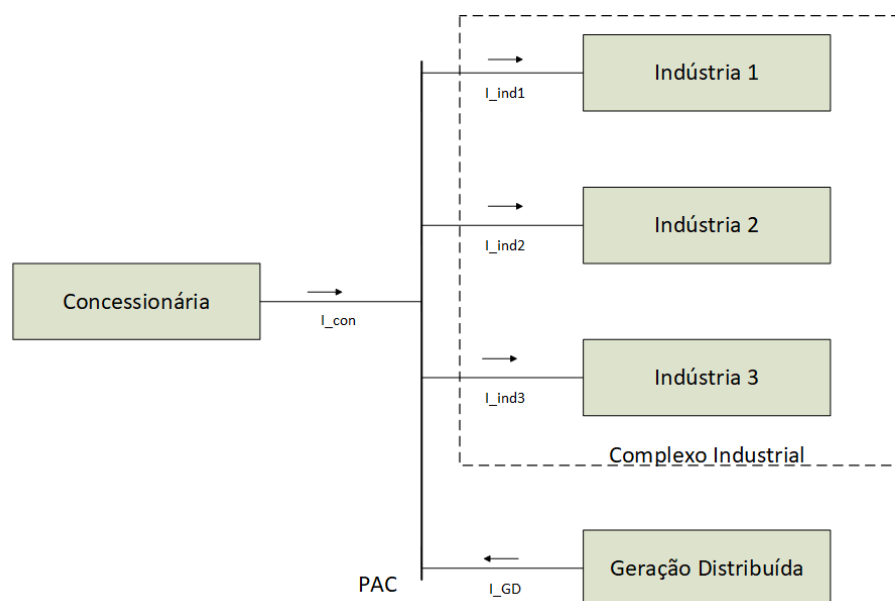


Figura 7 - Circuito geral

Sendo:

I_{con} - Corrente vinda da concessionária para o PAC;

I_{ind1} - Corrente consumida pela indústria 1;

I_{ind2} - Corrente consumida pela indústria 2;

I_{ind3} - Corrente consumida pela indústria 3;

I_{GD} - Corrente injetada pela geração distribuída.

As Figuras 8 e 9 mostram o arranjo montado em laboratório.



Figura 8 - Visão geral da GD



Figura 9 - Visão geral das indústria e concessionária

Observando-se a Figura 9 temos a direita a fonte de tensão senoidal, com módulos *master* e *slave*. A esquerda tem-se o complexo industrial, compostos por três indústrias com diferentes características descritas posteriormente.

Deve-se então, partir para o detalhamento do circuito equivalente da concessionária, das cargas e da geração distribuída.

Vale ressaltar que apesar do arranjo utilizado possuir três indústrias, podemos considerar a soma das três como um único complexo industrial, ou ainda, uma indústria de grande porte como é comumente encontrado. A mesma possui diversos ramais de alimentação para os mais diversificados tipos de processo, assim sendo as considerações feitas para o estudo de caso não resultarão em nenhuma alteração dos resultados encontrados.

4.1. Concessionária

Para a representação do circuito equivalente da concessionária foi utilizado uma fonte de tensão trifásica controlada, marca California Instruments, modelo CSW 5550. A fonte em questão apresenta tensão controlável na faixa de 0 a 156 V (Fase-Neutro), possibilidade de adição de distorções harmônicas e potência trifásica de 11,5 kVA.

A fonte foi configurada para a tensão de 130 V (Fase-Neutro), aproximadamente 220 V (Fase-Fase), 60 Hz com onda perfeitamente senoidal.

O circuito equivalente por completo é mostrado na Figura 10.

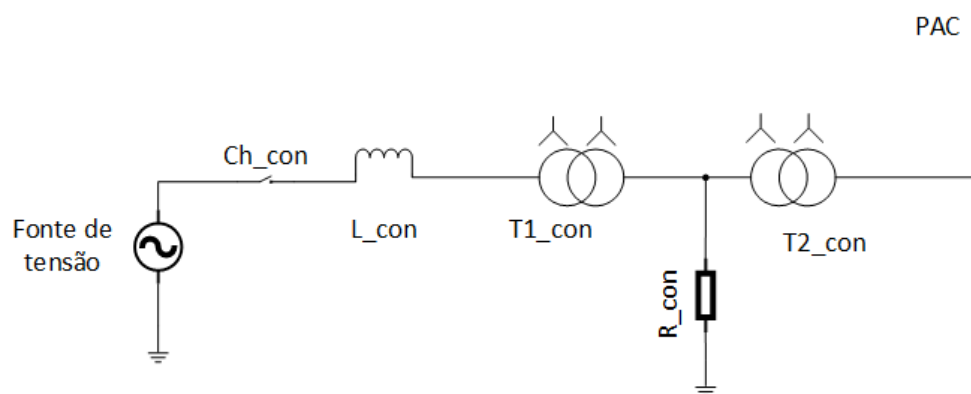


Figura 10 - Circuito Equivalente da concessionária

Onde:

Ch_con - chave de proteção presente no alimentador;

L_con – indutância equivalente dos cabos e outros equipamentos;

$T1_{con}$ – Transformador trifásico utilizado no arranjo;

$T2_{con}$ – Transformador trifásico utilizado no arranjo;

R_{con} – Resistência trifásica do circuito da concessionária;

No circuito utilizado acima temos a representação total do circuito utilizado na concessionária, desta maneira, temos os transformadores $T1_{con}$, $T2_{con}$ e indutância L_{con} utilizados em série, os mesmos são utilizados para a adequação do nível de curto circuito do sistema. A indutância L_{con} é de valor 1 mH. Os transformadores $T1_{con}$ e $T2_{con}$ são idênticos e tem seus dados na Tabela V.

Tabela V - Dados dos transformadores da concessionária

Grandeza	Valor
Potência (kVA)	15
Relação transformação	1:1
Tensões de linha (V)	220
Impedância Percentual (%)	4
Ligação	Y-Y

Utilizou-se ainda no circuito uma resistência (R_{con}) de capacidade relativamente alta (6 kW), se comparado a outros elementos do circuito. Tal resistência foi adicionada com o intuito de que mesmo que haja um grande acréscimo de potência por parte da geração distribuída, não exista fluxo de potência reverso, ou seja, mesmo que a potência ativa injetava no PAC pela GD seja maior que a potência ativa consumida pelas cargas, não haverá um fluxo de potência no sentido PAC para fonte, o qual poderá ser danoso para o equipamento.

Tem-se nas imagens a seguir imagens da fonte de tensão senoidal (Figura 11) e também dos demais componentes que compõe o circuito equivalente da concessionária (Figura 12).



Figura 11 - Fonte de tensão CSW 5550 (módulos master e slave)

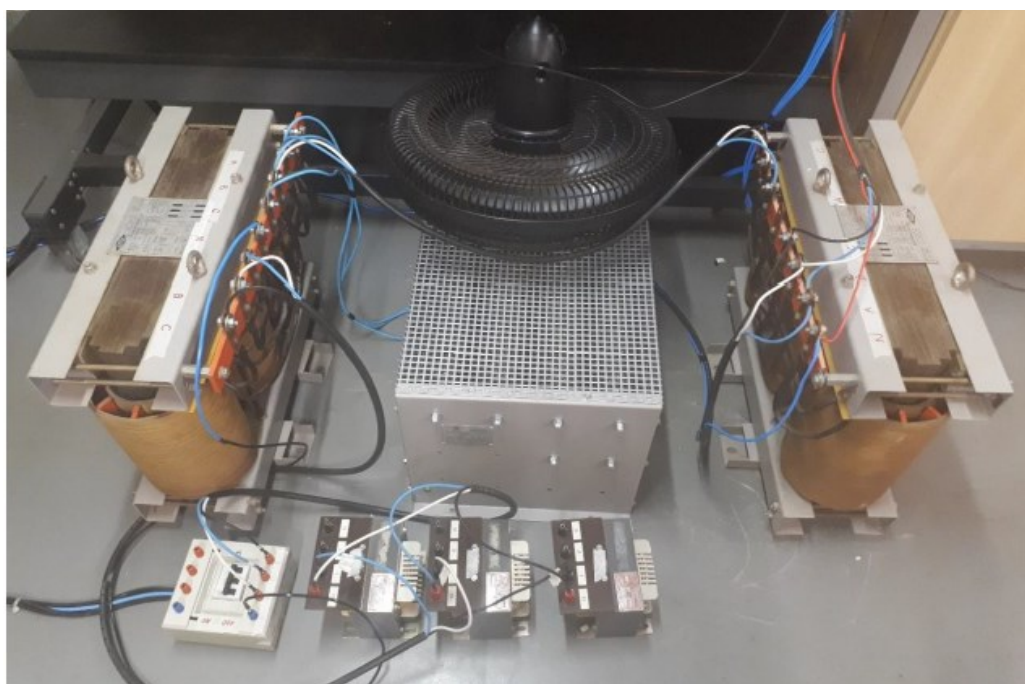


Figura 12 - Componentes do circuito equivalente da concessionária

4.2. Indústria 1

A indústria 1 é composta pelo circuito equivalente a seguir (Figura 13).

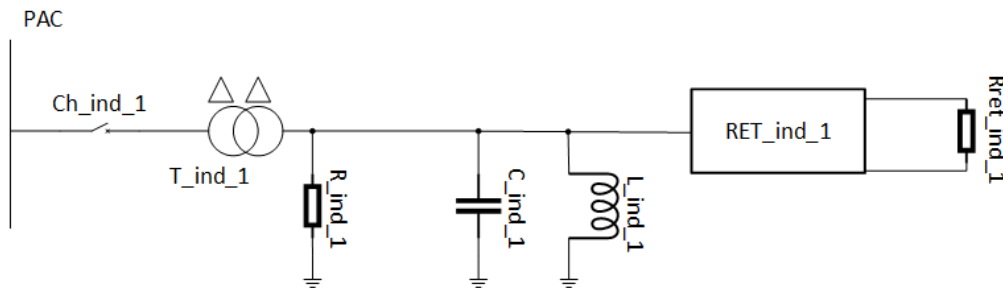


Figura 13 - Circuito equivalente da indústria 1

Na figura tem-se:

Ch_{ind_1} - Chave presente na entrada da indústria 1;

T_{ind_1} – Transformador de entrada da indústria 1;

R_{ind_1} – Resistência equivalente das cargas;

C_{ind_1} – Capacitância equivalente das cargas;

L_{ind_1} – Indutância equivalente das cargas;

RET_{ind_1} – Retificador 6 pulsos para o acionamento de cargas CC;

$Rret_{ind_1}$ – Carga resistiva alimentada pelo retificador;

Podemos observar que o circuito equivalente (Figura 13) é composto por cargas lineares e não lineares, vale destacar ainda que para como carga para o retificador foi utilizado apenas uma carga resistiva e não uma carga rotativa, visando assim uma simplificação na montagem laboratorial. Esta simplificação, entretanto, não acarretará em futuros problemas.

O transformador $T1_{ind_1}$ tem as seguintes características (Tabela VI).

Tabela VI - Dados do transformador de entrada

Grandeza	Valor
Potência (kVA)	3
Relação transformação	1:1
Tensões de linha (V)	220
Ligação	Δ - Δ

Os elementos que compõe a indústria 1 tem os seguintes valores (Tabela VII).

Tabela VII - Dados do circuito equivalente (Industria 1)

$R_{ind\ 1} (\Omega)$	$L_{ind\ 1} (mH)$	$C_{ind\ 1} (\mu F)$	$R_{ret\ ind\ 1} (\Omega)$
276,56	428,80	30	175

Para o levantamento do consumo de potências pelas cargas, ligou-se isoladamente apenas a Indústria 1 e a partir dos valores de corrente e tensão e suas defasagens angulares já medidas pela fonte (*California Instruments – CSW 5550*), podemos levantar o perfil de cargas da unidade em questão.

Tabela VIII - Potência consumida pela indústria 1 isoladamente

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	251,84	257,95	244,57	754,35
Potência Reativa (Var)	-82,75	-69,99	-68,56	-221,30
Potência Aparente (VA)	265,08	267,27	253,99	786,14
Fator de Potência	0,95 (cap.)	0,97 (cap.)	0,96 (cap.)	0,96 (cap.)

A Figura 14 mostra a montagem laboratorial para a indústria 1.

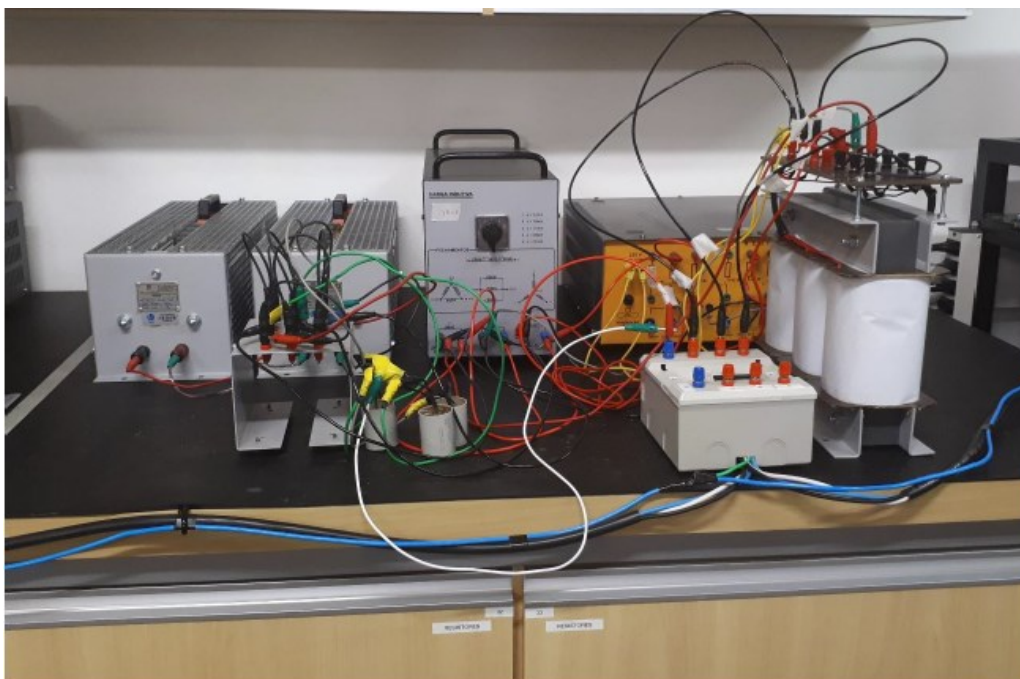


Figura 14 - Montagem laboratorial da indústria 1

4.3. Indústria 2

A configuração do circuito equivalente da indústria 2 pode ser visto na Figura 15, sendo esta indústria também composta por elementos lineares (resistores, capacitores e indutores) e também por elementos não lineares (Inversor de frequência).

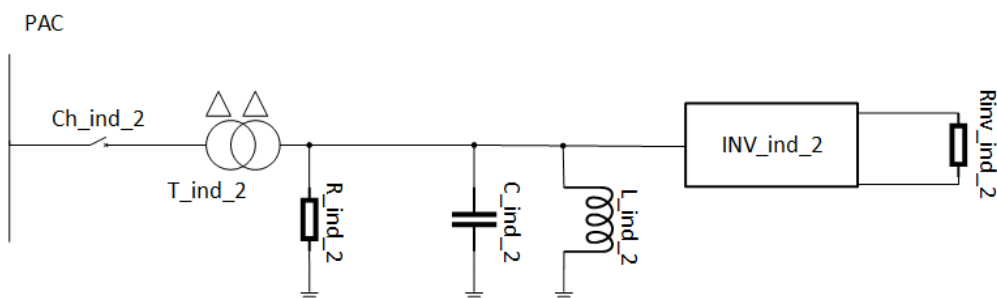


Figura 15 - Circuito equivalente da indústria 2

Onde:

Ch_ind_2 - Chave presente na entrada da indústria 2;

T_ind_2 – Transformador de entrada da indústria 2;

R_ind_2 – Resistência equivalente das cargas;

C_ind_2 – Capacitância equivalente das cargas;

L_{ind_2} – Indutância equivalente das cargas;

INV_{ind_2} – Inversor para o acionamento de cargas com velocidade variável;

$R_{inv_ind_2}$ – Carga resistiva alimentada pelo inversor;

Assim como detalhado para a indústria 1, não foram utilizadas cargas rotativas, sendo a carga a ser acionada pelo inversor apenas uma carga rotativa.

O transformador de entrada (T_{ind_2}) tem as características semelhantes ao transformador de entrada da indústria 1, sendo suas características detalhadas pela Tabela VI.

O valor dos elementos do circuito são:

Tabela IX - Dados do circuito equivalente (Indústria 2)

$R_{ind_2} (\Omega)$	$L_{ind_2} (mH)$	$C_{ind_2} (\mu F)$	$R_{inv_ind_1} (\Omega)$
80,67	377,59	6	180

Como procedimento padrão ainda, a ensaiou-se a indústria 2 isoladamente, obtendo-se assim os seguintes dados referentes ao consumo de potência.

Tabela X - Potência consumida pela indústria 2 isoladamente

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	335,43	316,79	361,74	1014,15
Potência Reativa (Var)	160,21	113,75	122,30	396,25
Potência Aparente (VA)	371,73	336,77	381,86	1088,82
Fator de Potência	0,90 (ind.)	0,94 (ind.)	0,95 (ind.)	0,93 (ind.)

Na Figura 16 podemos ver a montagem laboratorial da indústria 2.

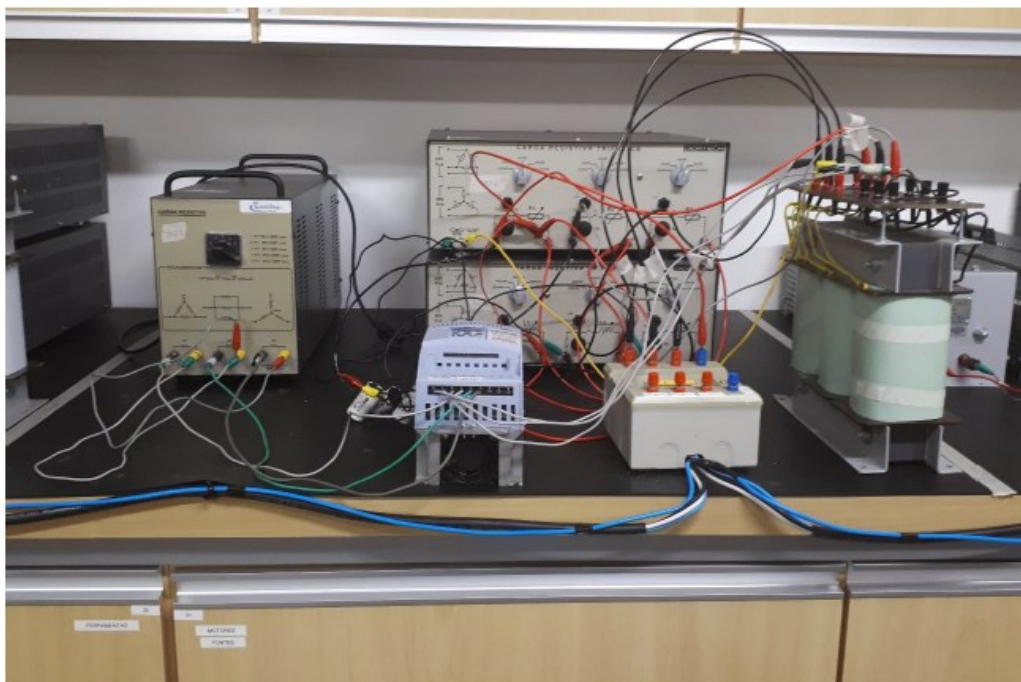


Figura 16 - Montagem laboratorial da indústria 2

4.4. Indústria 3

Por fim, podemos detalhar o circuito equivalente utilizado para a Indústria 3. Sua configuração é mostrada pela Figura 17.

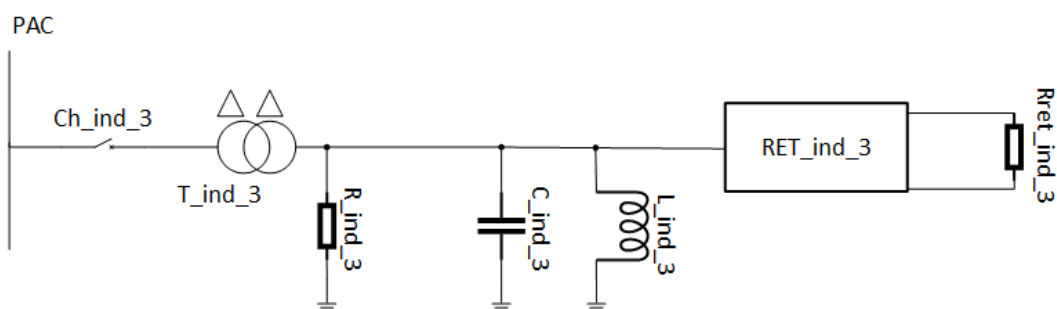


Figura 17 - Circuito equivalente da indústria 3

Na figura, tem-se:

Ch_ind_3 - Chave presente na entrada da indústria 3;

T_ind_3 – Transformador de entrada da indústria 3;

R_ind_3 – Resistência equivalente das cargas;

C_ind_3 – Capacitância equivalente das cargas;

L_{ind_3} – Indutância equivalente das cargas;

RET_{ind_3} – Retificador de 6 pulsos para o acionamento de cargas CC;

$Rret_{ind_3}$ – Carga resistiva alimentada pelo retificador;

Assim como as outras indústrias, a indústria 3 também é composta de cargas lineares e não lineares, as considerações acerca da carga do retificador são as mesmas feitas para o retificador da indústria 1 e o inversor presente na indústria 2.

O transformador de entrada da indústria 3 (T_{ind_3}) tem suas características semelhantes aos outros, sendo este então descrito pelos dados da Tabela VI.

Os dados dos componentes utilizados na montagem do circuito equivalente da indústria 3 são:

Tabela XI - Dados do circuito equivalente (Industria 3)

$R_{ind_3} (\Omega)$	$L_{ind_3} (mH)$	$C_{ind_3} (\mu F)$	$Rret_{ind_3} (\Omega)$
242	493,78	6	260

Utilizando a mesma metodologia de análise como feito para as indústrias anteriores, definimos então o consumo de potência da indústria 3 isoladamente.

Tabela XII - Potência consumida pela indústria 3 isoladamente

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	196,04	211,85	198,80	606,69
Potência Reativa(VAr)	59,86	64,36	79,60	203,82
Potência Aparente (VA)	204,97	221,41	214,14	640,01
Fator de Potência	0,96 (ind.)	0,96 (ind.)	0,93 (ind.)	0,95 (ind.)

Na Figura 18 observa-se a montagem laboratorial da última indústria.

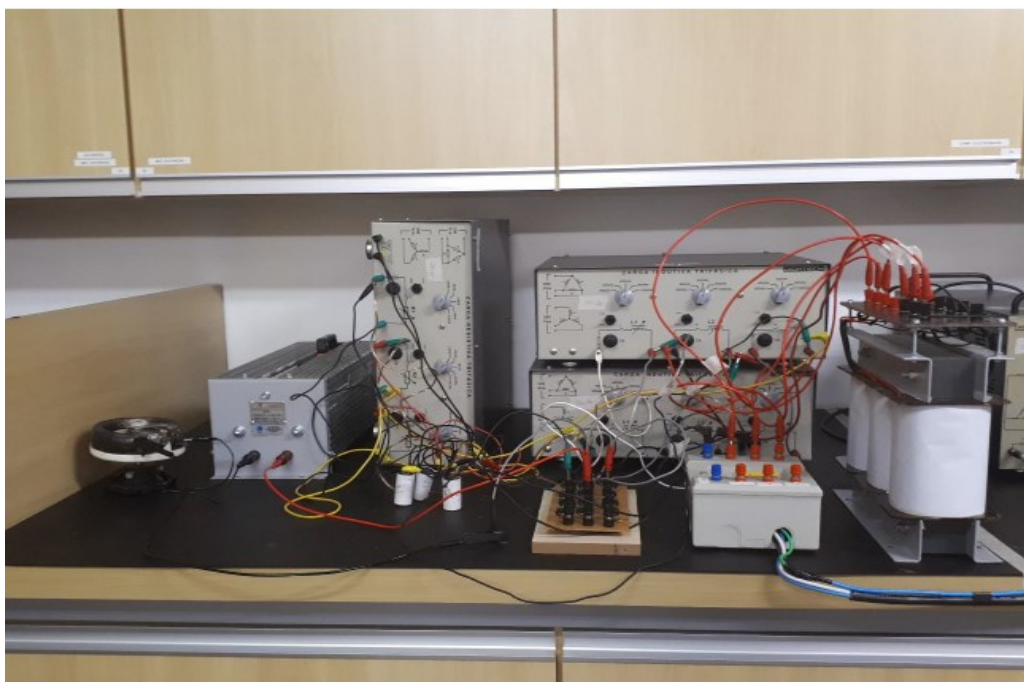


Figura 18 - Montagem laboratorial da indústria 3

4.5. Complexo industrial

Para a consideração de somente uma indústria como soma de todas as demais, devemos encontrar o carregamento em cada fase, encontrando assim os valores totais de potências ativas e reativas assim como o fator de potência. Ao encontrarmos os valores de potências ativa e reativa, respectivamente (P e Q), podemos encontrar através da equação 01 o valor do fator de potência em questão.

Tabela XIII - Potência consumida pelo complexo industrial

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	783,31	786,59	805,11	2375,01
Potência Reativa (Var)	138,22	108,12	133,34	379,68
Potência Aparente (VA)	795,41	793,98	816,08	2405,17
Fator de Potência	0,98 (ind.)	0,99 (ind.)	0,98 (ind.)	0,98 (ind.)

Nota-se ao final, após a composição de cargas lineares e não lineares de todas as indústrias, com fator de potência atrasados e adiantados, um fator de potência da instalação geral de 0,98 indutivo como indicado na Tabela XIII.

4.6. Geração Distribuída

Deve-se agora, descrever o modelo utilizado para a representação da geração distribuída. Como descrito anteriormente, até o presente momento não está definido a fonte primária de energia utilizada na geração distribuída.

A título de exemplo e para a validação do método devemos agora definir a fonte primária de energia. Por conveniência, foi decidido que a fonte primária será de energia eólica, deste modo podemos fixar os valores típicos de grandezas referidas acerca deste tipo de conversão eletromecânica. Vale ressaltar que valores de filtros, estratégias de chaveamento, estratégias de controle e outros dependem da fonte primária de energia.

Como o foco principal do trabalho não são as logics e controles utilizados, todas as logics de inversão, dimensionamento de filtros, sensores de tensão e corrente, filtragens, adequações de sinal assim como as características do modelo físico aqui utilizado são encontrados em [9].

Na Figura 19 pode-se observar a estrutura da Geração eólica por completo, e também seus equipamentos destinados à representação do modelo físico.

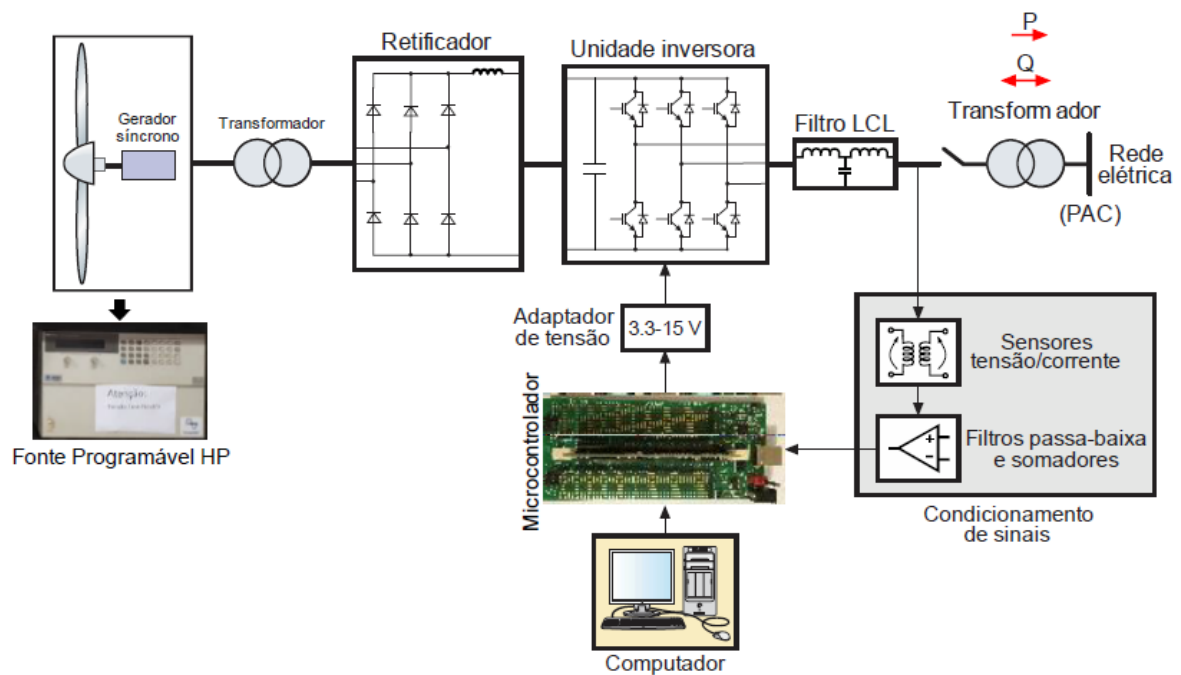


Figura 19 - Representação esquemática da GD

Em súpula, tem-se que o modelo representado acima é basicamente composto por unidades de potência e unidades de controle. Como unidades de potência, pode-se citar: retificador, unidade de potência do inversor [10], filtro de acoplamento, transformadores e fonte programável Hewlett Packard (HP) [11]. Esta fonte programável, modelo 6834A tem por objetivo a simulação da potência disponibilizada pelo vento e da conversão através do conjunto turbina-gerador da forma intermitente, assim como a ação dos ventos. A utilização destes componentes vem da necessidade de representação do processo de transferência da energia ativa produzida pelo gerador síncrono a rede elétrica.

Tratando-se sobre as unidades de controle, pode-se citar: placas de condicionamento de sinais, microcontrolador e computador, unidades necessárias para a aquisição das tensões e correntes e implementar a lógica de controle utilizada.

O arranjo laboratorial criado é mostrado na Figura 20.

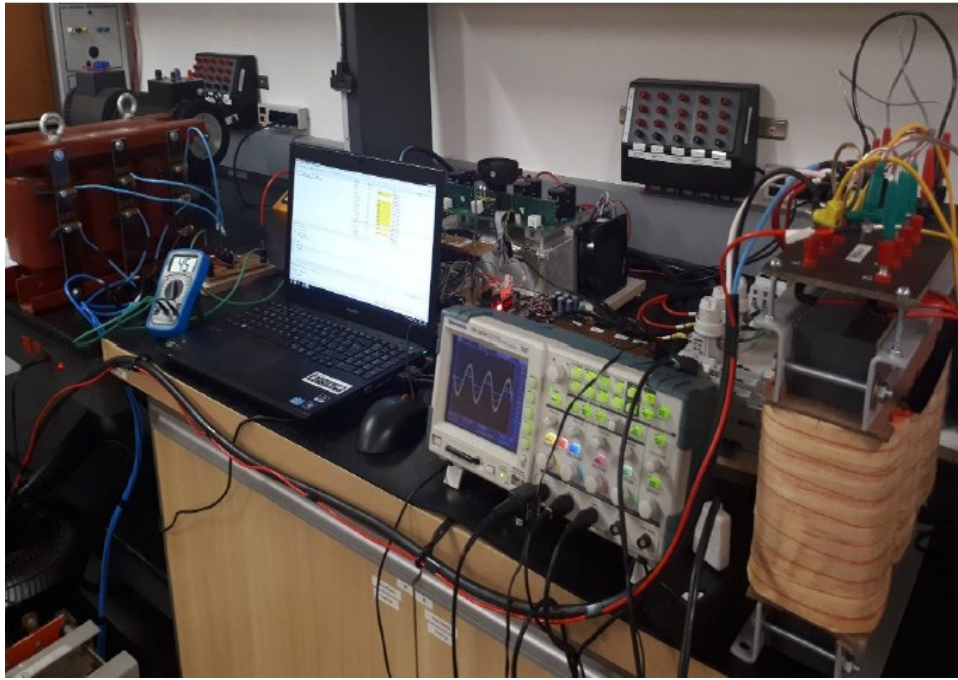


Figura 20 - Arranjo laboratorial da GD

Na Figura 20 nota-se que são utilizados dois transformadores no arranjo da GD, o primeiro transformador, a esquerda em vermelho, tem o intuito de elevar a tensão vinda da fonte programável, o mesmo é de 5 kVA e tem relação transformação 220/380V, ligação estrela-delta. Já o transformador de acoplamento, a direita, tem o objetivo apenas de ser a interface de conexão entre a geração distribuída e o PAC, o mesmo tem relação transformação de 220/220V e potência de 5 kVA, ligação estrela-delta.

O filtro LCL destina-se a atenuar as componentes harmônicas de alta frequência, as quais se encontram nas vizinhanças das frequências de chaveamento e proporcionar maior estabilidade ao sistema de controle.

A potência final máxima disponibilizada pela geração distribuída é definida de acordo com o elemento de menor potência do arranjo, sendo este o transformador de acoplamento, entretanto com o intuito de gerar apenas uma parcela da potência ativa, a potência da GD foi fixada em 2 kVA.

4.7. Equipamentos de medição utilizados

Visando a obtenção dos dados referentes às potências ativa e reativa, ou alternativamente as leituras de energias ativa e reativa, foi utilizado um medidor trifásico Nexus 1500, marca *Nansen*, classe D.

O aparelho além de possibilitar a visualização de diversos dados como tensões por fase, correntes, potências, demanda, energia acumulada, análise de fasores, detecção de flicker e outras medidas de grandeza em tempo real, possibilita também com que estas grandezas sejam disponibilizadas em um computador, possibilitando assim um armazenamento em massa e futuras análises a partir dos dados colhidos.

A partir de suas memórias programáveis o aparelho possibilita a medição de até 1024 amostras por ciclo da forma de onda, e consegue detectar até a 512ª ordem harmônica presente nas ondas de tensão ou corrente. O mesmo dispõe ainda de conexão com a rede, para a verificação remota das condições à que o mesmo foi submetido.

Temos na Figura 21 o aparelho em questão.



Figura 21 - Medidor Nexus

Além do medidor em específico, diversos aparelhos mais comuns foram utilizados como voltímetros, amperímetros, ohmímetro, indutímetro, capacitímetro e osciloscópio.

5. RESULTADOS DOS ENSAIOS LABORATORIAIS

Para a realização dos ensaios laboratoriais, inseriu-se o medidor *Nexus* ao final do circuito equivalente da concessionária, ou seja, após o transformador *T2_con* visto na Figura 10 e anteriormente ao ponto de acoplamento comum (PAC).

Desta maneira, possibilitou-se a medida das potências fornecidas na ocasião normal de operação, ou seja, sem a inserção da GD e posteriormente com a GD inserida ao circuito.

5.1. Caso sem a inserção da GD (Condição 01)

Para efeito de comparação, primeiramente colocou-se o circuito com o complexo industrial formado pelas 3 indústrias, para operar sem a inserção da GD no barramento comum (condição 1), desta forma, teremos o consumo real de potências pelas cargas. Diferentemente do exposto no subitem 4.5, este consumo incluirá também todas as perdas dos circuitos equivalentes.

Os dados obtidos pelo medidor são dispostos na Figura 22.

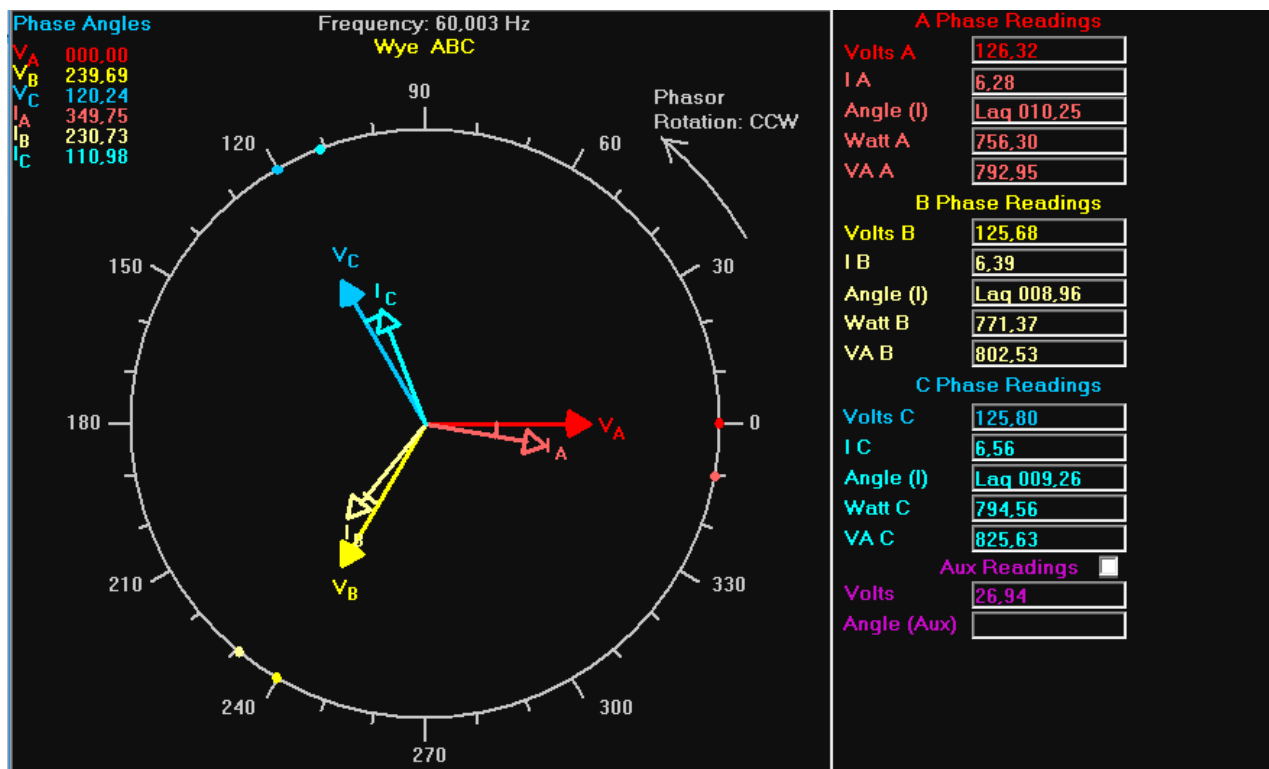


Figura 22 - Medidor Nexus operando na condição 1

Observa-se um circuito com tensões em módulo e ângulo perfeitamente equilibrado, o que já era de se esperar visto que as tensões são produzidas pela fonte independente CSW 5550, a qual foi definida para a geração de uma onda perfeitamente senoidal.

As pequenas variações no módulo e ângulo das correntes indica que a mesma supre uma carga de caráter indutivo (corrente atrasada da tensão), as pequenas deformidades nos módulos e ângulos das mesmas são devidas ao uso de composições monofásicas para cargas trifásicas, ocorre também devido ao pequeno desbalanço das próprias cargas trifásicas, onde em uma mesma carga os elementos que compõe a carga trifásica podem apresentar pequenas variações.

Contudo, temos que estas deformidades são pequenas, e condizem também com a realidade, onde por vezes esta situação pode ser bem mais crítica. Desta maneira, temos que estas pequenas deformidades não acarretarão em grandes erros ou conclusões errôneas acerca do estudo em questão.

Com os dados obtidos pelo medidor, e a manipulação das equações 01 e 03 consegue-se criar a tabela de potências para a situação em questão (Tabela XIV):

Tabela XIV - Dados obtidos em escala reduzida (Condição 01)

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	756,30	771,37	794,56	2322,23
Potência Reativa (Var)	238,28	221,45	224,36	684,09
Potência Aparente (VA)	792,95	802,53	825,63	2420,89
Fator de Potência	0,95 ind.	0,96 ind.	0,96 ind.	0,96 ind.

Observa-se que a composição final de todas as cargas resulta em um fator de potência no PAC de 0,96 indutivo, ponto este dentro dos limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST que determina que o mesmo deve estar entre 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo.

5.2. Caso com a inserção da GD (Condição 02)

Para o caso em questão, inseriu-se no PAC uma Geração Distribuída com potência de 2 kVA, devemos lembrar também que faz parte tanto do circuito equivalente da GD como do arranjo real, um conjunto de filtros LCL que visam a mitigação de componentes harmônicos assim como proporcionar certa estabilidade ao sistema de controle. Juntamente com o filtro LCL ainda são acrescentados dois transformadores, tanto os transformadores quanto o próprio filtro podem ser vistos na Figura 19.

Ressalta-se ainda, que como de praxe dentro do universo da geração distribuída, o fator de potência da geração foi fixado em unitário, ou seja, o mesmo deverá injetar no PAC apenas potência ativa, sendo esta, pelo ponto de vista tarifário, a melhor condição de operação para o consumidor.

Desta maneira, as leituras obtidas quando a GD operava com fator de potência unitário são mostrados na Figura 23.

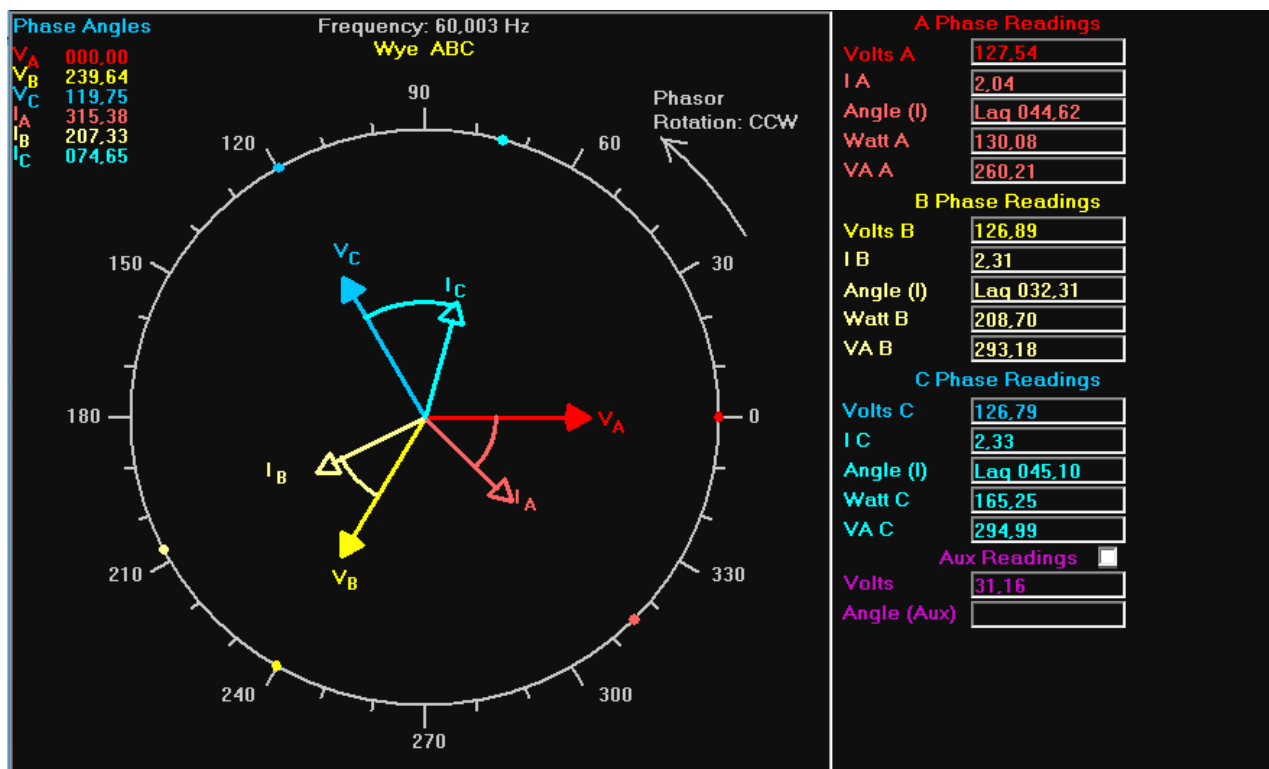


Figura 23 - Medidor Nexus operando na condição 2

Assim como feito para a condição anterior, com os dados obtidos e o uso das equações 01 e 03 podemos completar a tabela de potências para a segunda condição (Tabela XV).

Tabela XV - Dados obtidos em escala reduzida (Condição 02)

Grandeza	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa (W)	130,08	208,70	165,25	504,03
Potência Reativa (Var)	225,36	205,91	244,36	675,63
Potência Aparente (VA)	260,21	293,18	294,99	842,92
Fator de Potência	0,50 ind.	0,71 ind.	0,56 ind.	0,6 ind.

Para esta condição, observa-se na Tabela XV que há uma extrapolação na norma vigente acerca do indicador fator de potência, em todas as fases existe esta extrapolação resultando em uma composição final de FP igual a 0,6 indutivo, sendo este muito abaixo do valor mínimo estipulado pela norma de 0,92 indutivo.

O fato que de o fator de potência cai muito, pode ser observado apenas pela análise da Figura 23, onde nota-se que há um aumento entre o ângulo das tensões e correntes, resultando assim em um fator de potência mais baixo.

Como mostrado anteriormente, nesta situação há uma grande diminuição da potência ativa que a concessionária deve suprir, por outro lado, como não ocorre alteração nenhuma na carga a ser suprida, o suprimento de reativos fica inteiramente a cargo da concessionária, já que a GD opera com fator de potência unitário. Deste modo, há a falsa acusação da extrapolação do consumo de reativos, em outras palavras, existe uma extrapolação dos limites mínimos referentes ao fator de potência, acarretando assim em severos encargos ao consumidor.

6. ESTUDOS ADICIONAIS APLICANDO O SISTEMA TARIFÁRIO NO CASO HIPOTÉTICO

No item em questão, disponibiliza-se um exemplo de tarifação comparando cada uma das situações encontradas na seção 3 deste documento, buscando, desta forma mostrar como a operação da GD pode impactar na conta de energia.

Para que se possa estimar os custos da energia elétrica, algumas considerações foram feitas.

6.1. Características da instalação

Primeiramente considerou-se novamente a instalação industrial hipotética utilizada no item 3, Tabela II.

Quanto a alimentação do sistema, considerou-se ainda que a mesma é atendida como sendo do subgrupo A4, pela CEMIG. Como define a REN nº 414/2010, o subgrupo A4 é caracterizado pela tensão de suprimento entre 2,3 e 25 kV [12]. Desta forma, um valor bastante usual para a alimentação é 13,8 kV.

Considerou-se ainda, que o complexo industrial opere durante 24 horas, em um mês de 30 dias.

6.2. Características da GD

Como foi considerado no item 3, tem-se uma GD capaz de fornecer 225 kWp, caso em que todas as condições normais de temperatura e pressão forem atendidas.

Para o caso hipotético em questão, como não foram realizados estudos de insolação, temperatura e outros, estimou-se uma produção de pico durante 08 horas de cada dia, consideração comumente adotada no meio comercial.

Para facilitar os cálculos, adotou-se que toda a energia gerada durante o mês pela GD foi abatida durante o consumo fora de ponta (CFP), visto que a geração ocorre durante o dia e a concessionária local, CEMIG, adota como horário de ponta o horário compreendido entre 18 h e 21h.

6.3. Tarifas e Encargos

Afim de buscar simplificações, o modelo de tarifação escolhido foi o Tarifa Hora-Sazonal verde (THS verde).

As tarifas utilizadas pela CEMIG em novembro de 2017 são dispostas na Tabela XVI [13]. As tarifas apresentadas são decorrentes da bandeira vermelha 2 utilizada em novembro de 2017.

Tabela XVI - Tarifas CEMIG THS Verde (Novembro de 2017)

A4 VERDE – 13,8 kV			
Segmento	Unidade	Tarifas	Tarifas com PASEP/COFINS e ICMS (25%)
Demanda	R\$/kW	11,05	16,42145936
Consumo Ponta	R\$/MWh	1242,64	1846,69341656
Consumo Fora Ponta	R\$/MWh	288,11	428,16169

Foi considerado que o complexo industrial opera em potência máxima durante todo seu tempo de funcionamento.

Deve-se ainda levar em conta que certas ocasiões de operação poderão resultar em um FP fora dos limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST, desta forma, é necessário o estabelecimento de equações para a tarifação deste

consumo em excesso de reativos. Esta tarifação é disposta pela REN 414/2010 [12].

Como os dados do caso hipotético não nos permitem a análise hora a hora do fator de potência, a REN 414/2010 disponibiliza equações para a estimativa e cálculo tarifário de potências reativas excedentes.

$$E_{RE} = EEAM * \left(\frac{f_R}{f_M} - 1 \right) * VR_{ERE} \quad (04)$$

$$D_{RE} = \left(PAM * \frac{f_R}{f_M} - PAF \right) * VR_{DRE} \quad (05)$$

Onde:

E_{RE} - Valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

$EEAM$ - Montante de energia elétrica ativa medida durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R - Fator de potência de referência igual a 0,92;

f_M - Fator de potência indutivo médio da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

VR_{ERE} - Valor de referência equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh) [13];

D_{RE} - Valor correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento, em Reais (R\$);

PAM - Demanda de potência ativa medida durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

PAF - Demanda de potência ativa faturável no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{DRE} - Valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência - para o posto tarifário fora de ponta - das tarifas de fornecimento aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul [14].

Em consulta as tarifações da CEMIG, as constantes VR_{ERE} e VR_{DRE} são obtidas:

- $VR_{ERE} = 494,14 \text{ R\$/MWh}$
- $VR_{DRE} = 16,421 \text{ R\$/kW}$

Como para a hipótese em questão consideramos o complexo industrial com carga fixa, temos que:

- $PAM = PAF = 300 \text{ KW}$

Para o cálculo de f_M , foi feita uma média ponderada em que, durante as 08 horas de operação da GD, o FP é de 0,500 ind., por outro lado, nas demais 16 horas o fator de potência é de 0,918 ind.

$$f_M = \frac{8h * FP_{GD} + 16h * FP}{24h} \quad (06)$$

Onde:

FP_{GD} – Valor do fator de potência no PAC enquanto a GD está em operação;

FP – Valor do fator de potência no PAC quando a GD está fora de operação.

6.4. Cálculo tarifário para caso sem a GD (Caso 01)

A concessionária supriu os seguintes valores.

Tabela XVII – Suprimento da Concessionária (Caso 01)

Grandeza	Valor	Unidade
Demanda	300,00	kW
CFP	189,00	MWh
CP	27,00	MWh

De posse do consumo para o caso em específico, podemos agora estimar a fatura total, com base na Tabela XVII e na Tabela XVI que indica as tarifas.

Tabela XVIII - Fatura total (Caso 01)

Parcelas	Valores
Demanda	R\$ 4.926,44
CFP	R\$ 80.922,56
CP	R\$ 49.860,72
Encargo de reativos	R\$ 00,00
TOTAL	R\$ 135.709,72

6.5. Cálculo tarifário para caso de GD com FP unitário (Caso 02)

Neste caso, o complexo industrial é suprido da forma em que é indicado na Tabela III. A partir daí encontra-se que a GD, para o caso 2 em específico, produziu durante o mês em questão um total de 54 MWh, deste modo podemos calcular o suprimento da concessionária.

Tabela XIX - Suprimento da Concessionária (Caso 02)

Grandeza	Valor	Unidade
Demanda	300,00	kW
CFP	135,00	MWh
CP	27,00	MWh

Para esta situação, tem-se, como mostrado na Tabela III, uma redução drástica no fator de potência, acarretando assim em encargos sobre o excesso de reativos. Assim sendo, a Tabela XX apresenta o cálculo dos encargos referentes ao excesso de consumo de energia reativa de acordo com as tarifas da distribuidora CEMIG para o período de novembro de 2017.

Tabela XX - Encargos por violação do FP (Caso 02)

Grandeza	Valor	Unidade
$EEAM$	162,00	MWh
VR_{ERE}	494,14	R\$/MWh
PAM	300,00	kW
PAF	300,00	kW
VR_{DRE}	16,421	R\$/kW
f_M	0,778	-
f_R	0,92	-
E_{RE}	14576,99	R\$
D_{RE}	897,09	R\$

Podemos agora calcular os valores de cada parcela, assim como o valor total da fatura.

Tabela XXI - Fatura total (Caso 02)

Parcelas	Valores
Demanda	R\$ 4.926,44
CFP	R\$ 57.801,83
CP	R\$ 49.860,72
Encargo de reativos	R\$ 15.474,08
TOTAL	R\$ 128.063,07

Nota-se que com a entrada da GD e consequentemente a queda no fator de potência durante o tempo em que a GD permanece em operação, o fator de potência médio (f_M), viola o limite indutivo sendo o responsável pelos encargos no valor de R\$ 15.474,09.

Ainda assim, observa-se uma queda no valor da fatura total de aproximadamente 5,63%, ou seja, economia de R\$ 7.646,65.

6.6. Cálculo tarifário para caso de GD com compensação de reativos (Caso 03)

Deve-se agora analisar o caso em que a GD sai dos limites impostos pela NBR 16149 para que, mesmo que temporariamente, seja responsável pela regulação do fator de potência.

Como procedido anteriormente, para esta caso, calcula-se primeiramente a energia ativa produzida pela GD durante o mês em questão. Apurou-se que a GD do sistema hipotético produziria 49,14 MWh.

Pela GD ser responsável pela regulação do fator de potência, neste caso não há encargos devido ao excesso de reativos, assim como apurado pela Tabela IV.

Através da Tabela XXII pode-se encontrar o suprimento da concessionária.

Tabela XXII - Suprimento da Concessionária (Caso 03)

Grandeza	Valor	Unidade
Demanda	300,00	kW
CFP	139,86	MWh
CP	27,00	MWh

Por fim, podemos calcular a fatura total para o caso em questão.

Tabela XXIII - Fatura Total (Caso 03)

Parcelas	Valores
Demanda	R\$ 4.926,44
CFP	R\$ 59.882,69
CP	R\$ 4.9860,72
Encargo de reativos	R\$ 00,00
TOTAL	R\$ 114.669,85

O resultado na fatura total encontrada apresenta economia de aproximadamente 15,50% se comparado ao caso 01, ou seja, economia de R\$ 21.039,87. Se comparado ao caso 02, há ainda uma redução de aproximadamente 10,46%, economia de R\$ 13.393,22 mostrando assim, como um simples ajuste pode trazer diferenciações significativas as tarifas aplicadas aos consumidores.

7. CONCLUSÃO

Com a utilização da GD em escala reduzida, assim como o complexo industrial formado pelas três unidades industriais, conclui-se que com a inserção de uma GD o fator de potência visto no PAC decaí de maneira agressiva, podendo gerar assim encargos referentes a um suposto consumo excessivo de reativos visto pela concessionária.

Este cenário ilustra a necessidade do uso de medidores inteligentes de energia, uma vez que para consumidores fora do grupo B, o indicador de qualidade fator de potência é passível de punição na visão da concessionária. Desta forma, a maneira com que as medições são feitas devem ser revistas, uma vez que a utilização apenas de um medidor bidirecional, que mede apenas potência ativa injetada ou consumida como indicado na Figura 2, deverá indicar consumo de reativo excessivo, ao passo que existe apenas uma redução no consumo de ativos e a manutenção do consumo de reativos.

Caso as normas brasileiras permaneçam as mesmas, a crescente conscientização acerca da geração distribuída juntamente com o avanço tecnológicos farão com que o alcance das GDs conectadas a rede continue avançando em ritmo acelerado. Com isto, diversas dificuldades operativas serão enfrentadas, entre elas o suporte de reativos que o sistema integrado deverá suprir as GDs. O problema do suprimento de reativos poderia ser resolvido caso houvesse tarifação adequada para a energia reativa e a norma permitisse que consumidores independentes pudessem gerar esta energia reativa.

8. TRABALHOS FUTUROS

Em trabalhos futuros, pode-se destacar a possível criação de um controlador dinâmico de fator de potência, onde este controle devesse balancear o máximo rendimento da GD de acordo com as condições iniciais sejam elas o sol ou o vento, assim como observar o fator de potência da instalação industrial por completo, portanto o mesmo deverá indicar e controlar segundo a operação instantânea qual a melhor opção dentro dos limites operativos e os limites impostos pela norma.

Em outras palavras, o controle dinâmico deverá maximizar a potência, como já é feito nos dias de hoje pelo controle de MPPT (Maximum Power Point Tracker), que segundo as condições iniciais localiza o ponto de máxima potência fixa a tensão e varia a corrente para que seja gerada a maior potência possível da GD. O passo seguinte consiste em avaliar o fator de potência no ponto de entrega da concessionária, com esta avaliação o controle dinâmico deverá suprir ou não os reativos necessários. Vale destacar que o mesmo deverá sempre priorizar a produção de energia ativa, e caso seja necessário exista a produção de energia reativa.

Durante os cálculos referentes a tarifação de um sistema hipotético contendo a geração distribuída fotovoltaica, foi considerado, por simplificação, uma geração de pico durante 8 horas por dia. Deste modo, como trabalhos futuros pode-se destacar também o levantamento da curva de insolação característica da região, trazendo assim um aspecto mais realístico aos valores tanto de encargos quanto de geração utilizados nos cálculos da seção 6 deste trabalho.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **BIG – Banco de Informações de Geração**, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2017.
- [2] **BEN – Balanço Energético Nacional**, Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro: EPE, 2017.
- [3] **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>
- [4] **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- [5] BARBOSA, P. S. F; LEONE FILHO, M. A.; PRADO JR., F. A.; PIRES, J. R. C. “Um modelo de simulação do sistema elétrico nacional com presença de geração de renováveis intermitentes: impactos operacionais, regulatórios e custos”. Anais do XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu - PR, Brasil, 18- 21/10/2015.
- [6] **Resolução Normativa nº 21, de 20 de janeiro de 2000**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/003/documento/minuta_resolucao.pdf
- [7] **Manual de Distribuição Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão**.

- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **“NBR 16149 Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”**. Rio de Janeiro, 2014.
- [9] L. P. Moura, **“Avaliação Experimental do Desempenho de Unidades Eólicas Quanto à Geração de Distorções Harmônicas”**, Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2017.
- [10] Supplier, **“Conjuntos Inversores de Potência”**, 2014.
- [11] AMETEK Programmable Power, **“California Instruments CSW Series 5550-33300 VA”**, 2014.
- [12] **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>
- [13] **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>
- [14] **Resolução Normativa nº 479, de 03 de abril de 2013**. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>