



GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

IMPLANTAÇÃO REAL DE MICRORREDE EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO 34,5 KV: EXPERIÊNCIA DO PROJETO MICRORREDE COLOMBARI

FELIPE CRESTANI DOS SANTOS(1); DABIT GUSTAVO SONODA(1); GUILHERME LOURO JUSTINO(1); ZENO LUIZ IENSEN NADAL(2); ROGERIO MENEGHETTI(3); RAFAEL DE OLIVEIRA RIBEIRO(2); RODRIGO BRAUN DOS SANTOS(2); MAYCON G VENDRAME(3) FPTI BRASIL(1); COPEL DISTRIBUIÇÃO(2); ITAIPU (3)

RESUMO

Este trabalho apresenta os aspectos de implantação de uma microrrede em sistema de distribuição instalada na região oeste do Paraná. A microrrede em questão trata-se de um projeto piloto executado entre ITAIPU, FPTI-BR, Copel e CIBiogás, e, dentro das suas características operacionais, pode ser considerada a primeira microrrede em sistemas de distribuição do Brasil. Com início de operação em setembro de 2021, o arranjo proposto permite que unidades consumidoras se mantenham energizadas através de unidades de geração distribuída durante desligamentos de emergência da rede principal. Ao total, quatro consumidores são mantidos energizados em 7 km de rede primária (34,5 kV).

PALAVRAS-CHAVE

Microrredes; Microgrids; Geração Distribuída; Sistemas de Distribuição.

1.0 INTRODUÇÃO

O emprego de redes inteligentes e microrredes é uma tendência mundial que está alterando de forma significativa o processo de planejamento e operação dos Sistemas de Distribuição (SDs). Esses conceitos ganharam notoriedade principalmente devido à consolidação da Geração Distribuída (GD), com um aumento significativo de penetração aos SDs (1) e aos avanços tecnológicos na área da Ciência da Computação, o qual proporcionou a implementação de uma "Camada de Informação" integrando diversos equipamentos instalados ao longo do sistema elétrico, permitindo assim diversos automatismos que auxiliem no gerenciamento do sistema em si (2).

O Informe Técnico (IT) em questão está inserido dentro da temática de microrredes, as quais, dentro do contexto do projeto, basicamente podem ser definidas por um conjunto de Unidades Consumidoras (UCs) e Unidades de Geração Distribuídas (UGDs) que, com uma área de abrangência e controle devidamente estabelecidos, podem operar tanto de forma conectada quanto isolada ao SD, beneficiando ambos concessionária e clientes finais. No âmbito da concessionária e de clientes finais, as microrredes contribuem na melhoria dos índices de qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. Já para as próprias GDs, a operação em microrrede pode ser uma alternativa econômica ao regime atual de compensação de energia.

No entanto, ainda que as justificativas e benefícios do conceito de microrredes já estejam evidenciados na literatura técnica, este é um tema que ainda carece de pesquisa e desenvolvimento técnico. Devido à diversidade de configurações possíveis, em termos de disposição e quantidades de elementos de potência e controle, aspectos técnicos, operacionais e de segurança ainda limitam a consolidação das microrredes (2). Desse modo, a implementação prática desse tipo de topologia é escassa, estando presente somente em alguns lugares do mundo de forma operacional e contínua, sendo a maioria de caráter experimental (2).

No Brasil, algumas iniciativas da agência reguladora e das próprias concessionárias de distribuição de energia elétrica indicam um movimento no sentido de viabilizar a implementação das microrredes, ainda que em um patamar inicial de desenvolvimento. Recentemente, através da Nota Técnica nº 0076/2021, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) abriu a Tomada de Subsídios 011/2021 para o debate de novos modelos regulatórios com a inserção de recursos energéticos distribuídos, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e microrredes (3). A Copel, concessionária de distribuição de energia no estado do Paraná, está com a Chamada Pública COPEL DIS 001/2020 com objetivo de contratação de energia proveniente de produtores independentes de energia (de pequeno e médio porte) de forma a melhorar os indicadores de continuidade e confiabilidade em determinados conjuntos elétricos, através da constituição de microrredes (4).

Também alinhado com essa frente de pesquisa, a ITAIPU Binacional (IB) vem investindo há mais de dez anos em projetos voltados ao desenvolvimento sustentável das áreas de influência da usina. Juntamente com a Copel, IB vêm assumindo o pioneirismo e desenvolvendo um papel importante para o impulsionamento e consolidação da adoção de recursos energéticos de origem renovável, assim como em 2008 através de um projeto piloto na área de Geração Distribuída (GD), como agora na temática de microrredes.

Este IT apresenta os resultados de um projeto piloto executado entre ITAIPU Binacional, FPTI, Copel e CIBiogás, para a implantação de uma microrrede em SD rural. O objetivo do IT é o compartilhamento das experiências obtidas pelo trabalho, abordando etapas como projeto, implementação e teste da lógica de controle e proteção da microrrede.

1.1 Apresentação Geral do Projeto

O P&D intitulado “Projeto Piloto de Microgrid na Região Oeste do Paraná”, financiado pela IB, nasceu da oportunidade de melhoria da qualidade de energia elétrica no meio rural na região de influência da usina. Como o próprio nome sugere, o P&D teve como objetivo a implantação real de uma microrrede piloto, destinada a manter o fornecimento de energia elétrica para um grupo de consumidores locais em casos de desligamentos de emergência na rede principal. Executado em parceria entre IB, FPTI-BR, Copel e CIBiogás, através do projeto buscou-se compreender questões de viabilidade técnica e econômica do arranjo, além de mensurar e identificar potenciais formas de replicação da solução para demais sistemas rurais brasileiros.

O local escolhido para a implantação do projeto foi a Granja São Pedro Colombari (Figura 1). Localizada na zona rural da cidade de São Miguel do Iguaçu, região oeste do Paraná, a granja possui um plantel aproximado de 5 mil suínos de terminação e 350 bovinos para pecuária de corte, o que possibilita uma produção diária de 1000 m³ de biogás. O biogás é aproveitado parte em geração de energia elétrica, operando no modelo de compensação de energia (RN n° 482/2012) e parte queimado em flare. Cabe comentar que esta granja também se caracteriza como pioneira na área de GD no Brasil, sendo a primeira a ser conectada ao sistema de distribuição, operando desde o ano de 2010 (antes do regime de compensação de energia), em um P&D de contexto semelhante a este.



Figura 1 – Granja São Pedro Colombari, local de implantação da microrrede.

Nesse contexto, a granja se caracterizou como um cenário ideal para a implantação do projeto piloto: SDs rurais geralmente apresentam menor densidade de carga e índices de qualidade e continuidade inferiores aos encontrados em SDs urbanos, sobretudo em trechos finais dos alimentadores. Logo, apesar da potência relativamente baixa do gerador (105 kVA), a produção média de 900 kWh diários permite que a granja alimente um número maior de consumidores durante a operação ilhada. Além disso, por se tratar de apenas um gerador síncrono, o controle de tensão e frequência é mais simplificado quando comparado com um arranjo com mais geradores ou com a integração com fontes de geração conectadas via inversor de frequência.

2.0 ARRANJO DA MICRORREDE

Esta seção apresenta de forma sucinta o desenvolvimento do projeto desde a etapa de estudo e definição da área de abrangência da microrrede até a sua entrada em operação. Conforme destacado na seção introdutória deste IT, o objetivo principal do trabalho é o compartilhamento das experiências obtidas ao longo do projeto.

2.1 Limitação da Área de Abrangência

Os estudos iniciais para a delimitação da ilha elétrica consistiram na caracterização dos consumidores vizinhos à planta de geração. Ao total, 37 consumidores foram inicialmente avaliados em um raio de 5km em torno da Granja Colombari. Através da análise de cargas e pontos de acesso das UCs ao sistema de distribuição, três propostas iniciais de área de abrangência da microrrede foram analisadas pela equipe. A partir do histórico de consumo das

UCs, características construtivas e operacionais da rede e do gerador, foram realizados estudos em regime permanente e dinâmico de forma a se verificar a suportabilidade dos equipamentos envolvidos mediante a aplicação de eventos em diversos cenários operativos em cada uma das propostas. Baseado nos critérios de desempenho e resultados encontrados, foi possível definir uma área de abrangência com uma margem de segurança operacional adequada, resultando na área destacada no retângulo da Figura 2 (a). O arranjo final consiste no atendimento de 4 UCs em aproximadamente 7 km de rede primária, sendo três destas unidades conectadas via ramal monofásico de cabo de aço de aproximadamente 2,2 km.

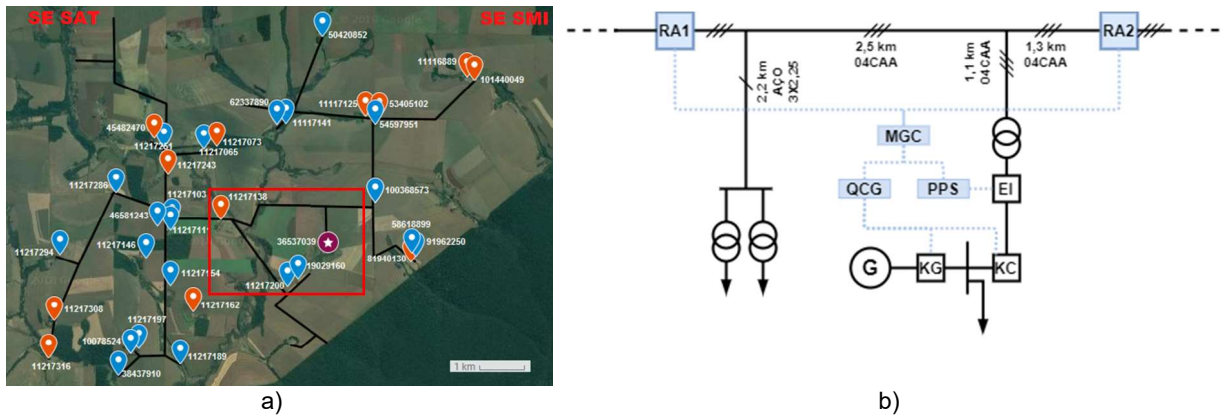


Figura 2 – Caracterização do microrrede. a) Delimitação da área de abrangência, b) Arranjo Elétrico.

2.2 Arquitetura de Controle e Proteção

A lógica de operação da Microrrede Colombari foi desenvolvida juntamente com a equipe técnica da Copel, de forma que atendesse alguns critérios técnicos e de segurança e que também permitisse a fácil replicação desse arranjo para outras localidades do sistema de distribuição. Dessa forma, os elementos principais da lógica são os Religadores Automáticos (RAs), que são equipamentos comumente difundidos no sistema de distribuição da Copel.

Estes elementos são os responsáveis pela desconexão elétrica da microrrede durante desligamentos de emergência do SD Copel, formando um subsistema composto pelas UCs e GDs internas à ilha. Em específico na Microrrede Colombari, dois RAs são utilizados para a delimitação da área de abrangência da microrrede, conforme indicado na Figura 2 (b). Na figura em questão, em condições nominais de operação, considera-se o fluxo de potência no sentido RA1 para RA2, estando a SE localizada à montante de RA1. Além dos RAs, destaca-se no arranjo elétrico apresentado na Figura 2 (b) outros três elementos de controle: Painel de Proteção e Seccionamento (PPS), Quadro de Comando do Gerador (QGC) e Controlador Central da Microrrede (MGC).

Os elementos PPS e QGC são dispositivos tipicamente utilizados em empreendimentos de GD. O PPS tem como função principal a implementação das funções de proteção anti-ilhamento da usina, atuando sobre o Elemento de Interrupção (EI) em condições anormais de operação do SD e da própria GD. Além de embarcar o controle de tensão e velocidade do gerador síncrono, o QGC também atua sobre os elementos de seccionamento KG e KC, garantindo o sincronismo entre a tensão do gerador e a rede da concessionária durante o processo de conexão do gerador e mantendo as cargas internas da propriedade em eventuais falhas do SD.

O MGC é o único elemento inserido dentro do arranjo de microrrede proposto ao qual não é utilizado em sistemas de geração distribuída convencionais. No entanto, destaca-se que dependendo da complexidade proposta, a lógica de controle da microrrede também poderia ser embarcada no próprio relé de proteção do PPS. O MGC é responsável pelo comando de troca dos modos de operação do PPS e QCG de acordo com as condições operativas do SD, as quais são caracterizadas pelo monitoramento de algumas variáveis dos RAs. Na sequência do documento são apresentados com maiores detalhes os ajustes nos equipamentos segundo a lógica de operação da Microrrede Colombari.

2.2.1 Parametrização dos RAs

Conforme abordado anteriormente, a proposição da lógica de operação da microrrede foi baseada no critério de permitir a fácil replicação do arranjo para outras localidades do SD Copel. Logo, buscou-se realizar o mínimo de modificações aos modos de operação já empregados pela concessionária. No caso dos RAs, não há modificações na implementação das tradicionais funções de proteção já utilizadas, associadas a sobrecorrente, sobre e subtensão, check sincronismo, religamentos, entre outras. Uma função de proteção que detecta desligamentos do SD é suficiente para a implementação da lógica.

No caso de aplicação da Microrrede Colombari, essa detecção é realizada através da função de proteção Loop Scheme, estando cada RA parametrizado para efetuar o TRIP da função de acordo com o monitoramento da tensão trifásica do lado fonte do RA (à montante). O reset de TRIP da função é realizado normalmente através do comando remoto do centro de operação da concessionária. Ao total quatro variáveis monitoradas nos RAs são utilizadas para a lógica de operação da microrrede, a saber:

- TRIP_OCP: Variável que indica a atuação de TRIP por funções de sobrecorrente no RA. O reset do status dessa variável é feito somente com o fechamento do religador;
- TRIP_LS: Variável que indica a atuação de TRIP pela função de Loop Scheme do RA. O reset do status dessa binária é feito via comando remoto pelo sistema de operação da concessionária;
- LIVE_BUS: Variável que indica a presença de tensão no lado fonte do RA. Uma temporização foi incluída de forma a se garantir o correto restabelecimento da rede de distribuição a montante do religador;
- STATUS_RA: Variável que indica a posição (ABERTO ou FECHADO) do RA.

A interface adotada entre RAs e MGC é unidirecional, no sentido RA para MGC, através dos contatos de saída disponíveis no IED de controle de cada RA. Dessa forma, mantém-se os requisitos de segurança cibernética, uma vez que não é possível o envio de comandos do MGC para os RAs, e por não haver um link de comunicação entre MGC e o centro de operação da concessionária. Quanto ao meio físico, no projeto foram adotados conversores de contato seco para fibra óptica para a transmissão dessas binárias, porém, outras soluções podem ser adotadas, como por exemplo comunicação via rádio (Wi-SUN, Lora, etc).

2.2.2 Parametrização do PPS

Com relação aos requisitos técnicos do PPS, um novo grupo de ajustes deve ser incluído de forma a se garantir a devida proteção elétrica do sistema durante o modo de operação ilhada. Essa troca de grupo de ajustes é realizada via binária de entrada, proveniente do MGC. Para o grupo de ajustes considerando a operação em modo conectado (paralelismo permanente), não são necessárias mudanças devido à implementação da lógica de operação da microrrede. No entanto, para a operação em modo ilhado, destacam-se os seguintes aspectos:

- Desabilitação das proteções anti-ilhamento: Em modo de operação conectado, o PPS é responsável pela garantia da desconexão da GD em casos de desligamentos do SD, não sendo permissível a sua operação em modo ilhado. Nesse contexto, as funções de proteção tradicionais para esta finalidade (salto vetor e taxa de variação de frequência) devem ser desabilitadas durante a operação ilhada;
- Inversão da lógica de check linha viva – barra morta: De forma a se evitar a conexão fora de fase de tensão entre GD e SD, o PPS tradicionalmente verifica a presença de tensão do lado concessionária e a ausência de tensão do lado carga, sendo o sincronismo realizado no disjuntor do gerador. Para o modo de operação ilhado, essa lógica deve ser invertida, verificando-se a presença de tensão do lado carga e ausência de tensão do lado concessionária;
- Proteção de Sobrecorrente: GDs são naturalmente sistemas de pequeno porte, logo uma atenção especial deve ser dada aos estudos dinâmicos que irão subsidiar a parametrização das funções de sobrecorrente e frequência. No âmbito de sobrecorrente, aspectos construtivos das máquinas síncronas fazem com que a corrente de falta apresente um rápido decaimento durante a ocorrência de faltas, dificultando a detecção dessas condições anormais. Maiores problemas são encontrados considerando-se fontes integradas ao SD via inversores de frequência, uma vez que a corrente de falta é limitada via sistema de controle. A implementação de um elemento por restrição de tensão pode ser utilizada para aumentar a sensibilidade das proteções de sobrecorrente;
- Proteções de Desbalanço de Corrente: O baixo nível de curto circuito das GDs faz com que os aspectos de desbalanço de corrente sejam mais significativos, uma vez que os SDs são sistemas inerentemente desbalanceados;
- Proteções de Frequência: Também devida à baixa inércia das GDs, uma atenção especial deve ser dada aos procedimentos de chaveamento de cargas durante a operação ilhada.

Salienta-se que outros aspectos operacionais, como corte de carga/geração, religamento automático, entre outros, podem ser levados em consideração durante o projeto desse arranjo de microrrede em outros sistemas, devendo-se realizar devidamente os estudos de conexão e proteção das GDs.

2.2.3 Parametrização do QCG

A mudança do modo de operação do QCG se refere ao chaveamento das malhas de controle de tensão e velocidade dos geradores síncronos, ou malhas de controle de tensão e corrente aos sistemas compostos por inversores. Tradicionalmente, durante a operação em modo conectado, as GDs operam em estratégias de controle de fator de potência. Já, para a operação ilhada, tensão e frequência devem ser controladas, de acordo com o arranjo específico entre as GDs da microrrede.

Esquemas de controle no modo *droop* podem ser aplicados de acordo com a configuração da microrrede. Como a Microrrede Colombari dispõe de apenas um gerador síncrono, durante o modo de operação ilhado o gerador opera conforme uma malha de controle do tipo isócrono.

2.2.4 Implementação do MGC

Como forma de minimizar o impacto da operação atual do sistema da concessionária local, a filosofia de controle proposta permite que a microrrede opere de forma ilhada apenas na condição de desligamentos emergenciais do SD. Nesse contexto, através dos pontos de monitoramento dos RAs, o sistema de controle deve identificar a condição operativa do SD e disparar as lógicas de transição entre os modos de operação conectado e ilhado.

Com relação ao procedimento de formação da ilha, o MGC deverá monitorar basicamente o status dos religadores – indicando se o subsistema está ou não desconectado do SD – e a origem da falta que originou a abertura dos RAs – se interna ou externa à microrrede. De forma análoga, o encerramento da ilha é condicionado à recomposição do SD à montante do RA1.

Em específico na Microrrede Colombari, a formação da ilha é realizada em conformidade com as seguintes condições: Os dois RAs devem estar na condição ABERTO; A abertura dos RAs deve ser de origem TRIP Loop Scheme; A função associada ao TRIP OCP do RA1 não deve estar ativa.

Já para a transição do modo ilhado para o conectado, o MGC monitora a presença de tensão à montante do RA1 através da variável LIVE_BUS associada ao religador em questão. Adicionalmente, a lógica também interrompe a operação em modo ilhado em caso de eventuais falhas na comunicação entre religadores e MGC – no caso da Microrrede Colombari, devido à um eventual rompimento no cordão de fibra ou um mau funcionamento dos conversores de contato seco para fibra óptica – e em caso de TRIPs associados à função de proteção de sobrecorrente no IED de proteção do PPS.

No âmbito de implementação, essa lógica é realizada via uma máquina de estados composta por dois estados, “Modo Conectado” e “Modo Ilhado”, as quais a transição entre os estados é orientada através dos eventos descritos anteriormente.

3.0 IMPLANTAÇÃO

3.1 Testes em Laboratório

Por se tratar de um sistema real, todo o arranjo de controle e proteção foi submetido a uma bateria de testes em ambiente controlado, de forma a se garantir os critérios técnicos e de segurança da solução proposta, antes da sua implantação em campo. Para o projeto em questão, foram adotados testes em plataforma de simulação de tempo real, do tipo malha fechada (*Hardware-in-the-Loop* (HIL)), a qual apresenta como característica principal a alta fidelidade. Através desta abordagem, é possível avaliar os aspectos operacionais dos equipamentos e do sistema elétrico, em um ambiente de testes com características muito semelhantes aos que os equipamentos serão submetidos em campo, possibilitando assim a identificação de eventuais problemas de implementação antes mesmo do comissionamento do arranjo em campo.

Os testes foram executados nas dependências da FPTI-BR, a qual dispõe de uma infraestrutura completa para análise de sistemas de proteção e controle através de simulações em tempo real. O laboratório de simulação é composto por um simulador digital de tempo real (RTDS), caixas amplificadores de tensão e corrente, sensores, equipamentos de comunicação, elementos de interface, dispositivos de visualização e armazenamento de dados.

O setup dos testes é apresentado na Figura 3 (a). A planta de geração e o sistema elétrico foram representados digitalmente no RTDS, enquanto os demais equipamentos físicos do arranjo de controle e proteção foram avaliados de maneira integrada, sendo: Painel de Controle e Tanque dos RAs (RA1 e RA2), relé de proteção do PPS, MGC e Emulador do Centro de Operação da Distribuição (COD). Ao total, 12 canais monofásicos de tensão, 9 canais monofásicos de corrente e 31 canais binários (entradas e saídas) foram utilizados no teste. Através dos testes, buscou-se avaliar o desempenho diante de três características principais:

- Arranjo do sistema de comunicação e interface lógica: Avaliação da correta sensibilização das binárias dos religadores e envio dessas informações ao controlador de microrrede (MGC);
- Lógicas de controle: Avaliação dos processos de transição entre o modo de operação conectado para ilhado e ilhado para conectado;
- Sistema de proteção: avaliação do desempenho e parametrização do relé de proteção, considerando a operação ilhada (proteções: 27, 59, 50, 51, 81U/O e 32).

Cabe comentar que o laboratório de simulação da FPTI-BR passou por um processo de modernização em 2021, aumentando sua capacidade em termos de simulação e interface com equipamentos externos. Dessa forma, outros arranjos de microrredes poderão ser avaliados no laboratório. Além disso, uma réplica do arranjo de controle e proteção da Microrrede Colombari foi desenvolvido ao longo do projeto (Figura 3 (b)) de forma com que permita a reprodução de condições operativas do sistema durante a sua fase de operação, auxiliando a equipe técnica no processo de suporte e melhoria contínua da lógica de controle e proteção da microrrede.

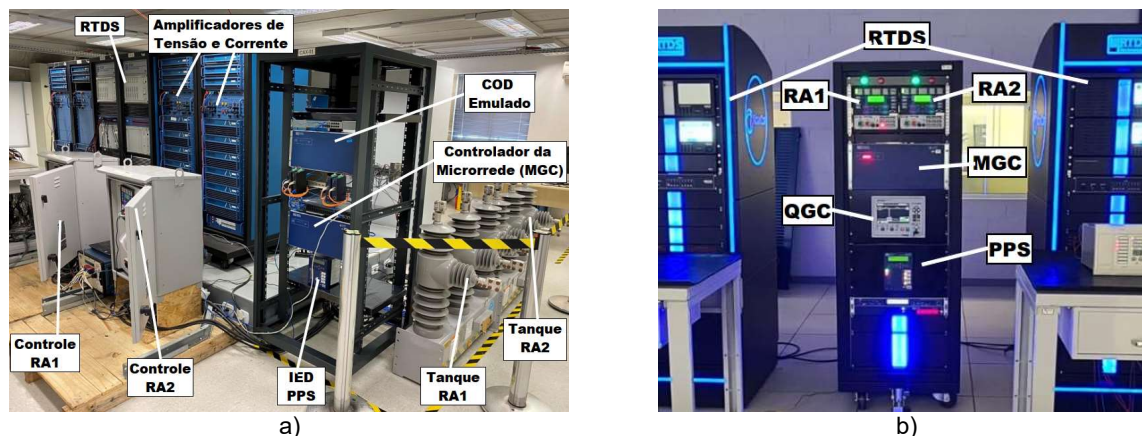


Figura 3 – Ambiente de simulação em tempo real. a) Testes em malha fechada, b) Painel de controle e proteção.

3.2 Testes em Campo

Antes da entrada definitiva em operação da Microrrede Colombari, uma bateria de testes também foi realizada em campo de forma a se avaliar o desempenho e segurança do arranjo em ambiente real. Através da manobra de chaves fusíveis, foram emulados o comportamento elétrico do SD durante eventos de desligamentos de emergência (ou programados), permitindo o disparo das lógicas de controle da microrrede.

Ao total, 5 eventos de ilhamento intencional foram realizados nos dias 10, 11 e 12 de agosto de 2021, através dos quais foi possível avaliar o desempenho da lógica de controle em três principais aspectos operacionais: transição de modo conectado para modo ilhado, operação ilhada contínua e transição de modo ilhado para modo conectado.

O primeiro aspecto foi avaliado através da abertura das chaves fusíveis a montante do RA1. O principal objetivo dessa etapa de testes foi o de avaliar o tempo em que as UCs permanecem desenergizadas durante o processo de formação da ilha. O tempo envolvido nesse processo é formado basicamente pelo tempo de TRIP da função Loop Scheme dos RAs, tempo de partida remota (se necessária) do sistema moto-gerador (QCG) e temporização associada à lógica de check linha viva na entrada de serviço (PPS). Os tempos configurados na Microrrede Colombari são 40s para o TRIP Loop Scheme (RA1 e RA2), 10s para a lógica do QCG, (ou 90s se necessária a partida remota) e 10s para o check de linha viva (PPS). Os tempos observados nos testes se mantiveram nessa faixa de 65s a 145s.

Para o aspecto de operação contínua da microrrede, eventos de entrada e saída de cargas foram aplicados através do chaveamento de carga em uma das UCs externas. Desta forma, foi possível avaliar a estabilidade do gerador frente a eventos típicos que serão observados durante o seu funcionamento normal e avaliar a qualidade de energia nas UCs externas durante o modo de operação ilhado. Um medidor de qualidade de energia elétrica foi instalado na entrada de serviço (BT) da propriedade mais distante da microrrede. As medições realizadas ao longo da operação ilhada apontaram níveis mínimos de tensão na faixa de 118 V. Por se tratar de um sistema real, eventos de aplicação de curto circuitos para a sensibilização das funções de proteções do PPS e QCG não foram avaliadas durante os testes, no entanto, conforme descrito anteriormente, esses eventos foram realizados em laboratório através de simulações de tempo real.

Por fim, através do fechamento das chaves fusíveis foi possível emular o comportamento de retorno de rede do arranjo da microrrede, retornando ao modo conectado. O objetivo do teste foi verificar o comportamento da lógica no processo de recomposição do SD. Os testes apontaram o comportamento desejado da lógica. Em específico na lógica proposta, não há determinismo temporal para se avaliar o tempo em que as UCs externas permaneceram sem energia durante o processo de transição, uma vez que esse retorno é dependente do Centro de Operação da Distribuição da concessionária. Tempos abaixo de 120 segundos foram observados nos testes.

Na Tabela 1 apresenta-se o resumo dos testes no âmbito de energia gerada e consumida (UCs internas e externas) da Microrrede Colombari. Durante aproximadamente 6 horas de operação em modo ilhado, 236 kWh foram consumidos pelas cargas internas à microrrede. Desse montante, cabe destacar, que a maioria é consumida internamente à Granja Colombari, devido aos requisitos técnicos discutidos anteriormente.

De forma a contribuir com a consolidação da lógica proposta, na sequência apresenta-se uma discussão mais detalhada sobre um dos testes realizados. Na Tabela 2 é apresentado o sequencial de eventos do teste #3 capturado pelo MGC, enquanto que na Figura 4 as grandezas elétricas no tempo são apresentadas.

Tabela 1 – Resumo dos testes de ilhamento intencional.

Teste	Início	Fim	Geração (kWh)
#1	10/08/2021 11:31:51	10/08/2021 12:04:13	9,69
#2	10/08/2021 15:03:39	10/08/2021 16:00:47	35,79
#3	11/08/2021 10:33:54	11/08/2021 11:46:07	44,43
#4	11/08/2021 14:16:59	11/08/2021 15:59:44	96,83
#5	12/08/2021 10:27:13	12/08/2021 11:56:22	49,54
Total:		~6h de Operação	236,28

Tabela 2 – Sequencial de Eventos no MGC para o teste de ilhamento #3.

TimeStamp	Mensagem	EV.	TimeStamp	Mensagem	EV.
10:33:10.167	RA2 - Live Bus Off	I	10:35:34.697	RA2 - Live Bus On	III
10:33:10.225	RA1 - Live Bus Off		11:45:37.031	RA1 - Live Bus On	IV
10:33:54.199	RA2 - Closed Off	II	11:46:07.202	MGC - Islanded Operation Off	
10:33:54.200	RA1 - Closed Off		11:46:07.841	RA2 - Live Bus Off	V
10:33:54.292	RA2 - Trip Loop Scheme On		11:46:33.440	RA1 - Closed On	
10:33:54.296	RA1 - Trip Loop Scheme On		11:46:33.505	RA1 - Trip Loop Scheme Off	
10:33:54.402	MGC - Islanded Operation On		11:47:33.978	RA2 - Live Bus On	

O teste foi subdividido em cinco eventos, de acordo com as ações da lógica de controle:

- Condições Iniciais: Nos três minutos iniciais capturados na Figura 4, o sistema encontra-se em sua condição inicial, operando de forma conectada com o SD. As binárias (Figura 4 (a)) indicam que ambos os religadores estão na posição fechada, com tensão presente no lado fonte e sem a indicação de TRIP por Loop Scheme. O gerador está operando em potência nominal de 75 kW (Figura 4 (b)). A tensão no PPS e na UC externa estão em torno de 1.0 p.u., Figura 4 (c) e Figura 4 (d), respectivamente;
- EV I: Às 10h33 as chaves fusíveis do RA1 são abertas (Tabela 2). Nesse instante, observa-se que os RAs sinalizam que não há tensão no lado fonte, a potência do gerador e tensão no PPS e UC vão a zero. Aqui cabe comentar que devido à metodologia de testes, retirada fase a fase das chaves fusíveis, uma sobretensão momentânea foi observada no PPS. O PPS foi aberto devido à função de proteção anti-ilhamento 78 e o controle do gerador também abriu o elemento de interrupção via função de proteção de desbalanço de corrente. O histórico de eventos destes equipamentos contribuiu para esta análise;
- EV II: 45 segundos após o desligamento do ramal, os RAs abriram por TRIP Loop Scheme, habilitando o processo de formação da microrrede. Nesse instante, o MGC envia o comando de troca de grupo de ajustes para o PPS e para o QCG;
- EV III: 100 segundos após o envio do comando de formação da microrrede, RA2 sinaliza a presença de tensão no lado fonte. Contabilizando desde o evento de desligamento da rede, a microrrede permaneceu desenergizada por 145 segundos. Após o estabelecimento da microrrede, a operação ilhada foi mantida por aproximadamente 1 hora e dez minutos. Na Figura 4 é possível avaliar o comportamento das grandezas elétricas durante esse período de funcionamento. Relativo à carga UC, observa-se que durante esse teste a tensão da fase em um determinado período de tempo permaneceu em 0.94 p.u., devido à entrada de uma carga de maior potência nesta UC;
- EV IV: Às 11h45 a equipe da concessionária local efetuou o fechamento das chaves fusíveis a montante da microrrede. Conforme observado no sequencial de eventos, após a manobra houve sinalização de presença de tensão de RA1, encerrando a operação em modo ilhado, caracterizado pela troca de ajustes e retorno da variável Live Bus de RA2 para a condição nula;
- EV V: O sistema retorna à condição inicial após o envio do comando de fechamento e reset do Loop Scheme associados ao RA1, 26 segundos após a desenergização da microrrede.

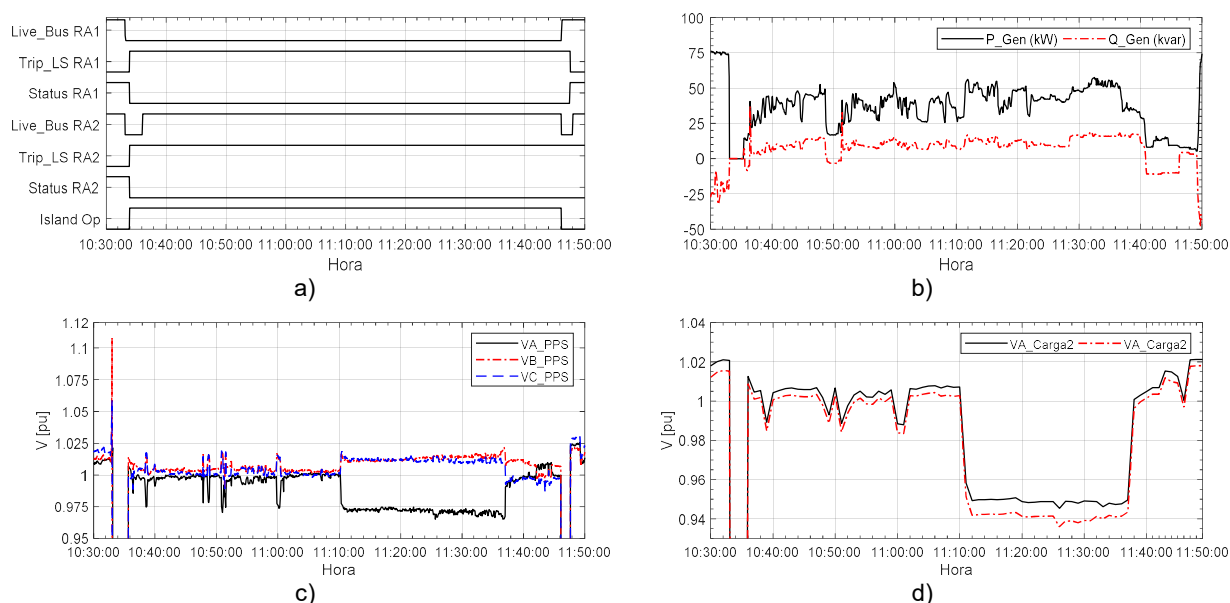


Figura 4 – Resultados para o teste de ilhamento #3. a) binárias dos RAs, b) Potência ativa e reativa do gerador, c) Tensão na entrada de serviço da planta de geração, d) Tensão na entrada de serviço de uma propriedade externa

4.0 CONCLUSÕES

Este IT apresentou os aspectos de implantação de uma microrrede real instalada em um SD rural na região rural do Oeste do Paraná, abordando desde as etapas iniciais de estudo, até a entrada em operação, propriamente dita, da microrrede em questão. Fruto de um convênio executado entre ITAIPU Binacional, Copel, FPTI-BR e CIBiogás, o projeto teve por objetivo o levantamento de subsídios técnicos para a consolidação do conceito de microrredes no sistema elétrico brasileiro. Questões de viabilidade técnica e econômica do arranjo proposto foram levantadas ao longo da execução do projeto.

A lógica de operação do arranjo de microrrede proposto teve como critério o mínimo de mudanças necessárias aos sistemas tipicamente instalados pela concessionária local, permitindo que o arranjo possa ser facilmente replicado a outras localidades do SD. Testes realizados em plataforma de simulação em tempo real e em campo, através de eventos de ilhamento intencional demonstraram o desempenho técnico e seguro das lógicas de controle e proteção da microrrede. Durante a etapa de funcionamento assistido, 5 eventos de ilhamento intencional foram realizados de forma a assegurar o desempenho da microrrede.

A entrada em operação da Microrrede foi oficializada na data 14 de setembro de 2021, através da celebração do Acordo Operativo entre as partes envolvidas. Além dos aspectos técnicos e econômicos, o acompanhamento da operação da microrrede pretende subsidiar as entidades na formação de modelos de negócios adequados para esse conceito.

Por fim, ressalta-se que a infraestrutura laboratorial da FPTI-BR permitirá o processo de melhoria contínua da lógica de operação, assim como a proposição de outros arranjos de microrredes, contribuindo para a consolidação desse novo cenário ao sistema elétrico brasileiro.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Geração Distribuída. Disponível em <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 03 set. 2021.
- (2) HOSSAIN, ET. AL. Microgrid Testbeds Around the World: State of art. Energy Conversion and Management. Vol. 86, pp. 132-153, 2014.
- (3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Tomada 011/2021. Disponível em “[Tomadas de Subsídios - ANEEL](#)”. Acesso em: 03 set. 2021.
- (4) COPEL. Chamada Pública Copel DIS GD 001/2020. Disponível em “<https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/>”. Acesso em: 03 set. 2021

DADOS BIOGRÁFICOS



Felipe Crestani dos Santos é engenheiro eletricitista no Centro de Competência em Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (AS.DT) na Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil (FPTI-BR), com atuação nas áreas de Simulação em Tempo Real, Sistemas de Proteção, Geração Distribuída e Microrredes. Possui graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR (2014), mestrado em Engenharia Elétrica e Computação na Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Unioeste (2017) e atualmente é doutorando na Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo.

(2) DABIT GUSTAVO SONODA: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2011) e Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2015), ambas com ênfase em Sistemas de Potência. Atuando principalmente nas seguintes áreas: desenvolvimento em projetos de pesquisa aplicados ao setor de energia (automação, controle e proteção), execução de testes em simulador digital de tempo real (RTDS) e modelagem e análise de sistemas elétricos. Desde 2017 participa do programa de doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo - São Carlos.

(3) GUILHERME LOURO JUSTINO: Natural de Goioerê Paraná, nascido em março de 1987. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2011). Atualmente é Engenheiro Eletricista no Centro de Competência em Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (AS.DT) na Fundação Parque Tecnológico Itaipu - Brasil (FPTI-BR), onde atua principalmente nas áreas de simulação em tempo real de sistemas elétricos de potência, sistemas de proteção, geração distribuída e microrredes

(4) ZENO LUIZ IENSEN NADAL: Possui graduação em Engenharia Industrial Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2011). Especialista em Eficiência Energética pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2013). Mestre em Desenvolvimento de Tecnologia - Mestrado Profissional, dos Institutos LACTEC - Curitiba-PR (2016). Trabalha desde 2010 na COPEL Distribuição S.A.. Atualmente está na Superintendência de Smart Grid e Projetos Especiais, em projetos de mobilidade elétrica, armazenamento de energia e geração distribuída. Coordenador e professor da Pós-graduação em Mobilidade Sustentável - MBI, das Faculdades da Indústria do SENAI-PR.

(5) ROGÉRIO MENEGHETTI: Engenheiro Eletricista com ênfase em sistemas de potência pela Unioeste, Mestre em Engenharia Elétrica pela UFSC com o tema em operação de sistemas de potência em tempo real e MBA em Gerenciamento de Projetos. Atuou 2 anos na Assessoria de Energias Renováveis da Itaipu Binacional e há 2 anos atua na Divisão de Planejamento de Infraestrutura, como gestor dos projetos de energias renováveis da Diretoria de Coordenação. Também é vice-coordenador do Grupo Técnico de Inovação da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras e membro do Conselho de Administração do CIBiogs

(6) RAFAEL DE OLIVEIRA RIBEIRO: Rafael de Oliveira Ribeiro possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina (2009). Possui Pós-graduação em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência pela Faculdade Pitágoras (2011) e Pós-graduação em Auditoria, Avaliação e Perícias em Engenharia pelo Instituto de Pós-Graduação e Graduação (IPOG). Possui também Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina, concluído em 2012. Atualmente é engenheiro eletricitista sênior da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) atuando como supervisor da área de Proteção do Sistema de Distribuição de média tensão.

(7) RODRIGO BRAUN DOS SANTOS: Rodrigo Braun dos Santos, Engenheiro Eletricista e Mestrando em engenharia elétrica, ambos pela UFPR. Em seu variado portfólio profissional, há desde participação no desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia de trens elétricos ao desenvolvimento de sistemas de análise de padrões de ventos para usinas eólicas. Há mais de 11 anos na Companhia Paranaense de Energia - Copel, trabalhando com projetos nas áreas de geração hidráulica, eólica e atualmente, atuando na equipe de Projetos Especiais da Distribuição, onde tem participado das iniciativas envolvendo Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) e Microrredes.

(8) MAYCON G VENDRAME: Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2005), MBA em Gestão Empresarial (2007), MBA em Gerenciamento de Projetos (2009) e MBA em Gestão de Negócio para o Setor Elétrico (2017) pela Fundação Getúlio Vargas. Trabalhou na COPEL Distribuição, áreas operação da distribuição, planejamento de controle de qualidade das redes de distribuição (2005 – 2008). Trabalhou na Itaipu Binacional na área de operação do sistema em tempo real (2008 – 2010), na área de energias renováveis e gestão de projetos de pesquisa e desenvolvimento (2010 - 2021). Atualmente é gestor da área planejamento de obras e infraestrutura da Itaipu Binacional.