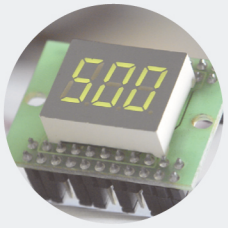
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO
MESTRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES



SISTEMA DE CONTROLO SERVIÇOS AUXILIARES DE UMA SUBESTAÇÃO

BRUNO BARROS PEREIRA DE MORAIS SOARES
Outubro de 2017

POLITÉCNICO
DO PORTO

SISTEMA DE CONTROLO SERVIÇOS AUXILIARES DE UMA SUBESTAÇÃO

Bruno Barros Soares

Departamento de Engenharia Electrotécnica

Instituto Superior de Engenharia do Porto

2017

Este relatório satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Disciplina de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Candidato: Bruno Barros Pereira Morais Soares, Nº 1040127, 1040127@isep.ipp.pt
Orientação científica: André Vaz da Silva Fidalgo, anf@isep.ipp.pt

Supervisão: António Maria Reis, antoniomaria.reis@ren.pt

Departamento de Engenharia Electrotécnica
Instituto Superior de Engenharia do Porto
16 de outubro de 2017

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor André Vaz da Silva Fidalgo, e ao meu coorientador Engenheiro António Maria Reis, um sincero obrigado por todo o apoio, orientação e conhecimento que me transmitiram ao longo de toda a dissertação

Aos meus pais e irmã um muito obrigado por todo o apoio, incentivo e motivação que me deram ao longo destes anos.

À Filipa pela motivação transmitida e pela compreensão durante os últimos anos das minhas ausências nos finais de dia.

Aos meus colegas e amigos pelo suporte e contributo direto ou indireto para este trabalho.

Ao ISEP, pois provou ser uma instituição credível e de excelência para a realização do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Eletrónica e Computadores.

Resumo

A transferência de energia ao longo de uma rede elétrica é um processo com várias fases, passando pela produção, transporte e distribuição. Neste trabalho procurou produzir-se uma solução para controlo dos sistemas de serviços auxiliares da subestação de Recarei, uma das mais importantes da Rede Nacional de Transporte operada pela Redes Energéticas Nacionais. Os serviços auxiliares consistem num conjunto de equipamentos que fornecem alimentações AC e DC de suporte a uma subestação, desde ar condicionado até à alimentação dos motores para manobra dos aparelhos de alta tensão. Para esse efeito foram utilizados equipamentos desenhados e produzidos pela EFACEC, divisão de Automação e Sistemas de Energia, sendo parte do âmbito deste trabalho o desenvolvimento de *software*, utilizando a linguagem IEC 61131-3. Fez ainda parte deste trabalho a implementação do sistema de redundância das unidades de controlo. A solução permite o controlo sobre os aparelhos de forma autónoma e permite ainda a operação manual por parte do operador usando a interface dos equipamentos ou o sistema SCADA instalado na sala de comando da subestação.

A programação teve como base diagramas de Petri fornecidos pelo cliente como parte da especificação, onde era detalhado o comportamento exigido. Foram elaborados catorze módulos de *software* capazes de interação entre os eles, e em conjunto com o I/O e processadores das unidades utilizadas (BCU500), asseguram o controlo e supervisão das alimentações em tensão alternada dos Serviços Auxiliares.

O desenvolvimento e instalação do sistema trouxe como vantagens a modernização de uma parte antiga da subestação ainda desprovida de automação e a possibilidade da base do trabalho ser utilizado em projetos futuros. Durante as fases de desenvolvimento e ensaios foram encontrados alguns obstáculos, como seria de esperar neste tipo de tarefas, mas todos eles foram ultrapassados com sucesso. A solução desenvolvida provou ser capaz de desempenhar as funções requeridas de forma autónoma e eficiente provando que a modernização e automação das subestações é cada vez mais o futuro.

Palavras-Chave

Rede Nacional de Transporte, automação, REN, EFACEC, SCADA, projeto, modernização.

Abstract

Transferring of energy along a power grid is a process with several phases, through production, transmission and distribution. In this work, a solution was sought to control part of the auxiliary services systems of the Recarei substation, one of the most important in the transmission network operated by Redes Energéticas Nacionais. The auxiliary services consist of a set of equipment that provides AC and DC power to support a substation, from air conditioning to the necessary supply of the motors for manoeuvring high voltage equipment. For this purpose, equipment designed and produced by EFACEC, at the Automation and Power Systems division, was used. The scope of this work included software development, using IEC 61131-3 language. The implementation of the redundancy system of the control units was also part of this work. The solution allows the control of the devices autonomously and allows manual operation by the operator using the equipment interface or the SCADA system installed in the control room of the substation.

The programming was supported by Petri diagrams provided by the client as part of the specification, where the required behaviour was detailed. Fourteen software modules capable of interacting with each other have been developed and, together with I/O and processors of the units used (BCU500), ensure the control and supervision of the voltage supply of the Auxiliary Services. The development and installation of the system brought as advantages the modernization of an old part of the substation still devoid of automation and the possibility of reuse the base of this work in future projects.

During the development and testing phases many obstacles were encountered, as might be expected in this type of task, but all of them were successfully overcome. The delivered solution proved to be able to perform the required functions autonomously and efficiently proving that the modernization and automation of the substations is increasingly the future.

Keywords

National Transmission Network, automation, REN, EFACEC, SCADA, project, modernization.

Índice

AGRADECIMENTOS ..... **I**

RESUMO ..... **III**

ABSTRACT ..... **V**

ÍNDICE ..... **VII**

ÍNDICE DE FIGURAS ..... **IX**

ÍNDICE DE TABELAS ..... **X**

1. INTRODUÇÃO **1**

1.1. ENQUADRAMENTO 1
1.2. OBJETIVOS 2
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO 3

2. ESTADO DA ARTE **5**

2.1. REDE ELÉTRICA 5
2.2. INFRAESTRUTURAS REN 9
2.3. TRANSFORMADORES 10
2.4. SERVIÇOS AUXILIARES 12
2.5. SISTEMA SCADA 13

3. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA **17**

3.1. ARQUITETURA ASA 17
3.2. ESPECIFICAÇÃO 18

4. DESCRIÇÃO DA SOLUÇÃO **25**

4.1. ESCOLHA DE EQUIPAMENTOS 25
4.2. SOLUÇÃO REDUNDÂNCIA 30
4.3. PROBLEMAS CAUSADOS PELA REDUNDÂNCIA 31
4.4. IMPLEMENTAÇÃO DO AUTOMATISMO ASA 32
4.5. PROBLEMAS NA IMPLEMENTAÇÃO 52

5. ENSAIOS **55**

5.1. ENSAIOS EM FÁBRICA 55
5.2. ENSAIOS NA SUBESTAÇÃO 57

6. CONCLUSÕES **61**

REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS **64**

ANEXO A. ESQUEMA SERVIÇOS AUXILIARES CA E CC **66**

ANEXO B. ESQUEMA PAINÉIS CA1 ..... **67**

ANEXO C. ESQUEMA PAINÉIS CA2 ..... **68**

ANEXO D. REDES DE PETRI **69**

Índice de Figuras

Figura 1 – Rede elétrica 6
Figura 2 – Elevação Potência [5] 7
Figura 3 – Sistema distribuição [5] 8
Figura 4 – Unifilar Subestação Recarei [9] 10
Figura 5 – Autotransformador 11
Figura 6 – Transformador Convencional 11
Figura 7 – SCADA Simples [12] 14
Figura 8 – SCADA REN [13] 15
Figura 9 – Página HMI SA 16
Figura 10 – Esquema Unifilar Serviços Auxiliares [14] 17
Figura 11 – Transformador de 3 enrolamentos 19
Figura 12 – Vista frontal BCU 26
Figura 13 – Vista traseira BCU 26
Figura 14 – Esquema MAP8000 e MAP8010 27
Figura 15 – Esquema MAP8021 28
Figura 16 – Esquema MAP8050 29
Figura 17 – Esquema MAP8081 30
Figura 18 – Redundância física BCU 31
Figura 19 – Redundância comunicações BCU 32
Figura 20 – Rede Petri Chegadas TR1 37
Figura 21 – Rede Arranca Grupo 39
Figura 22 – Rede Para Grupo 41
Figura 23 – Rede Vigia Estados 2 42
Figura 24 – Rede Vigia Estados 1 43
Figura 25 – Rede Automático/Manual 44
Figura 26 – Rede Vigia Medidas 45
Figura 27 – Rede Abre Barras 46
Figura 28 – Rede Liga Barramentos 48
Figura 29 – Rede Petri Seleciona Fonte 49
Figura 30 – Programação ST 50
Figura 31 – Programação FBD 51
Figura 32 – Botoneiras Loc/Rem – Man/Aut 52
Figura 33 – Comutadores Serviço e Prioridades 53
Figura 34 – Arquitetura de ensaios FAT 56
Figura 35 – Diagnóstico BCU 57
Figura 36 – Armários ASA 58

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Tensões de Operação para Entradas Binarias 28
Tabela 2 – Exemplo Ensaio 59

Acrónimos

AC	–	*Alternate Current*
A/D	–	Analógico/Digital
AM	–	Autorização de Manobra
ASA	–	Automatismo de Serviços Auxiliares
AT	–	Autotransformador
AV	–	Aberto e Válido
BCU	–	*Bay Control Unit*
DC	–	*Direct Current*
DSP	–	*Digital Signal Processor*
EDP	–	Energias de Portugal
FAT	–	*Factory Acceptance Tests*
FBD	–	*Function Block Diagram*
FPGA	–	*Field-Programmable Gate Array*
GOOSE	–	*Generic Object-Oriented Substation Event*
GSA	–	Gestão dos Serviços Auxiliares
HMI	–	*Human-Machine Interfaces*
I/O	–	*Input/Output*
IE	–	*Internet Explorer*
IED	–	*Intelligent Electronic Device*
PCC	–	Posto de Comando e Controlo
PLC	–	*Programmable Logic Controllers*
QGCA	–	Quadro Geral de Corrente Alternada

REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RTU	–	*Remote Terminal Units*
SAT	–	*Site Acceptance Tests*
SCADA	–	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SE	–	Subestação
SRR	–	Subestação Recarei
ST	–	*Structure Text*
TC	–	Transformer de Current
TSA	–	Transformador de Serviços Auxiliares
TT	–	Transformador de Tensão
VDC	–	*Voltage Direct Current*

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO

Em 2010 a EFACEC como um dos principais fornecedores de sistemas de comando e controlo para subestações da Redes Energéticas Nacionais (REN), embarcou num projeto de expansão da subestação de 400 kV de Recarei, pertencente à cidade de Paredes no Norte de Portugal. Obra essa que visou a remodelação de alguns painéis e automatização dos equipamentos de Serviços Auxiliares bem como controlo de um novo autotransformador.

Por ocasião da atribuição do contrato por parte da REN, não existia uma solução com equipamentos EFACEC que permitisse ser utilizada, uma vez que nas anteriores subestações em que era requerido esse automatismo tinham sido fornecidas com uma solução da concorrente ABB.

Sendo conhecida a importância da produção de energia elétrica, é por vezes descurada a forma como essa energia é transportada até ao cliente final, doméstico ou industrial. As subestações de transporte e de distribuição desempenham um papel fundamental ao longo do processo. Contudo, as próprias subestações necessitam de supervisão e controlo centralizado, normalmente num centro de comando chamado Despacho. Em Portugal o Despacho está distribuído entre Lisboa, localizado em Sacavém e Vermoim-Maia no Porto.

O Despacho, para além da gestão da rede em território nacional, é também responsável pela gestão de oito linhas de interligação com Espanha.[1] O controlo centralizado não seria possível sem sistemas SCADA (*System Control and Data Acquisition*) ao nível das subestações.

Os sistemas SCADA e todos os sistemas elétricos inerentes à instalação necessitam de alimentações AC e DC que podem ser fornecidas externamente à subestação através de linhas de alta tensão ou internamente através de baterias e por grupos geradores a *diesel*, sempre com a filosofia de segurança "n-1", que significa que a falha de um elemento do sistema não deve provocar uma cascata de falhas de outros elementos.

A solução desenvolvida tem como finalidade efetuar o controlo de forma autónoma das fontes de alimentação dos serviços de corrente alternada e fazer a seleção mediante disponibilidade das mesmas. O sistema de alimentação de corrente alternada também é utilizado para efetuar a carga das baterias do sistema auxiliar de corrente contínua. Essa mesma carga é realizada por intermédio de retificadores de tensão

O automatismo desenvolvido é baseado em *hardware* existente, mas desenhado para finalidades distintas, no caso as unidades controladoras de painel BCU500. A adaptação à nova necessidade trouxe alguns problemas e desafios, mas que contribuíram bastante para o melhoramento e para a entrega de um melhor produto final.

1.2. OBJETIVOS

Na realização desta dissertação estabeleceram-se como principais objetivos o desenvolvimento, teste e comissionamento de uma solução para gestão dos serviços auxiliares de uma subestação da REN que englobasse as seguintes funcionalidades:

Mudança automática entre transformadores de serviços auxiliares;

- Mudança manual entre transformadores de serviços de auxiliares a pedido do operador;
- Arranque automático do grupo de socorro e da sua colocação em serviço;
- Arranque manual do grupo de socorro a pedido do operador;

- Retorno automático do serviço a um TSA e paragem do grupo de socorro;
- Envio das medidas de tensão dos retificadores das baterias

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

Para além do presente capítulo, esta dissertação é composta por seis capítulos, cujo conteúdo é sucintamente descrito em seguida.

O capítulo 2 apresenta o estado atual da rede elétrica, das diferentes fases desde a produção até ao consumidor final, referenciando ainda equipamentos presentes numa subestação de transporte, em concreto da REN.

De seguida, no capítulo 3, aborda-se o problema que se pretendeu resolver, com uma descrição da arquitetura unifilar do sistema a controlar e apresenta-se a descrição da especificação requerida pelo cliente.

No capítulo 4 apresenta-se a solução proposta, desde a escolha dos equipamentos até à implementação do automatismo, passado ainda pelos problemas encontrados na tentativa de desenvolver a funcionalidade de redundância.

No capítulo 5 são expostos os ensaios realizados em fábrica, bem como a arquitetura e equipamentos utilizados. São ainda abordados os ensaios na subestação.

Por último, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho realizado e são avaliados os objetivos alcançados

2. ESTADO DA ARTE

2.1. REDE ELÉTRICA

Ao contrário da água ou gás, a eletricidade não pode ser armazenada em grandes quantidades e tem de ser produzida no momento da utilização, o que requer que o fornecimento esteja adequado com a exigência dos consumidores. A eletricidade é distribuída simultaneamente ao longo das linhas, assim sendo não pode ser direcionada para linhas específicas. Desta forma, todas as fases do processo de transporte de energia devem ser monitorizadas em tempo real, 24 horas por dia, por forma a assegurar um fornecimento contínuo e estável de eletricidade a habitações e indústria. Isto requer coordenação e cooperação entre dezenas de *stakeholders*[1]. A Figura 1 demonstra os elementos básicos de uma rede elétrica, como é criada nas estações de geração e transportada através de linhas de alta e baixa tensões por forma a chegar ao consumidor final, seja ele doméstico ou industrial.

[1] Parte interessada no projeto, que influencia ou pode ser influenciada pelo mesmo.

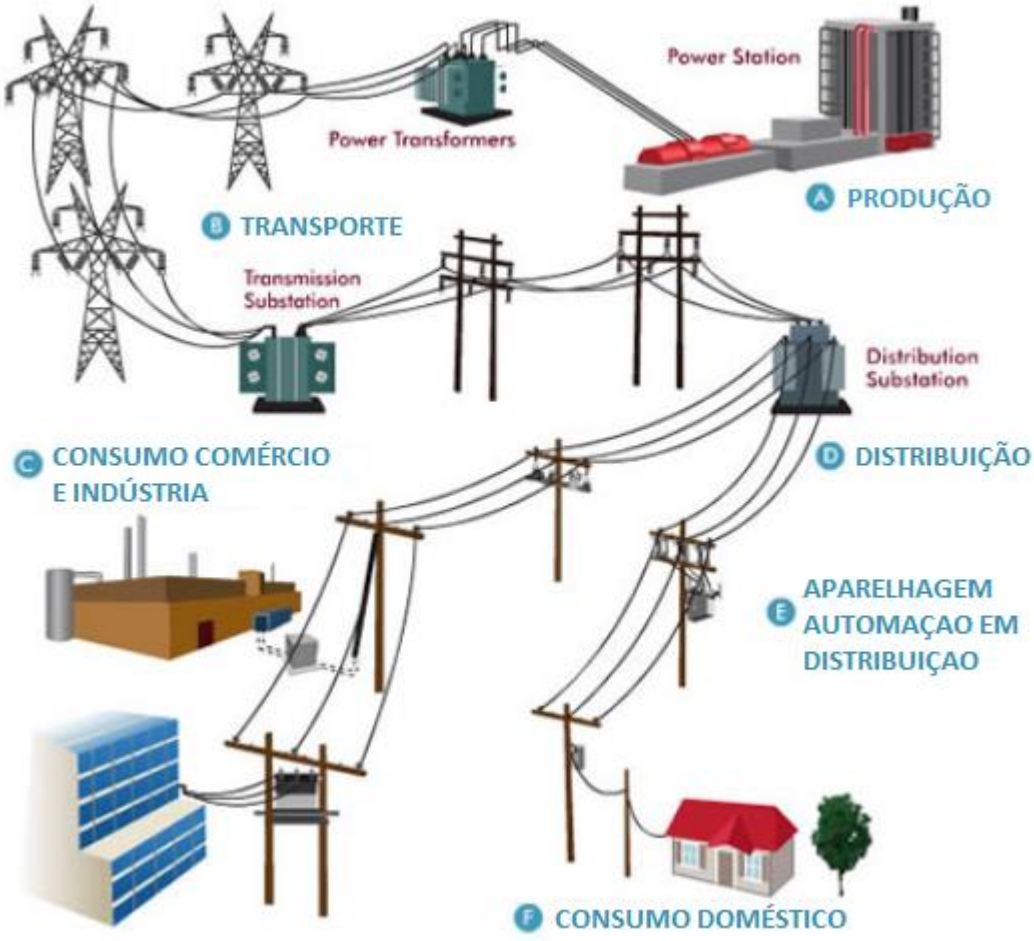


Figura 1 – Rede elétrica

Pode considerar-se como o início da cadeia energética os pontos de produção podendo eles ser centrais hídricas, centrais de ciclo combinado, parques eólicos, parques fotovoltaicos ou centrais nucleares. As centrais de ciclo combinado, como o próprio nome indica, utilizam mais que uma fonte de energia para gerar eletricidade. O processo envolve a queima de um combustível fóssil, normalmente carvão ou gás natural numa caldeira, sendo a energia térmica resultante, na forma de vapor, convertida em energia mecânica para mover uma turbina que gera a energia elétrica. Os geradores síncronos modernos são extremamente eficientes, com os seus rendimentos energéticos superiores a 87% e as turbinas atuais podem operar a mais de 3600rpm e atingir os 1000MW de potência.

As centrais nucleares produzem energia através da utilização de compostos radioativos com grande capacidade energética e processos químicos. Este tipo de produção representa 17% da eletricidade gerada no mundo. Alguns países como a França dependem 75% [2] deste tipo

de energia, tendo já demonstrando a sua extrema eficiência e não emissão de poluentes atmosféricos. Em contrapartida, é grande o risco de desastres nucleares e a dificuldade de tratar os resíduos.

Em 2015 a energia solar representava apenas 1% do consumo mundial, a energia eólica 2%, a energia nuclear 5% e a energia gerada pelas barragens representava 7%, enquanto os três grandes produtores eram o gás com 24%, carvão 30% e petróleo 33%. De ressalvar que, das energias renováveis, a produção de energia que lidera este segmento provem das centrais hídricas com a produção anual acima dos 70%.[2].Em Portugal, entre abril de 2016 e março de 2017, o peso da energia renovável atingiu 55.21% relativamente à soma da produção bruta e do saldo importador. De acordo com a metodologia da diretiva 2008/28/CE, que estabelece os objetivos a atingir em 2020, essa percentagem situou-se em 55.17%.[3]

O passo seguinte é transportar as grandes quantidades de energia elétrica do local de produção para os locais onde vai ser utilizada e esse processo tem de ser eficiente, quanto maior forem as distâncias, mais eficiente deve ser o processo. Para esse efeito e como demonstra a Figura 2, é necessário elevar o nível de tensão proveniente da produção para que seja possível enviar energia (transportar) a grandes distâncias. De notar que para garantir uma potência elevada na extremidade da linha existem 2 possibilidades, elevar a corrente ou elevar a tensão. A escolha óbvia é transportar alta tensão que para a mesma potência reduz a corrente e por consequência reduz as perdas resistivas nos cabos condutores.[4] Num cálculo simples seguindo a lei de Ohm, aumentando a tensão em 10 vezes traduz-se numa diminuição da corrente em 10 vezes e a as perdas em 100 vezes (I^2R). Uma corrente superior também exige cabos condutores de diâmetro extremamente grande o que aumenta os custos materiais e o peso dos cabos.

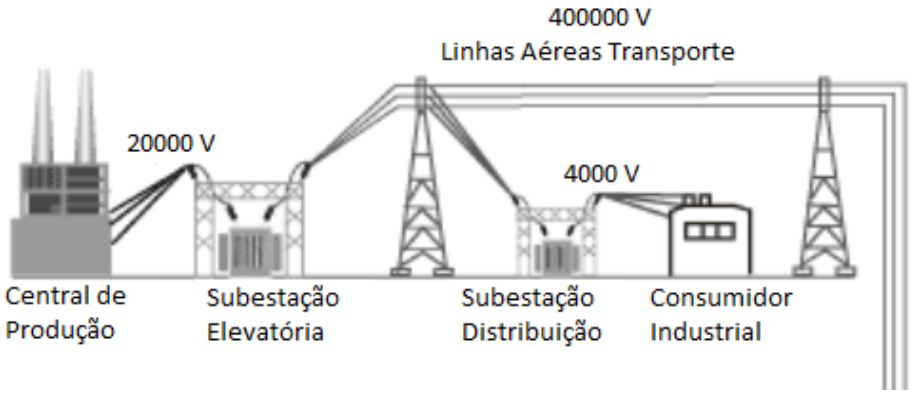


Figura 2 – Elevação Potência [5]

Para fazer o processo mencionado anteriormente são utilizadas subestações de transporte que no caso português pertencem à REN que utiliza muito alta tensão (MAT) alternada (400 kV, 200 kV e 150 kV) nas suas infraestruturas de transporte.

Mais à frente na cadeia de transporte, até ao consumidor final, seja ele doméstico ou industrial, são necessários pontos de abaixamento do nível de tensão por forma a adequar-se às necessidades específicas do cliente final. É aqui que entram em cena em Portugal as subestações de distribuição da Energias de Portugal (EDP) que possibilita a transmissão de energia elétrica, recebida da rede nacional de transporte (RNT), até às instalações consumidoras dos clientes.[6]

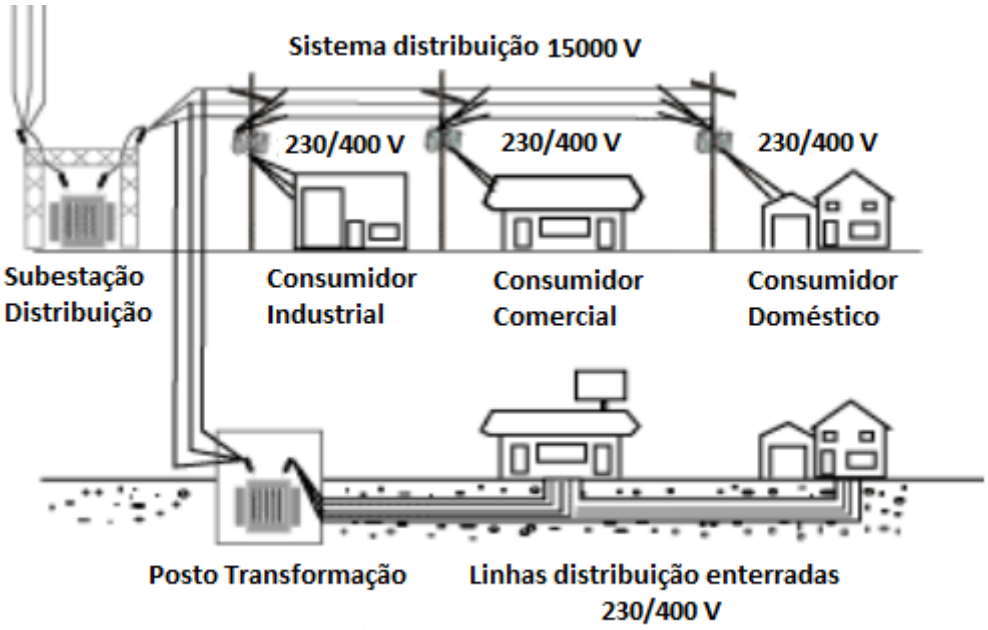


Figura 3 – Sistema distribuição [5]

As subestações da EDP recebem níveis de tensão de 60 kV e utilizando transformadores abaixadores convertem a alta tensão em media tensão (10 kV,15 kV e 30 kV), mas com correntes elevadas. Um consumidor doméstico não utiliza mais que 400V mas a corrente exigida máxima não pode superar 60A por fase para um sistema trifásico.[7]

2.2. INFRAESTRUTURAS REN

As infraestruturas da RNT são constituídas, principalmente, por linhas e por subestações e postos de corte de MAT. No âmbito da concessão que detém, é responsabilidade da REN o planeamento, projeto, construção, operação e manutenção dessas infraestruturas. É ainda da sua responsabilidade a gestão global do sistema, de forma a garantir o transporte de energia e o acesso a todos os operadores do mercado em condições de igualdade.

Em todas as suas fases, a atividade da REN é balizada por critérios de sustentabilidade, mesmo que não explícitos. Assim, no desenvolvimento da RNT procura-se garantir, através de adequada tipologia, dimensionamento, calendarização e gestão de execução, que o acesso dos agentes do mercado à infraestrutura de transporte seja feito em condições técnicas de qualidade, com respeito pelos critérios de transparência e neutralidade. Como foi sublinhado, a eletricidade usada num país passa, na sua maior parte, pela respetiva rede de transporte. Esta tem, assim, de escoar grandes volumes de energia que se movimentam dos centros de produção para os consumidores. Qualquer perturbação na rede de transporte causará transtornos de monta, pelo que ela é projetada para ser particularmente segura. Em geral, usa-se o critério "n-1", isto é, pode falhar um elemento sem que seja perturbado o equilíbrio entre a produção e o consumo. Muitas vezes vai-se até ao "n-2", em que o sistema elétrico resiste à falta de dois desses elementos relevantes. Considere-se elemento relevante todos os equipamentos ou conjunto de equipamentos que em caso de falha causem perturbação no normal funcionamento do sistema, como por exemplo a existência de pelo menos 2 transformadores ou dois disjuntores ou de 2 barramentos. Em caso de falha do primeiro o sistema pode ser comutado automaticamente ou manualmente para o equipamento de reserva para que o consumidor final não se aperceba da falha, por forma a evitar situações como a ocorrida no dia 9 de Maio de 2000, o famoso apagão da “cegonha”.[8]

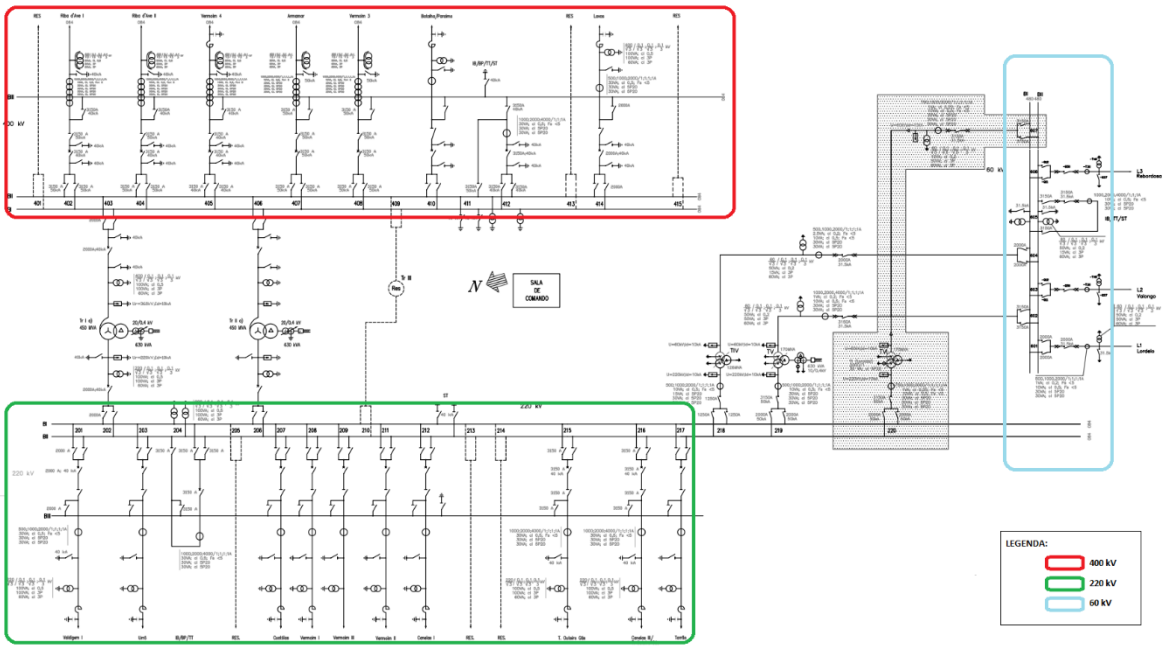


Figura 4 – Unifilar Subestação Recarei [9]

A subestação de Recarei (SRR) integra-se na rede de transmissão da REN, na Região Norte de Portugal, no distrito do Porto, com uma topologia de barramento triplo nos 400 kV e nos 220 kV, e de barramento duplo nos 60 kV como pode ser verificado na Figura 4. Foi construída nos anos noventa e desde aí tem sofrido expansões de linhas, transformadores e até de funcionalidades, como é o caso do estudado neste trabalho.

No nível de 400 kV com linhas de ligação às subestações de Riba d'Ave, Vermoim, Armamar, Batalha e Lavos. No nível de 200 kV com linhas de ligação às SE de Valdigem, Urrô, Custóias, Vermoim, Canelas, Torrão e á central da Tapada do Outeiro. No nível de tensão mais baixo, 60 kV, com linhas para SE EDP de Lordelo, Valongo e Rebordosa.

2.3. TRANSFORMADORES

A SRR possui 5 transformadores e contempla ainda espaço para acomodar um sexto. Os transformadores TRI e TRII são trifásicos de grande potência (450MVA) e são designados por autotransformadores (AT), ilustrado na Figura 5. Esta designação advém da forma como são produzidos, que ao contrário dos transformadores tradicionais com dois ou três enrolamentos, estes possuem um enrolamento único. Os AT funcionam com o princípio da autoindução, induzindo força eletromagnética no circuito devido à variação de corrente,

enquanto que os transformadores convencionais induzem a bobine com a alteração da corrente na(s) bobine(s) adjacente(s). [10]

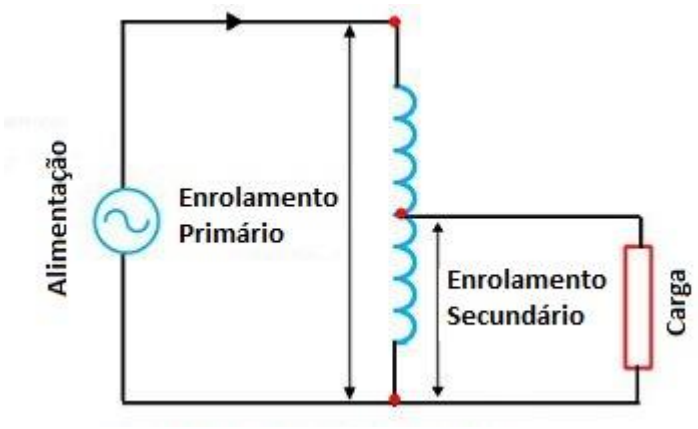


Figura 5 – Autotransformador

Os AT apresentam várias vantagens em relação aos transformadores convencionais, entre as quais a sua dimensão mais pequena, de produção mais económica, uma vez que são requeridos menos componentes e menos condutor de cobre nos enrolamentos e apresentam níveis de eficiência mais elevados.

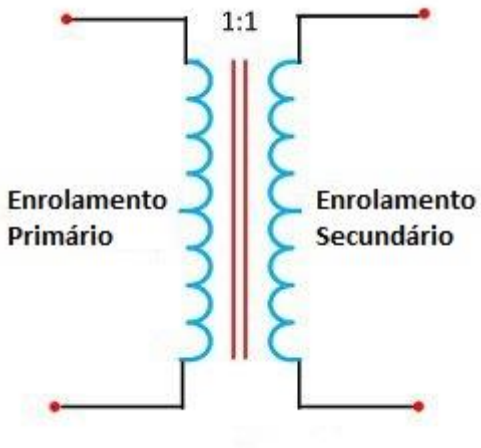


Figura 6 – Transformador Convencional

Os transformadores convencionais, como ilustrado na Figura 6, têm a vantagem de terem os enrolamentos eletricamente isolados entre eles.

Os transformadores TRIV, TRV e TRVI são convencionais e não possibilitam a regulação de carga (tomada fixa). No parque da subestação, encontra-se reservado espaço para futuramente adicionar o TRIII caso seja necessário aumentar disponibilidade da rede de 220 kV e 60 kV.

Os TRI, TRII são transformadores de duas razões de transformação 400 kV/220 kV/20 kV, no terciário (lado de 20 kV) tem acoplados um transformador mais pequeno, biberon [2], o qual transforma os valores de tensão primária de 20 kV em 0.4 kV por forma a ser utilizado como fonte de alimentação dos serviços auxiliares (SA).

O TRV é um transformador de 3 enrolamentos que possui um lado primário (220 kV), secundário (60 kV) e um terciário (10 kV). Este transformador também tem acoplado um transformador biberon que converte 10 kV em 0.4 kV para servir de fonte de alimentação aos SA.[9]

2.4. SERVIÇOS AUXILIARES

Quando ouvimos a palavra subestação, o senso comum leva-nos automaticamente a uma relação com energia elétrica e talvez ao que foi explicado no ponto 2.1, mas alguma vez paramos para pensar como é feita a alimentação de energia aos próprios sistemas da subestação, chamados de serviços auxiliares? Serviços auxiliares são todos aqueles que não fazem parte do equipamento primário e secundário de uma subestação, mas são necessários para o seu normal funcionamento, como fontes de alimentação alternada (AC) e continua (DC): geradores, inversores e baterias.

Um sistema de serviços auxiliares fiável aumenta a fiabilidade da subestação onde opera. Tal fiabilidade deve ser conseguida com redundância, mas de forma simples de maneira a facilitar a operação. Normalmente numa subestação REN, o conjunto de sistemas suportado pelos serviços auxiliares é dividido em 2, serviços essenciais (SE) e serviços não essenciais (SNE).

Como o próprio nome indica, há serviços que são mais importantes estarem assegurados que outros, isso pode causar alguma estranheza uma vez que a alimentação de ambos provem da

[2] Nome utilizado pela REN para referência ao transformador de serviços auxiliares ligado ao TR principal.

mesma rede. Ora, a diferenciação está em como o sistema é utilizado e como é distribuída a energia. [11]

Serviços essenciais são todos aqueles que estão relacionados com funções de segurança de pessoas. Todos os sistemas que assegurem a segurança dos ocupantes do edifício de uma subestação em caso de emergência como sistemas de evacuação e de combate a incêndio tais como sistema de exaustão de gases, iluminação de emergência, sistema de pressurização de sala de equipamentos e bomba de pressão para expressores de água.[11]

São também considerados essenciais sistemas de suporte a aplicações críticas que assegurem o funcionamento da totalidade ou de parte da operação em caso de perda de ligação à rede externa. Normalmente está assegurado por um ou vários geradores por forma a suportar durante um largo período (horas) o funcionamento do sistema de controlo SCADA que inclui computadores, unidades de controlo e proteção do equipamento de parque.

Todos os demais serviços como iluminação, climatização e comunicações não prioritárias são considerados não essenciais não estando por isso assegurado o seu funcionamento em caso de emergência ou de quebra de rede externa.[11]

2.5. SISTEMA SCADA

Um sistema SCADA é composto por elementos de *software* e *hardware* que monitorizam processos em instalações industriais (energia, alimentação, fabrico, exploração de petróleo e gás, distribuição de água e transportes), quer através de controlo localmente ou remotamente. Permite também monitorizar, recolher e processar informação em tempo real, interagir diretamente com sensores, válvulas, bombas e motores, utilizando para esse efeito de *software* específico e postos de operação vulgarmente conhecidos por *Human-Machine Interfaces* (HMI), como demonstra a Figura 7, permitindo a supervisão e registo de ocorrências na instalação.

Os sistemas SCADA são cruciais para instalações industriais ajudando a manter a eficiência, processam os dados de forma mais rápida e com recurso a inteligência artificial e reportam problemas por forma a mitigar possíveis riscos e evitar tempos de paragem de sistema elevados.[12]

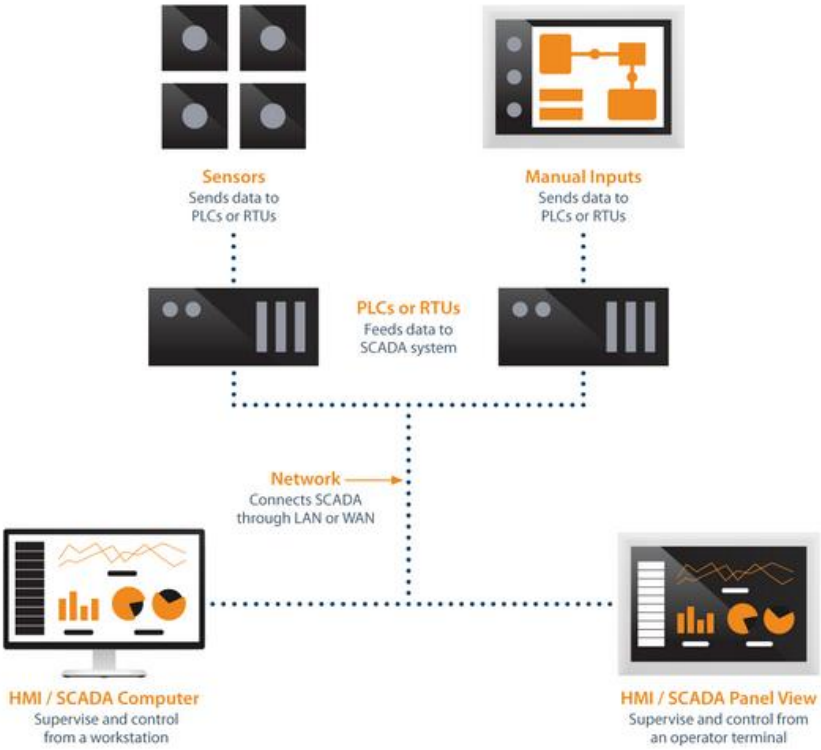


Figura 7 – SCADA Simples [12]

Os sistemas SCADA mais simples são compostos com Controladores Lógicos Programáveis (PLC) ou Unidades Terminais Remotas (RTU). PLCs e RTUs são microcomputadores que comunicam com um conjunto de máquinas, HMIs, sensores e atuadores, que encaminham a informação desses elementos para computadores com *software* SCADA. O *software* de SCADA processa, distribui e permite a visualização dos dados, ajudando operadores e gestores a analisar a informação e tomar as decisões importantes.

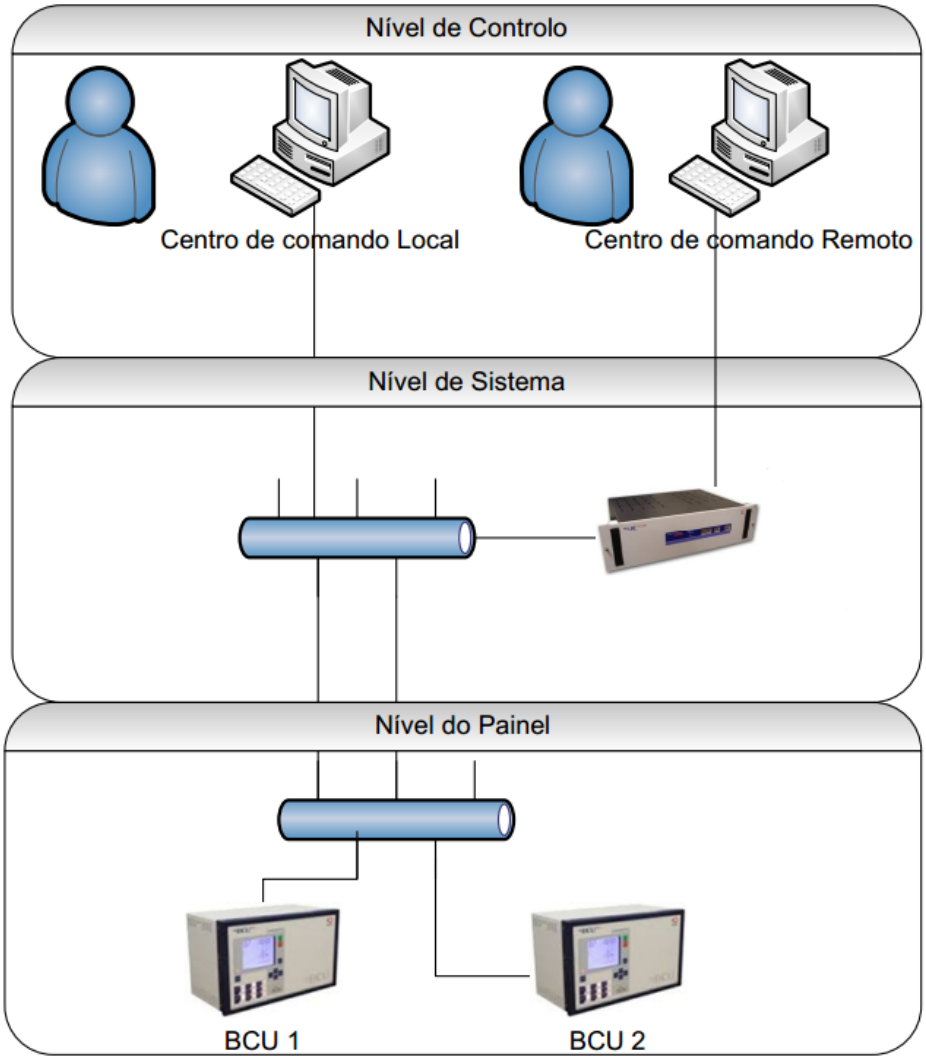


Figura 8 – SCADA REN [13]

No caso particular de SRR a arquitetura pode ser representada pela Figura 8 que mostra os vários níveis de controlo, centro de comando remoto, centro de comando local (HMI) e painel (BCU).

A automação da subestação está distribuída pelos *Intelligent Electronic Device* (IED) e pela unidade concentradora no nível de sistema.

No caso do ASA todo o automatismo está implementado nas unidades de painel, que reportam posteriormente a informação para a unidade do nível de sistema (UC500E) que por sua vez envia a informação ao posto de comando local HMI para visualização e ação do operador. O equipamento designado por UC500E é um computador industrial baseado num

processador Intel Atom N270, com disco de estado sólido e sem partes móveis (ventoinhas), sobre o qual corre Windows XP, onde está instalado o *software* SCADA CLP500.

O posto de comando local é constituído por uma *Workstation* HP Z420, um computador com um processador Intel Xeon, onde está instalado Windows XP e o *software* SCADA CLP500 com o software HMI500 que suporta a funcionalidade de visualização HMI sobre exploradores de internet (IE, Firefox, Chrome).

O equipamento de controlo de painel é baseado em microprocessadores Coldfire MCF5282 a 80Mhz, um DSP TMS320C6727 e uma FPGA Altera Ciclone III que controlam entradas e saídas binárias (24,48,110,220 VDC) bem como entradas analógicas DC (-20 a 20 mA) e AC (TC de 1 ou 5 A e TT de 100 a 120 V, fase-fase).

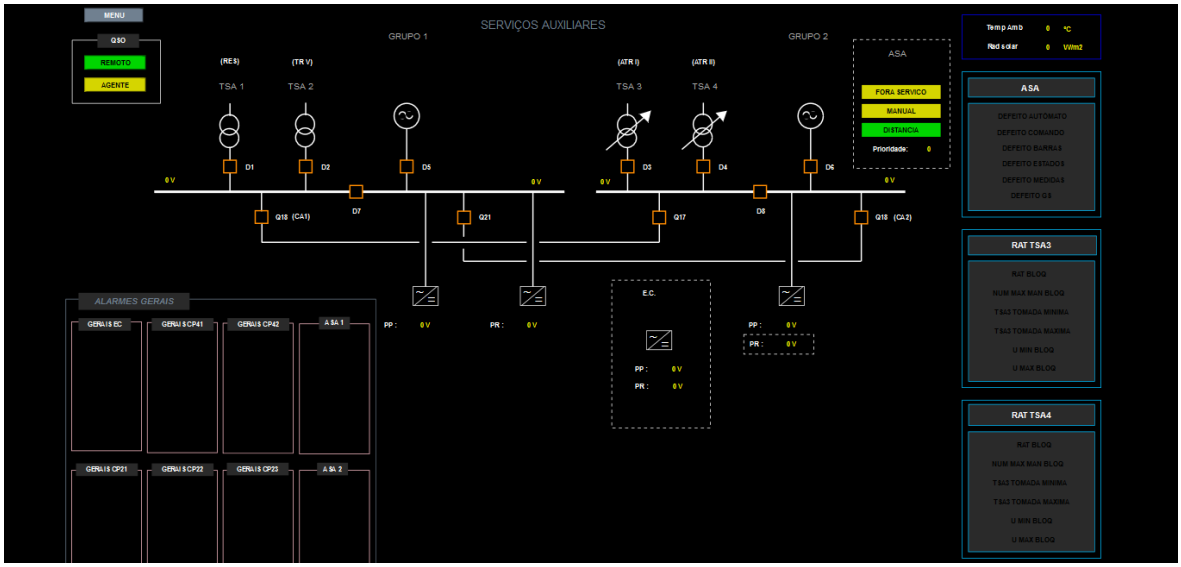


Figura 9 – Página HMI SA

Todas as informações que podem ser visualizadas na Figura 9, como estados da aparelhagem, medidas e alarmes, são reflexo da informação a ser adquirida em tempo real nas BCU dos SA.

3. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

3.1. ARQUITETURA ASA

A Figura 10 demonstra a constituição do sistema a controlar. O mesmo é constituído por dois armários (CA1.G1 e CA2.G1). Cada um dos armários estará associado a um armário de serviços auxiliares (CA1.E1 e CA2.E1), onde se encontram os equipamentos de potência a controlar e comandar.

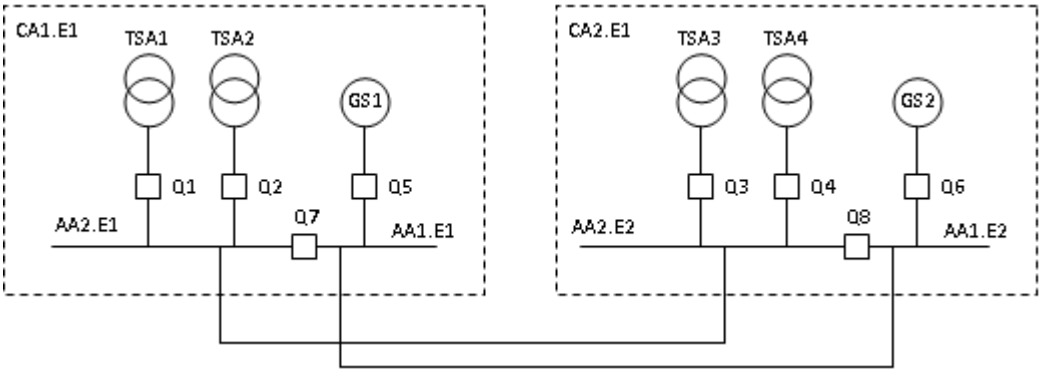


Figura 10 – Esquema Unifilar Serviços Auxiliares [14]

Os equipamentos de potência a controlar serão os interruptores das chegadas dos transformadores de potência Q1, Q2, Q3 e Q4, bem como os interruptores de ligação das

secções AA1(SE) e AA2(SNE) Q7 e Q8, e ainda os interruptores de chegada dos grupos de socorro Q5 e Q6.

Os aparelhos acima mencionados pertencem aos serviços auxiliares de corrente alternada que servem não só para alimentar equipamentos com alimentação AC, como já foi referido, mas também para alimentar retificadores que incorporam os serviços auxiliares de corrente contínua para alimentação de equipamentos em DC e para carregamento das baterias do sistema DC.

A automação do sistema DC não fez parte do âmbito do trabalho, contudo o esquema do Anexo A ajuda a contextualizar o trabalho. O esquema original dos anos noventa apresenta equipamentos desenhados a tracejado, esses mesmos equipamentos eram reserva à data de elaboração do desenho e alguns deles continuavam a sê-lo à data da elaboração deste projeto de automação dos serviços auxiliares AC. De referir que os equipamentos a controlar já existiam, mas não eram mecanizados nem automatizados, daí a necessidade deste trabalho.

3.2. ESPECIFICAÇÃO

O automatismo de serviços auxiliares, estará implementado em dois armários dedicados, designados por CA1:G1 e CA2.G1 e farão a gestão de fontes de modo a garantir a alimentação em corrente alternada minimizando o tempo de interrupção. Os armários CA1.G1 e CA2.G1 ficarão localizados respetivamente na Casa dos Serviços Auxiliares 1 na proximidade do Quadro CA1.E1 e na Casa de Serviços Auxiliares 2 na proximidade do Quadro CA2.E1.

A alimentação trifásica de baixa tensão em corrente alternada, será obtida a partir de dois transformadores de serviços auxiliares biberon (TSA1 e TSA2) ligados ao terciário (terceiro enrolamento do transformador, ilustrado na Figura 11) dos transformadores de potência 4 e 5 e mais dois transformadores biberon (TSA3 e TSA4) ligados também estes aos terciários dos autotransformadores 1 e 2. Assim, na fase final da subestação, poderão existir até quatro transformadores biberon sendo que dois deles ligarão ao barramento AA2 (barramento de serviços não essenciais) do Quadro CA1.E1 e os outros dois ligarão ao barramento AA2 (barramento de serviços não essenciais) do Quadro CA2.E1 através de interruptores motorizados.

Existirá uma alimentação de emergência a partir de 2 grupos geradores Diesel, denominados Grupos de Socorro, ligando respetivamente o Grupo 1 ao barramento AA1 (barramento de serviços essenciais) do quadro CA1.E1 e o Grupo 2 ao barramento AA1 do Quadro CA2.E1 através de interruptores motorizados.

Deste modo, a incidência das ações de comando e automatismo far-se-á exclusivamente sobre os aparelhos de corte (interruptores motorizados) colocados nas chegadas dos circuitos provenientes das fontes de energia de corrente alternada e sobre os aparelhos de interligação dos sectores AA1 e AA2 dos quadros de serviços auxiliares de corrente alternada.

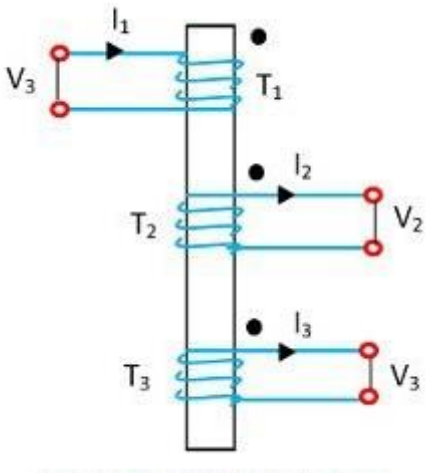


Figura 11 – Transformador de 3 enrolamentos

O automatismo a ser desenvolvido deverá ser capaz de executar as seguintes funções[14]:

- Comando e controlo dos interruptores:

As ordens de abertura e fecho dos interruptores bem como as de arranque e paragem de grupo serão impulsionais com duração de um segundo por forma a garantir que a ordem de comando é recebida pelos relés de interface e passada aos órgãos e dispositivos finais.

O sistema deve garantir que não existirão comandos simultâneos aos interruptores do QGCA, com exceção dos interruptores de interbarras Q7 e Q8, que devem ser tratados como um único aparelho podendo ser controlados em simultâneo não havendo qualquer conflito durante o fecho e abertura.

- Encravamentos entre interruptores:

Os seguintes encravamentos serão implementados por *software*, quer nos autómatos do ASA de Reserva quer nos do ASA Principal condicionando as manobras dos comandos manuais e automáticos. As equações de autorização de manobras (AM) dos interruptores dos quadros CA1.E1 e CA2.E1, interruptores Q1 a Q8, onde AV corresponde a aberto e válido, serão as seguintes:

AMQ1 = Q2AV & Q3AV & Q4AV

AMQ2 = Q1AV & Q3AV & Q4AV

AMQ3 = Q1AV & Q2AV & Q4AV

AMQ4 = Q1AV & Q2AV & Q3AV

AMQ5 = Q6AV & Q7AV & Q8AV

AMQ6 = Q5AV & Q7AV & Q8AV

AMQ7 = Q5AV & Q6AV

AMQ8 = Q5AV & Q6AV

O fecho do interruptor de chegada de transformador é permitido quando todos os outros interruptores de chegada de transformador estiverem abertos e válidos.

O fecho do interruptor de chegada de grupo é permitido quando todos os outros interruptores de chegada de grupo e os de interbarras estiverem abertos.

O fecho dos interruptores de interligação de sectores (longitudinal de barramento) só será autorizado se os interruptores de chegada de grupo estiverem abertos.

O arranque do grupo de socorro só é permitido caso os interruptores de interbarras estejam abertos e a sua paragem só é permitida caso o interruptor de chegada do grupo (Q5/Q6) esteja fechado. Só existirá um único pedido de arranque de grupo de socorro a partir do ASA. Será

o quadro de comando dos grupos de socorro, a selecionar se é o grupo 1 ou o 2 que irá arrancar.

- Abertura por falta de tensão

Na situação de falta de tensão nas linhas de chegada e nos barramentos de serviços essenciais e não essenciais e SNE por um período de cinco segundos, o automatismo fará a abertura de cada interruptor. As medidas deverão ter sinalizações duplas consideradas válidas se os seus estados estiverem complementares.

- Pesquisa de transformador

Este automatismo fará a seleção do transformador a repor após uma situação de presença de tensão, tendo em conta a escolha definida num comutador de prioridades que dá a escolher ao utilizador qual a fonte prioritária em caso de regresso de tensão. O comutador terá 4 posições, tantas como o número de fontes. Na ausência de condições de reposição por parte do transformador prioritário, o ASA fará a pesquisa sequencial pela ordem: TR1, TR2, TR3, TR4, TR1, etc., colocando em serviço o primeiro TSA que possua condições de reposição, posteriormente, caso existam condições de reposição do transformador prioritário, este será imediatamente reposto, após a abertura da entrada que não era prioritária.

A informação da posição deste comutador é adquirida em entradas digitais das unidades dos sistemas principal e de reserva instaladas nesse armário.

- Reposição de fonte de alimentação

Este automatismo faz a reposição de chegadas, quer provenientes de transformadores quer dos grupos de socorro desde que as condições de reposição e encravamento estejam satisfeitas.

- Arranque e paragem de grupo

Este módulo de automatismo faz o pedido de arranque e paragem do grupo de socorro por intermédio de ordens impulsionais a um relé biestável. Um contacto deste relé é adquirido pelo automatismo de grupo, externo ao equipamento de controlo a ser implementado, que executará de uma forma autónoma, as funções específicas do comando do grupo de socorro.

- Interligação de sectores

Este módulo tem a seu cargo o fecho dos interruptores entre sectores após a presença de tensão no barramento AA2, tendo em conta as condições de reposição e encravamento.

Para além das funções acima descritas, o automatismo deverá suportar os seguintes modos de funcionamento:

- Seleção Local /Distância

Será suportada em relé biestável instalado no armário CA1.G1. Este será comandado por botoneiras Local/Distância no CA1.G1, as quais atacam diretamente o biestável. Também será comandável através de botoneiras no CA2.G1, as quais atacam entradas digitais das unidades Principal e reserva. Via rede estas unidades divulgam os pedidos das botoneiras para as unidades do CA1.G1, as quais através de saídas digitais irão bascular o biestável para a posição pedida.

A sinalização do estado Local/Distância nas botoneiras respetivas será efetuada diretamente a partir do estado dado pelo biestável; nas botoneiras Local/Distância do armário CA2.G1 será efetuada diretamente de saídas do autómato (estado transmitido a esta unidade via rede respetiva). Os estados Local/Distância serão mostrados em todas as BCU e mostrados no posto de comando e controlo (PCC).

- Seleção Em Serviço/fora de serviço

Será efetuado através de comutador. Este comutador irá ativar entradas do sistema principal e de reserva apenas nas unidades instaladas no CA1.G1. A informação do sistema em serviço será mostrada localmente nas BCU (Armários CA1.G1 e CA2.G1) e no PCC via rede (para

o efeito o sistema de reserva deverá informar o sistema principal através de uma entrada digital).

A seleção de serviço/fora de serviço deverá ser efetuada quer na unidade do ASA de recurso do CA1.G1 quer na unidade do CA2.G1. A divulgação destes estados será efetuada a fio para as unidades localizadas no armário CA1.G1 e pela rede fibra ótica para as unidades localizadas no armário CA2.G1.

Este comando permite colocar ou retirar o ASA de serviço. Com o sistema fora de serviço as funções automáticas estarão descativadas, com exceção da abertura dos interruptores das chegadas dos transformadores e grupos por falta de tensão.

O Sistema que assume o Serviço faz *reset* a todos os defeitos que possam estar presentes.

O Sistema que se encontra em *standby* não executa quaisquer comandos.

Quando o sistema recupera de uma avaria se estiver selecionado “Em Serviço” através do comutador respetivo, assume o serviço.

- Seleção Manual/Automático

Será suportada em biestável instalado no armário CA1.G1. Este será comandado por botoneiras Manual/Automático no CA1.G1, as quais atacam diretamente o biestável. Também será comandável através de botoneiras no CA2.G1, as quais atacam entradas digitais das Unidades Principal e Reserva, via rede estas Unidades divulgam os pedidos das botoneiras para as Unidades do CA1.G1, as quais através de saídas digitais irão bascular o biestável para a posição pedida.

A sinalização do estado Manual/Automático nas botoneiras respetivas será efetuada diretamente a partir do estado dado pelo biestável, nas botoneiras Manual/Automático do armário CA2.G1 será efetuada diretamente de saídas do autómato (estado transmitido a esta unidade via rede respetiva). Os estados Manual/Automático serão mostrados em todas as BCU e mostrados no PCC.

Se ocorrerem condições de reposição de tensão, na situação de Manual, o ASA alertará o operador através da sinalização <QUER:MANOBRAR>.

A passagem de automático para manual só é possível em LOCAL. A passagem de EM SERVIÇO para FORA SERVIÇO acarreta automaticamente a passagem para MANUAL.

A seleção de manual/automático deverá ser efetuada quer na unidade do ASA de recurso do CA1.G1 quer na unidade do CA2.G1. A divulgação destes estados será efetuada a fio para as unidades localizadas no armário CA1.G1 e pela rede fibra ótica para as unidades localizadas no armário CA2.G1.

Para além do especificado em cima, era também requerido que as unidades de painel de CA1 e de CA2 fossem duplicadas e redundantes, ou seja, ambas as unidades de um mesmo painel deverão estar em qualquer momento disponíveis para entrar em serviço caso a unidade principal falhe.

4. DESCRIÇÃO DA SOLUÇÃO

4.1. ESCOLHA DE EQUIPAMENTOS

Os novos armários de controlo a serem instalados para a funcionalidade de controlo dos serviços auxiliares necessitavam de quatro controladores de painel com grande capacidade de entradas e saídas binárias (I/O) que fossem capazes de suportar 110VDC, com possibilidade de comunicação em protocolo IEC 61850[3] e com suporte de mensagens GOOSE[4]. O equipamento também deveria ser capaz de disponibilizar controlo local através de um ecrã e teclas funcionais.

Foi então escolhido um IED que cumprisse todos os requisitos, esse equipamento foi a BCU500 ilustrada na Figura 12 um equipamento todo de gama do *portfolio* EFACEC, uma unidade de controlo de painel.

---

[3] Protocolo *standard* baseado em Ethernet, atualmente estado da arte em automação de subestações [20]

[4] Protocolo pertencente ao IEC61850 que permite a partilha de informação entre IEDs. [21]

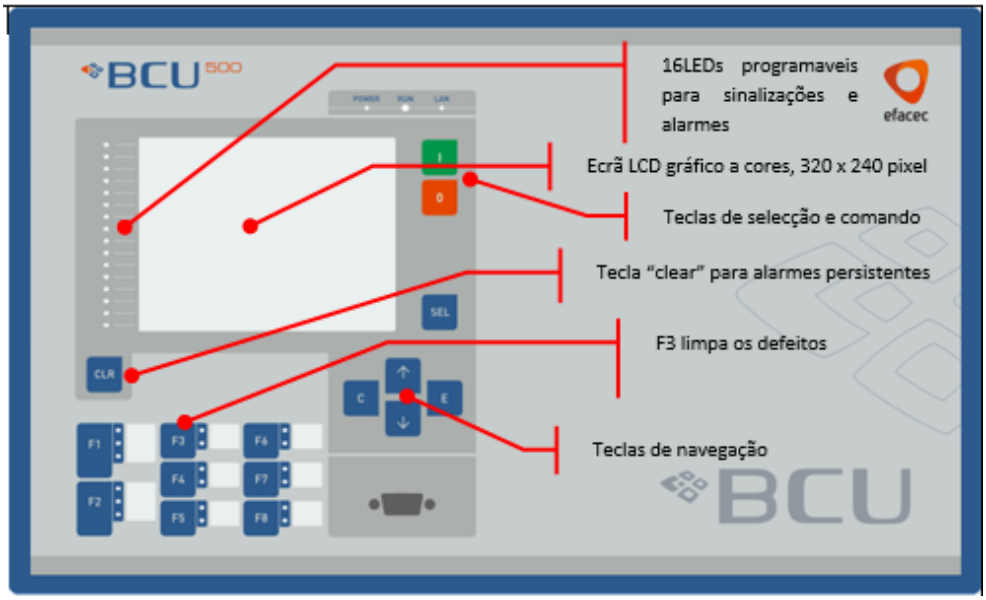


Figura 12 – Vista frontal BCU

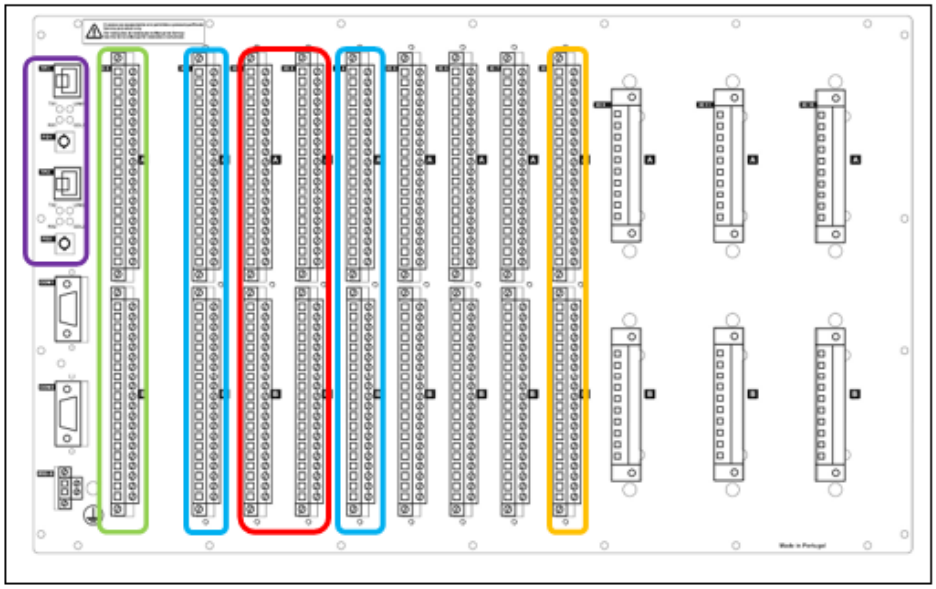


Figura 13 – Vista traseira BCU

Cada BCU contém:

- Uma carta de alimentação base (MAP8010);
- Duas cartas de entradas digitais (MAP8021);
- Duas cartas de saídas digitais (MAP8050);

- Uma carta processadora e de comunicações com 2 portas Ethernet e 2 em fibra (MAP8000);

- Uma carta de entradas analógicas DC (MAP8081).

As cartas MAP8010 têm 8 entradas digitais independentes com isolamento ótico, sendo a tensão de operação de cada entrada definida por meio de um *jumper* como referenciado na Tabela 1. Estas cartas contêm também 8 saídas digitais, uma das quais é sempre utilizada para sinalizar o *watchdog*[5] como pode ser confirmado na Figura 14. A alimentação da BCU é feita através de uma fonte de alimentação que converte a alimentação desta carta em +5V e +12V, para operação de todas as restantes cartas através do barramento (backplane).

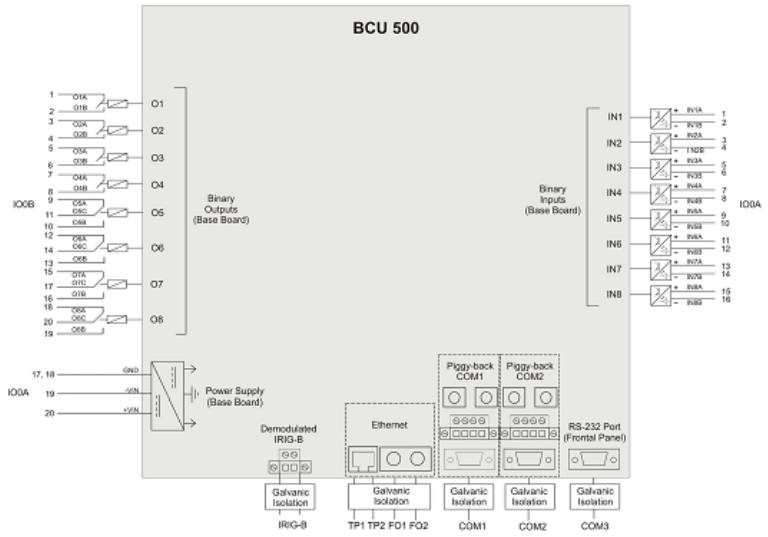


Figura 14 – Esquema MAP8000 e MAP8010

As cartas MAP8000, representadas também na Figura 14, são responsáveis por todo o processamento da BCU, contendo um processador principal de 32 bits e outro para processamento digital de sinal utilizado para as medidas. Cada carta contém 2 portas *Ethernet* fibra (MTRJ) e 2 portas *Ethernet* cobre (RJ45) redundantes. Estas cartas também podem adquirir sinalizações através de comunicação série de outros dispositivos através de RS232, RS485 e fibra (apenas 2 portas disponíveis).

---

[5] Termo utilizado para descrever o contacto auxiliar que muda de estado em caso de autodiagnostico de mau funcionamento do equipamento.

As cartas MAP8021 têm 32 entradas digitais isoladas opticamente, agrupadas em 4 grupos de 8 entradas como se pode verificar através no esquema da Figura 15. A tensão de entrada de cada grupo de 8 entradas é configurável através de um *jumper*, no caso, todas as entradas estão configuradas para 110VDC. As configurações possíveis podem ser consultadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Tensões de Operação para Entradas Binarias

Tensão Entrada	Gama Tensão	Limite Tensão	*Jumper*	Consumo
24V	DC.:19 – 138 V	19V ± 10%	A	<0.05W(1.5mA)
48V	DC.:30 – 120 V	30V ± 10%	B	<0.1W(1.5mA)
110/125V	DC.:80 – 220 V	80V ± 10%	C	<0.2W(1.5mA)
220/250V	DC.:150 – 300 V	150V ± 10%	D	<0.4W(1.5mA)

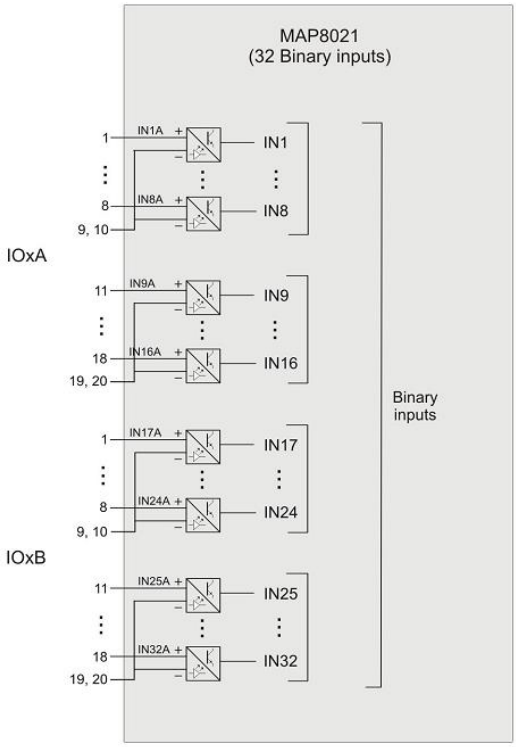


Figura 15 – Esquema MAP8021

As cartas MAP8050 têm 16 saídas digitais baseadas em relés, e uma fonte de alimentação auxiliar no caso de mais de 32 saídas digitais por BCU como exemplifica a Figura 16. Das 16 saídas, 4 são biestáveis dando a possibilidade de escolha de contactos normalmente abertos ou normalmente fechados.

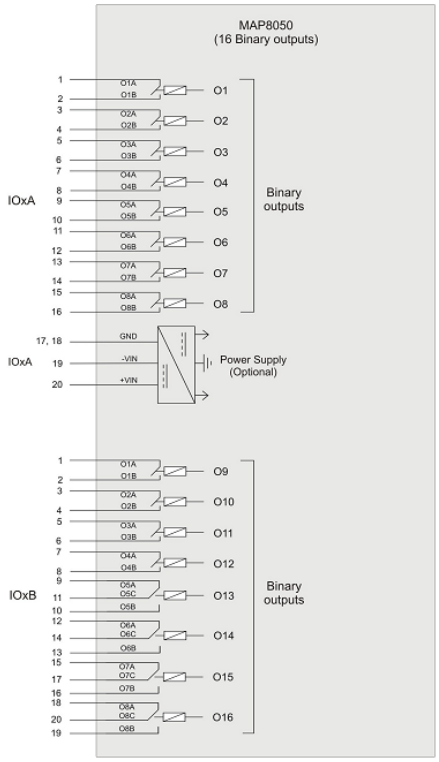


Figura 16 – Esquema MAP8050

As cartas MAP8081 têm 8 entradas DC independentes como pode ser verificado na Figura 17, e são utilizadas para adquirir medidas de conversores. Cada uma das entradas pode ser programada independentemente através de *dip-switch* e/ou *software* de configuração. Estas cartas são equipadas com isolamento, filtragem analógica e conversores A/D de elevada resolução.

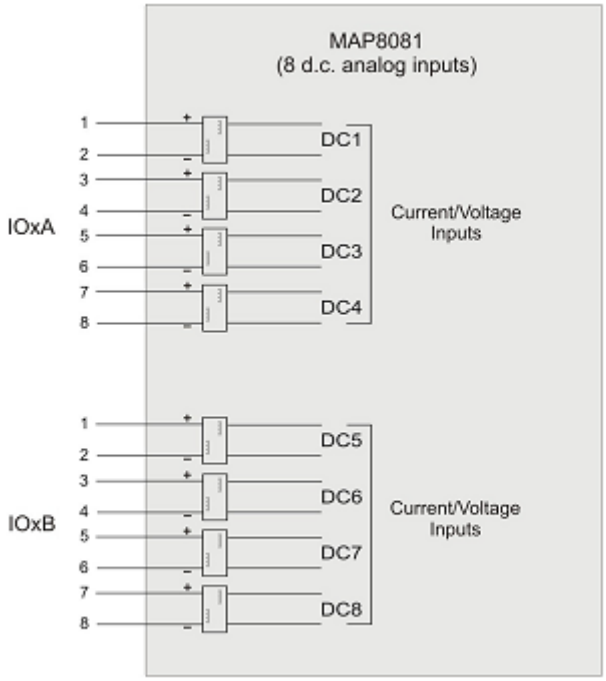


Figura 17 – Esquema MAP8081

O *Human-Machine Interface* (HMI) local é disponibilizado também por este equipamento, que dispõe de ecrã policromático de grandes dimensões, com até 4 páginas navegáveis, que permitem a representação do esquema unifilar, de medidas, de entidades de diagnóstico das redes de Petri e da regulação de tensão. Disponibiliza ainda 8 teclas funcionais configuráveis e 16 LEDs associados a indicações de alarmes ou defeitos como visualizado na Figura 12.

.

4.2. SOLUÇÃO REDUNDÂNCIA

Por forma a cumprir com o requisito de que os controladores de painel fossem redundantes, foi utilizada uma solução inovadora com tais equipamentos. Os equipamentos, como o próprio nome indica, foram desenvolvidos como unidades de painel e para serem utilizados de forma isolada, não como unidades principais/secundárias. Foram analisadas várias soluções possíveis, das quais foi selecionada a exemplificada na Figura 18.

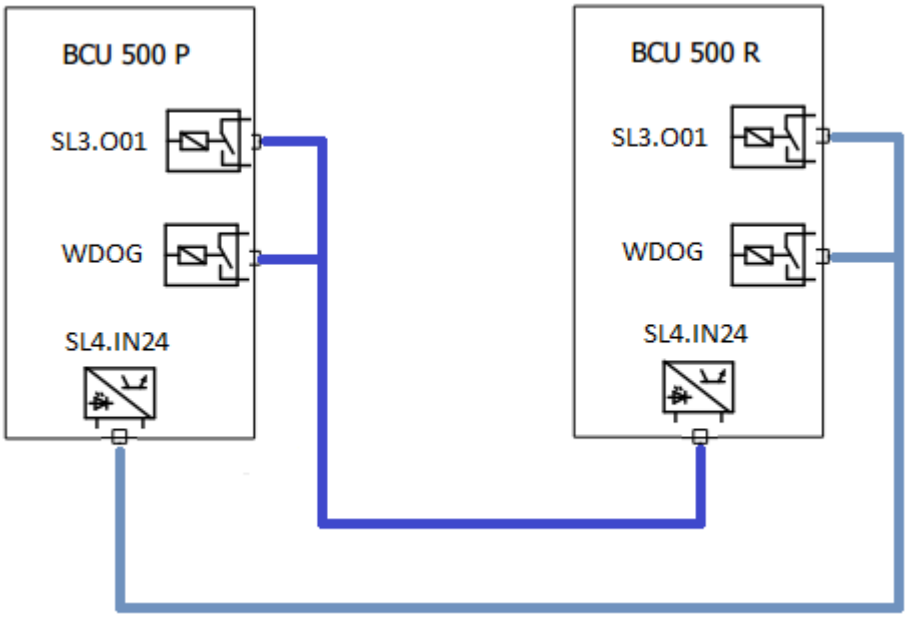


Figura 18 – Redundância física BCU

É utilizado um contacto normalmente fechado (NC) de *watchdog* em série com um segundo contacto NC configurável para sinalizar à outra unidade, que recebe o sinal na entrada 24, que a primeira é a unidade prioritário/principal. A redundância é do tipo *Online-Hot Standby*, o que implica que em caso de falha da unidade principal, a redundante assume o controlo. Em caso de avaria da primeira unidade, o contacto de *watchdog* deixa de ficar atuado e por sua vez a entrada 24 da outra unidade também. Nesta situação a unidade que deixa de ter a entrada 24 atuada assume a liderança, passando a executar o automatismo principal e as ações necessárias ao controlo do sistema. No momento de arranque, na BCU principal, o automatismo de gestão de redundância está configurado com um temporizador mais curto que o da BCU redundante por forma a atuar o contacto que por sua vez indica à BCU redundante através da entrada 24.

4.3. PROBLEMAS CAUSADOS PELA REDUNDÂNCIA

Ao desenvolver a funcionalidade de redundância entre equipamentos, criou-se outro problema. Quando ambas as unidades do painel CA1 estão a comunicar simultaneamente para o sistema SCADA através da rede Ethernet, como demonstra a Figura 19, está a ser recebida no SCADA informação duplicada. Neste caso como decide o sistema qual a correta informação a apresentar ao operador?

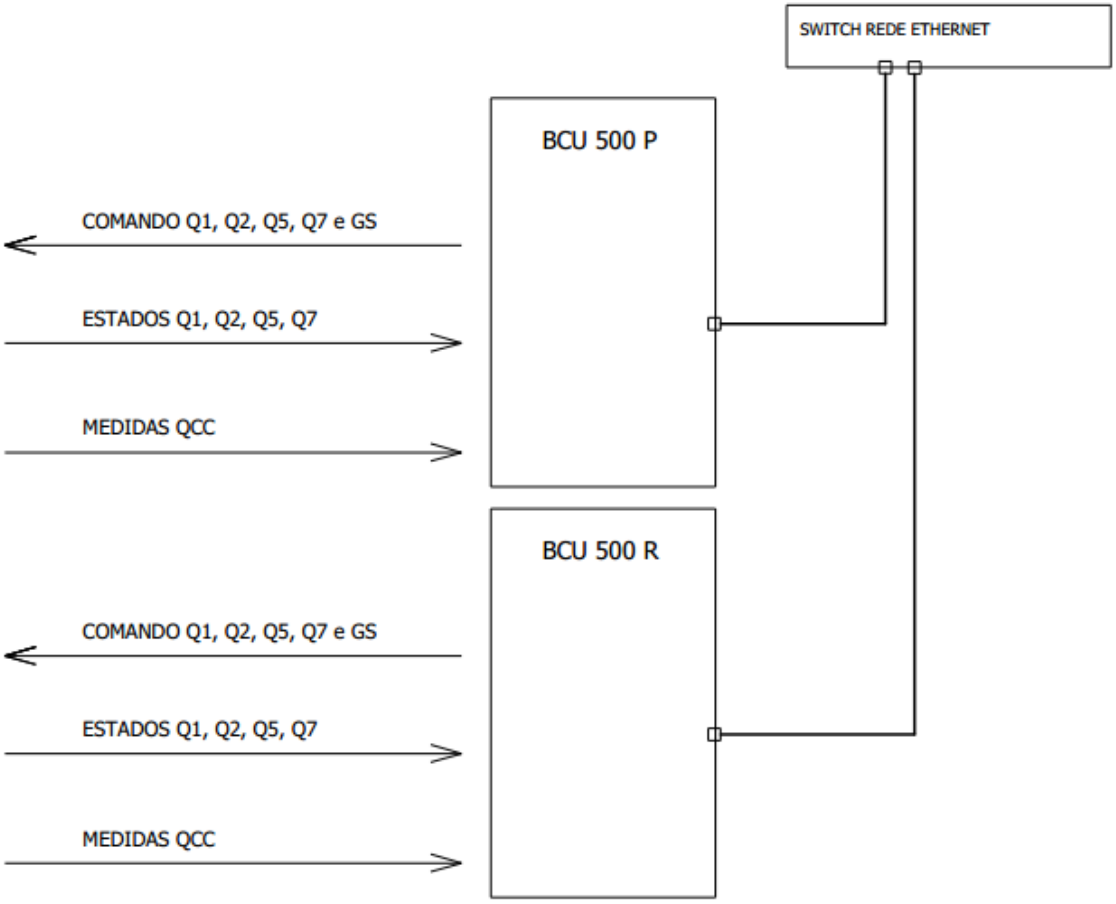


Figura 19 – Redundância comunicações BCU

Por forma a dar resposta à duplicação das unidades a nível de comunicações horizontais e verticais, foi necessário desenvolver um algoritmo ao nível do centro de comando local, que analisasse qual das BCU se encontra ativa escolhendo depois as informações provenientes dessa mesma unidade e descartando as informações provenientes da segunda unidade. A sinalização que identifica qual das BCU está ativa, é enviada pelas próprias unidades. Este algoritmo foi implementado em programação IEC61131-3.[15]

4.4. IMPLEMENTAÇÃO DO AUTOMATISMO ASA

O desenvolvimento do automatismo que permitisse controlar o ASA, teve como base as redes de Petri entregues pela REN juntamente com a especificação técnica.[14]

Foram entregues no total catorze redes de Petri que regem o funcionamento do automatismo de acordo com as condicionantes e que indicam a reação do mesmo às alterações em tempo real do sistema a controlar. Todas as redes que podem ser consultadas no Anexo D e são as seguintes:

- Rede TR1

Responsável pela execução das ordens de abertura e fecho do interruptor Q1 que permite a alimentação dos barramentos através do TSA1.

- Rede TR2

Responsável pela execução das ordens de abertura e fecho do interruptor Q2 que permite a alimentação dos barramentos através do TSA2.

- Rede TR3

Responsável pela execução das ordens de abertura e fecho do interruptor Q3 que permite a alimentação dos barramentos através do TSA3.

- Rede TR4

Responsável pela execução das ordens de abertura e fecho do interruptor Q4 que permite a alimentação dos barramentos através do TSA4.

- Rede Arranca Grupo

Responsável pela execução da ordem de arranque e início de marcha do grupo de socorro.

- Rede Chegada Grupo

Responsável pela execução das ordens de abertura e fecho dos interruptores Q5 e Q6 que permitem a alimentação dos barramentos através dos grupos de socorro 1 ou 2.

- Rede Para Grupo

Responsável pela execução da ordem de paragem de marcha do grupo de socorro.

- Rede Vigia Estados 1

Responsável pela deteção de interruptores em estado inválido com estados de aberto e fechados simultaneamente.

- Rede Vigia Estados 2

Responsável pela deteção de interruptores em estado inválido com estados de não aberto e não fechados simultaneamente.

- Rede Seleciona Fonte

Responsável pela gestão e atribuição de permissões de manobra das restantes redes mencionadas anteriormente, para que não haja manobram de redes distintas em simultâneo.

- Rede Automático/Manual

Responsável pela autorização da passagem do sistema de manual para automático.

- Rede Vigia Medidas

Responsável pela verificação de discrepâncias entre estados de interruptores e valores medidas associadas espectáveis.

- Rede Abrir Barras

Responsável pela execução das ordens de abertura dos interruptores Q7 e Q8 que permitem o isolamento dos barramentos AA1 e AA2.

- Rede Liga Barramentos

Responsável pela execução das ordens de fecho dos interruptores Q7 e Q8 que permitem a interligação dos barramentos AA1 e AA2.

Irá ser usada a Figura 20 para explicar o funcionamento em detalhe da uma das redes mais complexas do sistema, a rede de gestão das chegadas/transformadores, neste caso em particular TR1.

Esta rede é processada como uma máquina de estados, processando e transitando 9 estados distintos, com o intuito de abrir ou fechar Q1 dependendo das situações. No primeiro estado, zero, as sinalizações de defeitos e de pedido de autorização para manobrar, à rede "seleciona fonte", são colocadas ao valor lógico zero. A condição para a passagem ao estado um é denominada de condição de reposição, e espera que exista tensão normal[6] no transformador que estamos a verificar (TR1), que não exista tensão nos barramentos não essenciais (AA2), que o interruptor do transformador esteja aberto (Q1), que não exista pedido de ensaio do grupo de socorro, que o comutador de prioridades esteja selecionado para o TR1 ou se estiver selecionado para outro qualquer transformador, esse mesmo transformador não pode ter

[6] Tensão normal indica que existe tensão no circuito e que a sequência de fases está correta.

tensão normal, e ainda os interruptores interbarras devem estar abertos ou os barramentos dos essenciais não terem tensão.

No estado um, aguarda-se 5 segundos para a passagem para o estado seguinte, ou 3 segundos apenas se a prioridade selecionada for o próprio transformador. A qualquer momento no estado um se a condição de reposição for perdida, a rede volta ao estado zero de novo.

No estado dois, é gerado um pedido de autorização à rede "seleciona fonte", onde fica à espera atribuição do mesmo. Caso seja perdida a condição de reposição a rede volta ao estado zero, caso o interruptor Q1 esteja fechado, o sistema avança para o estado três, ou caso a autorização seja recebida para manobra do Q1 o sistema avança para o estado sete.

No estado três o pedido de autorização é limpo e se o Q1 estiver aberto a rede passa ao estado inicial. Para abrir Q1 é necessário que a condição de abertura seja verificada, onde é necessário que exista tensão normal nos barramentos não essenciais e Q1 esteja fechado, que esteja selecionada uma prioridade de um transformador que possua tensão normal ou que exista condição de tensão zero[7] (barramento AA2 e transformador sem tensão) ou que exista um pedido de ensaio do grupo de socorro. Após verificada a condição de abertura, o sistema passa para o estado quatro.

No estado quatro, caso a condição de abertura não seja mantida a rede regressa ao estado três, caso Q1 esteja aberto a rede volta à condição inicial, caso contrário aguarda 5 segundos e avança para o estado cinco.

No estado cinco efetua um pedido de autorização de manobra de Q1, caso a condição de abertura não seja mantida a rede regressa ao estado três, caso Q1 esteja aberto a rede volta à condição inicial. Caso o pedido de manobra seja concedido o sistema avança para o estado seis.

No estado seis é executada a ordem de abertura de Q1, em caso de abertura com sucesso, o sistema regressa ao estado inicial, caso não abra passados 5 segundos o sistema passa ao estado nove.

---

[7] Tensão zero indica falta de tensão no circuito

No estado sete é executada a ordem de fecho de Q1e em caso de fecho bem-sucedido, mas não existir tensão passados 5 segundos, o sistema passa ao estado oito. Se existir tensão normal passados 5 segundos de Q1 ter fechado, o sistema regressa ao estado três. Caso nenhuma das hipóteses anteriores se verifique, o sistema avança para o estado nove.

Os estados oito e nove são estados que assinalam defeitos, para o caso de serem executados comandos, mas não ter chegado uma resposta a indicar a posição esperada do equipamento. O sistema só sai destes dois estados no caso de ser pressionada a tecla de limpar defeitos, regressando assim ao estado zero.

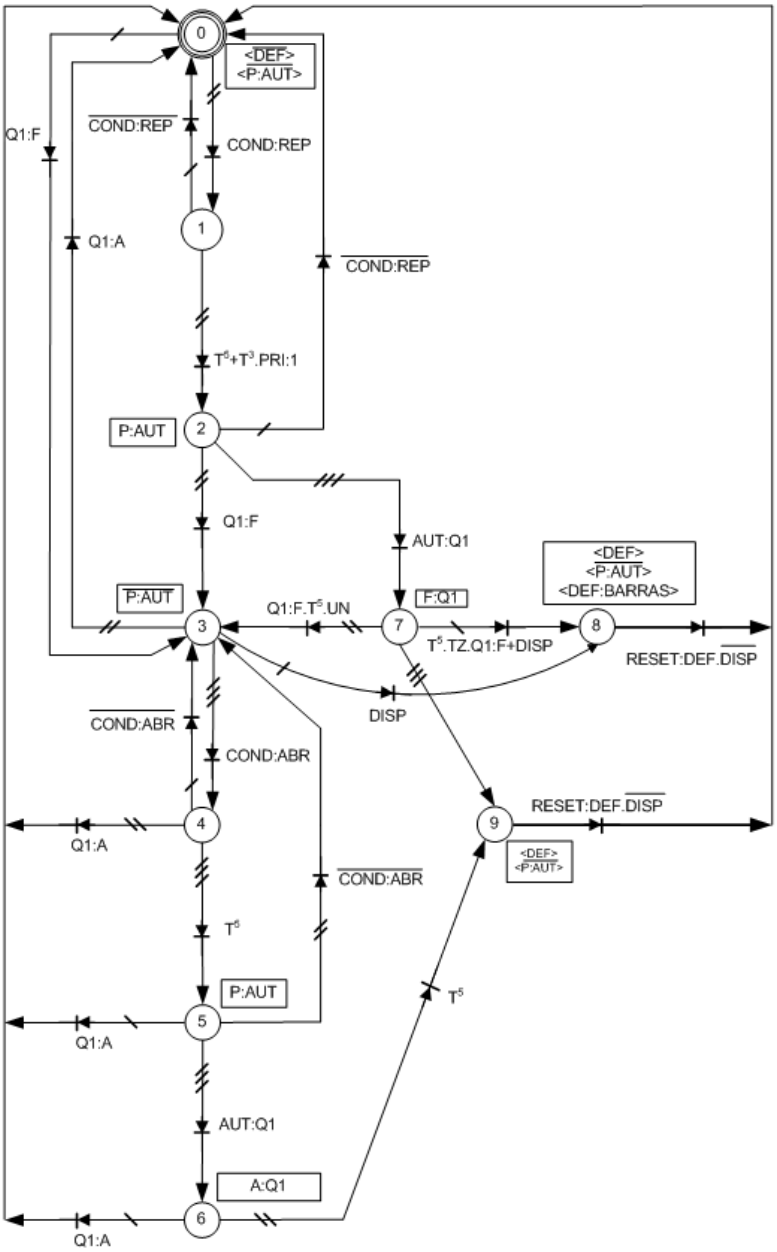


Figura 20 – Rede Petri Chegadas TR1

A Figura 21 representa a rede responsável pelo arranque dos grupos *diesel* de socorro GS1 e GS2. Apesar de existirem 2 grupos de socorro, o automatismo está desenhado para comandar apenas um, existindo externamente uma caixa de seleção prioritária que toma a decisão sobre qual grupo arrancar após receber esse comando/indicação desta rede.

No estado zero aguarda-se que a condição de arranque seja atingida, que contempla falta de tensão em ambos os barramentos essenciais e não essenciais de CA1 e CA2, juntamente a os grupos de socorro parados, não existir nenhum defeito nos grupos e os interbarras estarem abertos. Atingida essa condição a rede avança para o estado um.

No estado um aguarda-se 10 segundos para a passagem para o estado seguinte. A qualquer momento no estado um se a condição de arranque for perdida, a rede volta ao estado zero de novo.

No estado dois, é gerado um pedido de autorização à rede "seleciona fonte" onde fica à espera atribuição do mesmo. Caso seja perdida a condição de arranque a rede volta ao estado zero, caso o grupo de socorro entre em marcha e exista tensão no mesmo o sistema regressa ao estado zero, ou caso o sistema receba a autorização o sistema avança para o estado três.

No estado três é executada a ordem de arranque do grupo de socorro, em caso de arranque com sucesso, recebendo a indicação de marcha e de tensão num dos grupos, o sistema regressa ao estado inicial, caso essas informações não sejam recebidas em 50 segundos, o sistema passa ao estado quatro.

No estado quatro o sistema assinala defeitos, cancela o pedido de autorização para manobrar e aguarda por uma aceitação por parte do operador dos defeitos para voltar ao estado zero. Essa aceitação é efetuada através de um comando manual no HMI da BCU chamado de *reset* defeitos.

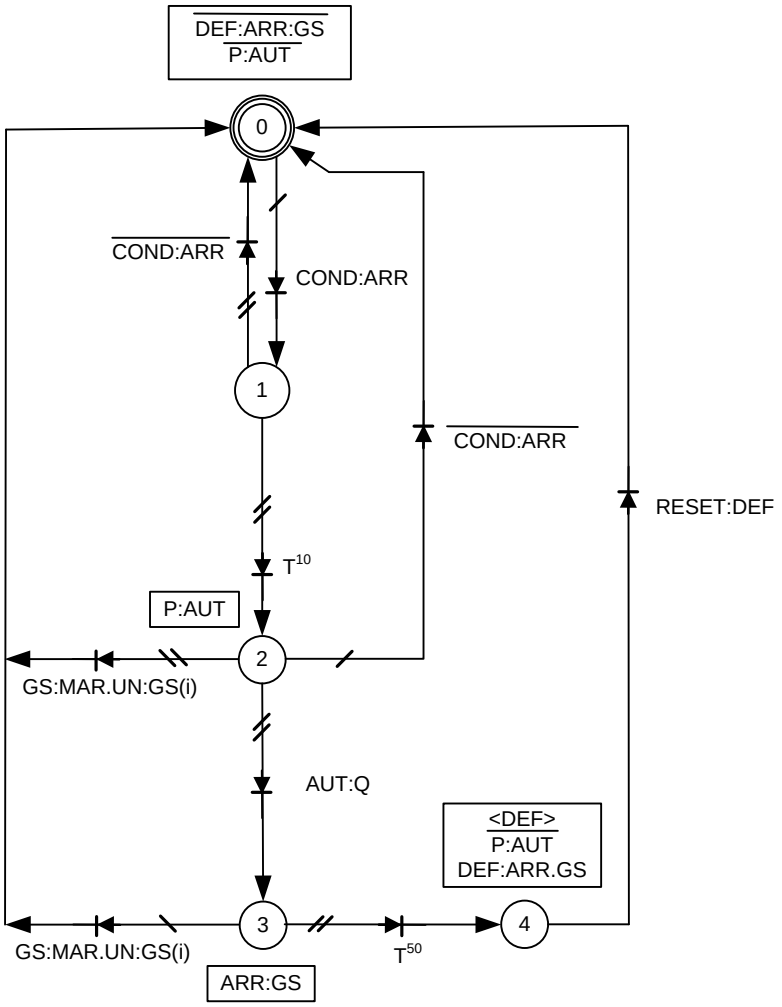


Figura 21 – Rede Arranca Grupo

A Figura 22 representa a rede responsável pela paragem dos grupos de socorro GS1 e GS2. Mais uma vez, apesar de existirem dois grupos de socorro, o automatismo está desenhado para comandar apenas um, existindo externamente uma caixa de seleção prioritária que toma a decisão sobre o grupo a parar, mediante o comando/indicação desta rede.

No estado zero aguarda-se que a condição de paragem seja atingida, que prevê a tensão normal em AA2, juntamente com tensão normal numa das chegadas de transformador, bem como o grupo de socorro estar ainda em marcha e não existir nenhum defeito nos interbarras. Atingida essa condição a rede avança para o estado um.

No estado um aguarda-se 5 segundos para a passagem para o estado seguinte. A qualquer momento no estado um, se a condição de paragem for perdida, a rede volta ao estado zero de novo.

No estado dois, é gerado um pedido de autorização à rede “seleciona fonte” onde fica à espera atribuição do mesmo. Caso seja perdida a condição de paragem a rede volta ao estado zero, ou caso o sistema receba a autorização o sistema avança para o estado três.

No estado três é executada a ordem de paragem do grupo de socorro, em caso de paragem com sucesso, recebendo a indicação de fim de marcha, o sistema regressa ao estado inicial, ou avança para o estado quatro caso deixe de existir tensão no grupo de socorro, caso nenhuma das condições anteriores seja atingida em menos de 90 segundos, o sistema passa ao estado cinco.

No estado quatro o sistema cancela o pedido de autorização, aguarda pela sinalização de fim de marcha dos grupos para voltar ao estado zero, ou ao fim de 300 segundos evolui para o estado cinco.

No estado cinco o sistema assinala defeitos, cancela o pedido de autorização para manobrar e aguarda por uma aceitação por parte do operador dos defeitos para voltar ao estado zero. Essa aceitação é efetuada através de um comando manual no HMI da BCU chamado de *reset* defeitos.

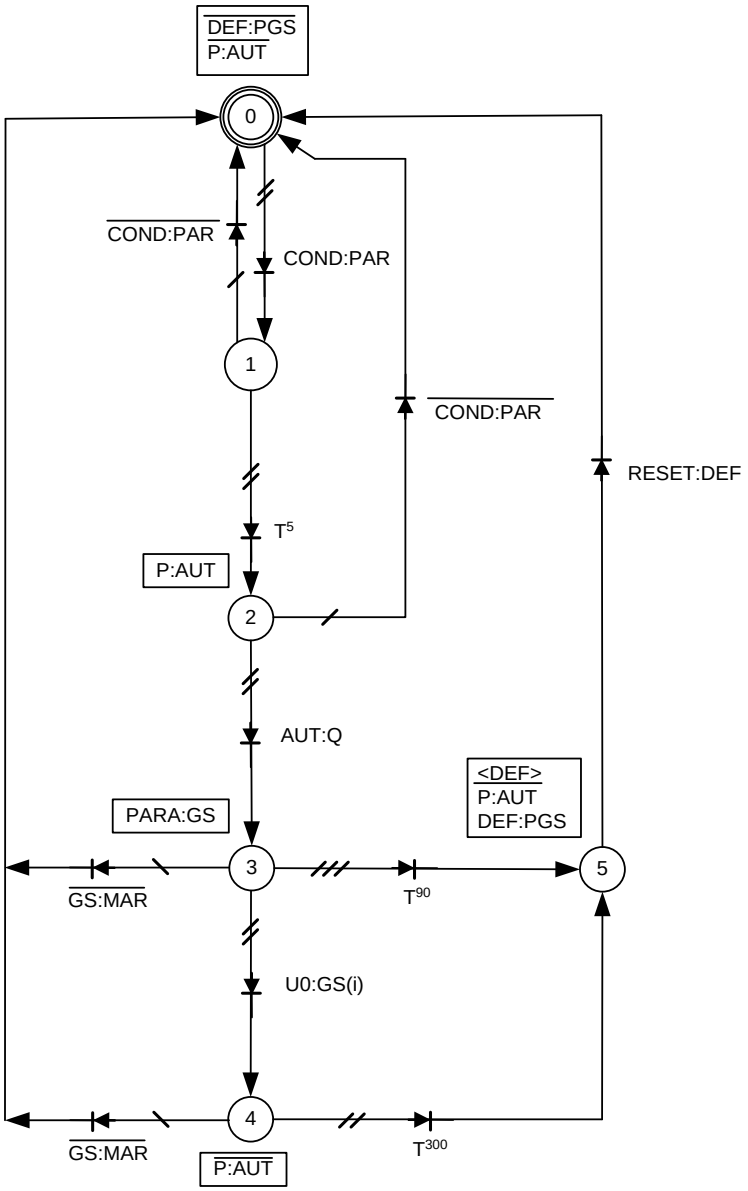


Figura 22 – Rede Para Grupo

A Figura 23 representa a rede responsável pela sinalização de defeito de estados quando os aparelhos monitorizados se encontram simultaneamente não abertos e não fechados. Essa condição é suficiente para a rede avançar do estado zero para o estado um.

No estado um, caso o estado de falha deixe de se verificar a rede volta ao estado inicial, caso contrário ao fim de 2 segundos avança para a o estado dois.

No estado dois é assinalado o defeito de estados, sinalizando na BCU e no sistema HMI. Só depois do estado de falha ser eliminado e o operador aceitar o defeito com a tecla *reset* defeitos, a rede volta ao estado inicial zero.

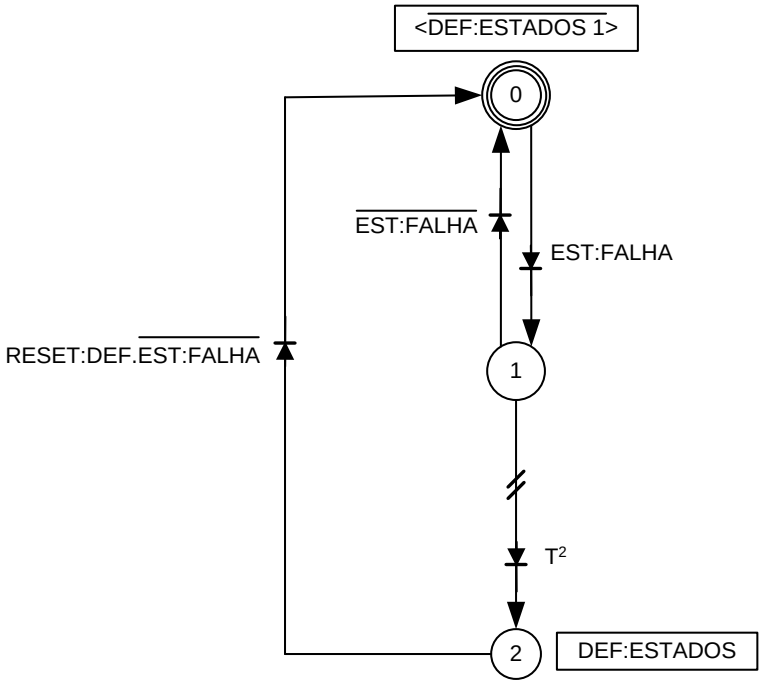


Figura 23 – Rede Vigia Estados 2

A Figura 23 representa a rede responsável pela sinalização de defeito de estados quando os aparelhos monitorizados se encontram simultaneamente abertos e fechados. Uma rede muito semelhante à rede vigia estados 2. Essa condição é suficiente para o a rede avançar do estado zero para o estado um.

No estado um, caso o estado de falha deixe de se verificar a rede volta ao estado inicial, caso contrário ao fim de 2 segundos avança para a o estado dois.

No estado dois é assinalado o defeito de estados, sinalizando na BCU e no sistema HMI. Só depois do estado de falha ser eliminado e o operador aceitar o defeito com a tecla *reset* defeitos, a rede volta ao estado inicial zero.

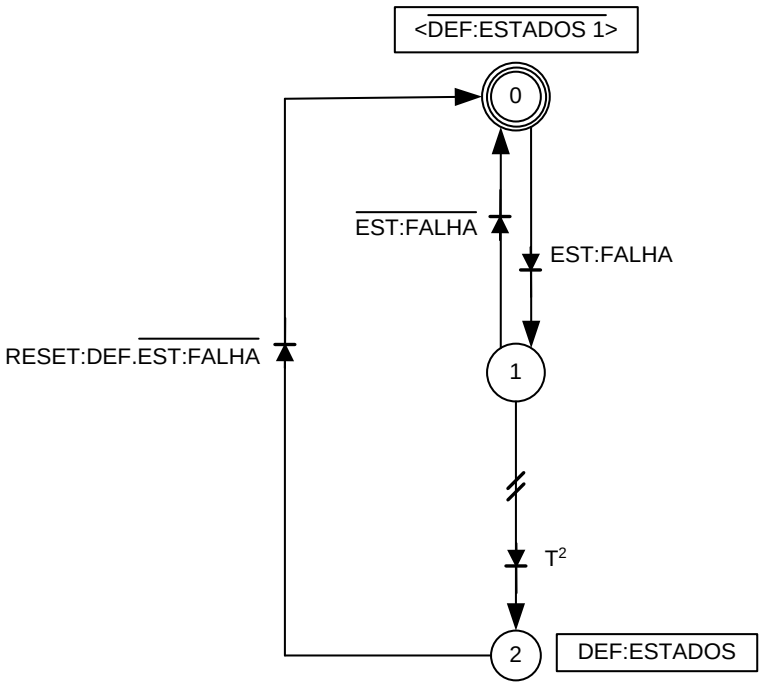


Figura 24 – Rede Vigia Estados 1

A Figura 25 representa a rede responsável pela seleção do modo de funcionamento do automatismo completo. É responsável pela seleção de manual ou automático, sendo que em automático as restantes redes processam a informação e executam ações, enquanto em manual o automatismo é descativado deixando a operação exclusivamente aos operadores.

A condição de automático necessária para a rede avançar para o estado um, analisa a sinalização automático bem como a ausência de defeitos de estados 2 e de barras.

No estado um, caso a condição automático deixe de existir, o sistema retoma ao ponto inicial, caso contrário aguarda 5 segundos e avança para o estado dois.

No estado dois o sistema sinaliza automático, começando então o processamento de todas as redes. A qualquer momento se a condição deixar de existir, o sistema regressa ao estado zero. Para a condição de automático deixar de estar presente é necessário apensa que o operador selecione na botoneira o estado de manual.

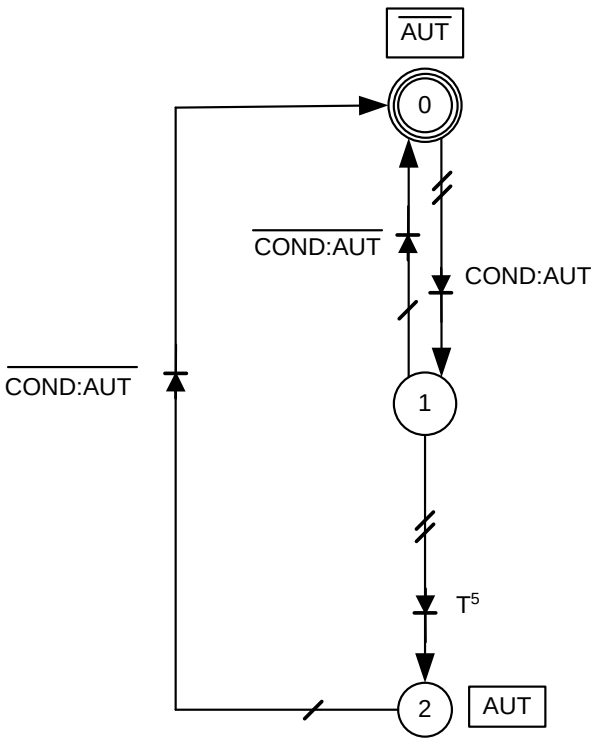


Figura 25 – Rede Automático/Manual

A Figura 26 representa a rede responsável pela supervisão das medidas relativamente aos estados dos equipamentos. Como exemplo, se existe indicação de tensão na chegada do transformador TR1, o aparelho Q1 tem obrigatoriamente de estar fechado. Se os estados mencionados anteriormente estiverem discrepantes, esta rede é responsável por assinalar defeito de medidas por forma a avisar o operador que existe uma situação anómala.

A rede avança para o estado um se existir discrepância de medidas, como é o caso quando um disjuntor das chegadas está fechado e existe indicação de falta de tensão no transformador, mas existe informação de tensão em AA2, ou existe tensão no transformador e não em AA2. Existem inumeras combinações que geram discrepância de medidas, todas elas fazem a rede avançar para o estado um.

No estado um o sistema aguarda 3 segundos antes de avançar para o estado 2 ou caso perca a condição de discrepância de medidas regressa ao estado zero.

No estado dois, a rede sinaliza defeito de medidas na BCU e no HMI do posto de comando local, defeito esse que pode ser limpo através do comando *reset* defeitos, mas que só será

limpo caso não se encontre a condição de discrepância de medidas ativa. Assim que o defeito se encontrar limpo, a rede regressa ao estado zero.

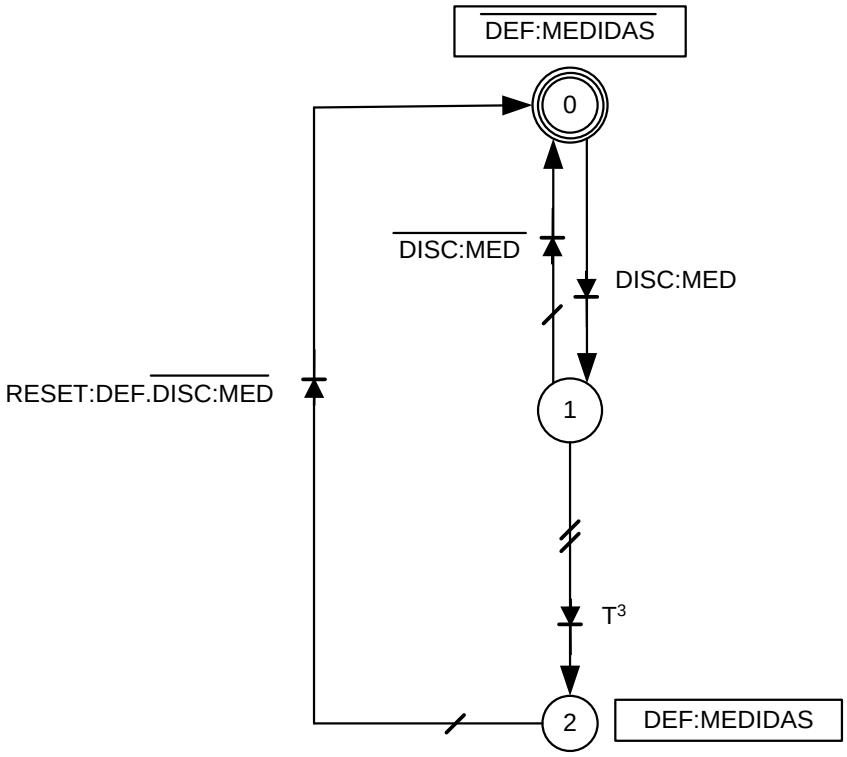


Figura 26 – Rede Vigia Medidas

A Figura 27 representa a rede responsável pela abertura dos interbarras em CA1 e CA2 simultaneamente.

No estado zero aguarda-se que a condição de abertura seja atingida, que prevê a tensão zero em AA1 e AA2, bem como Q7 e Q8 fechados. Atingida essa condição a rede avança para o estado um.

No estado um aguarda-se 20 segundos para a passagem para o estado seguinte, dois. A qualquer momento no estado um se a condição de abertura for perdida, a rede volta ao estado zero.

No estado dois, é gerado um pedido de autorização à rede "seleciona fonte" onde fica à espera atribuição do mesmo. Caso seja perdida a condição de abertura a rede volta ao estado

zero, caso A7 e Q8 abram, a rede regressa ao estado zero também, ou caso o sistema receba a autorização o sistema avança para o estado três.

No estado três é executada a ordem de abertura de Q7 e Q8, em caso de abertura com sucesso, recebendo a indicação A7 e Q8 abertos o sistema regressa ao estado inicial, ou avança para o estado quatro caso após 5 segundos não aparecer a sinalização de Q7 e Q8 abertos.

No estado quatro o sistema cancela o pedido de autorização, e sinaliza defeito de barras. A condição para retornar ao estado zero é existir o comando de *reset* defeitos por parte do operador.

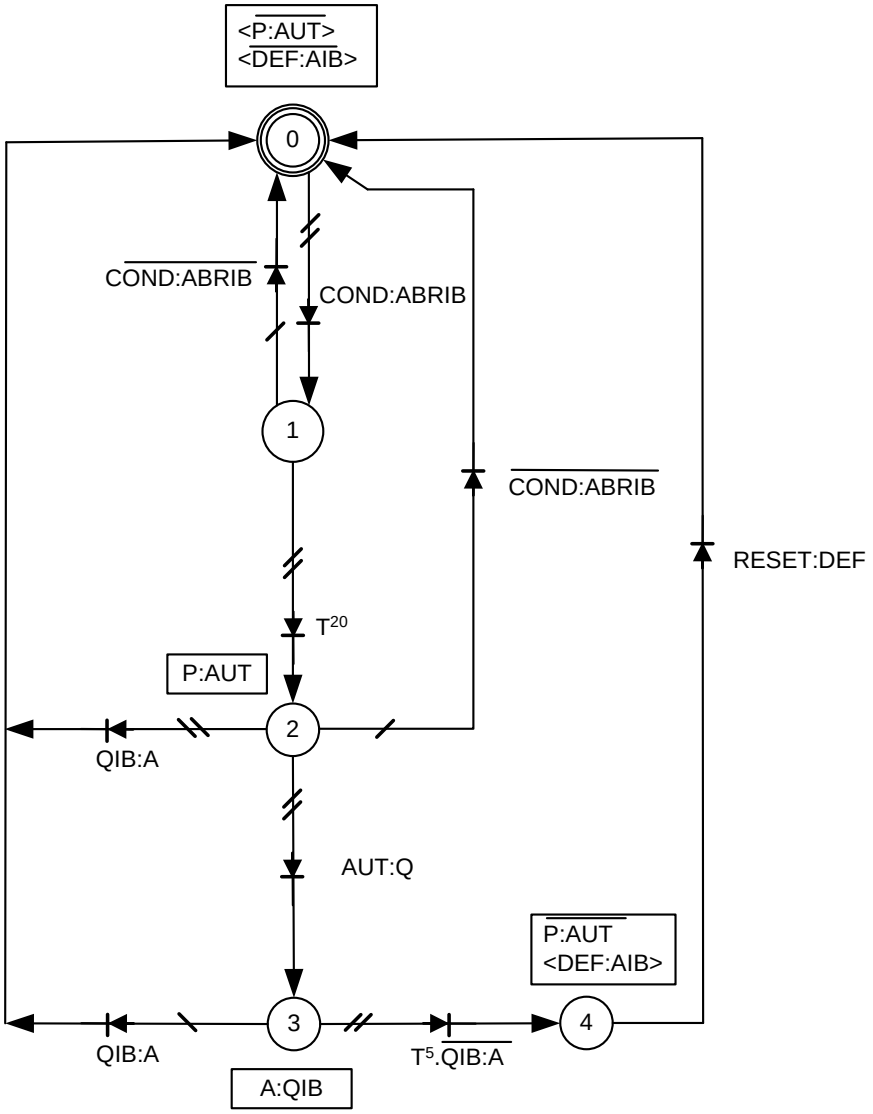


Figura 27 – Rede Abre Barras

A Figura 28 representa a rede responsável pelo acoplamento dos interbarras em CA1 e CA2 simultaneamente.

No estado zero aguarda-se que a condição de fecho seja atingida, que prevê a tensão normal em AA2 e tensão zero em AA1, bem como Q5, Q6, Q7 e Q8 abertos. Atingida essa condição a rede avança para o estado um.

No estado um aguarda-se 10 segundos para a passagem para o estado seguinte, dois. A qualquer momento no estado um se a condição de fecho dos barramentos for perdida, a rede volta ao estado zero.

No estado dois, é gerado um pedido de autorização à rede "seleciona fonte" onde fica à espera atribuição do mesmo. Caso seja perdida a condição de fecho a rede volta ao estado zero. Assim que o sistema receba a autorização o sistema avança para o estado três.

No estado três é executada a ordem de fecho de Q7 e Q8. Em caso de fecho com sucesso, recebendo a indicação Q7 e Q8 fechados, mas não existir sinalização de tensão normal em AA1 e AA2 dentro de 5 segundos, o sistema avança para o estado cinco. Caso Q7 e Q8 fechem com sucesso e existir tensão em AA1 e AA2, a rede regressa ao estado zero. Se passarem 5 segundos e não existir fecho com sucesso dos aparelhos, então a rede progride para o estado quatro.

No estado quatro a rede assinala defeito de interbarras e cancela o pedido de autorização. A condição para retornar ao estado zero é existir o comando de *reset* defeitos por parte do operador.

No estado cinco o sistema cancela o pedido de autorização, e sinaliza defeito de barras e defeito de interbarras. A condição para retornar ao estado zero é existir o comando de *reset* defeitos por parte do operador.

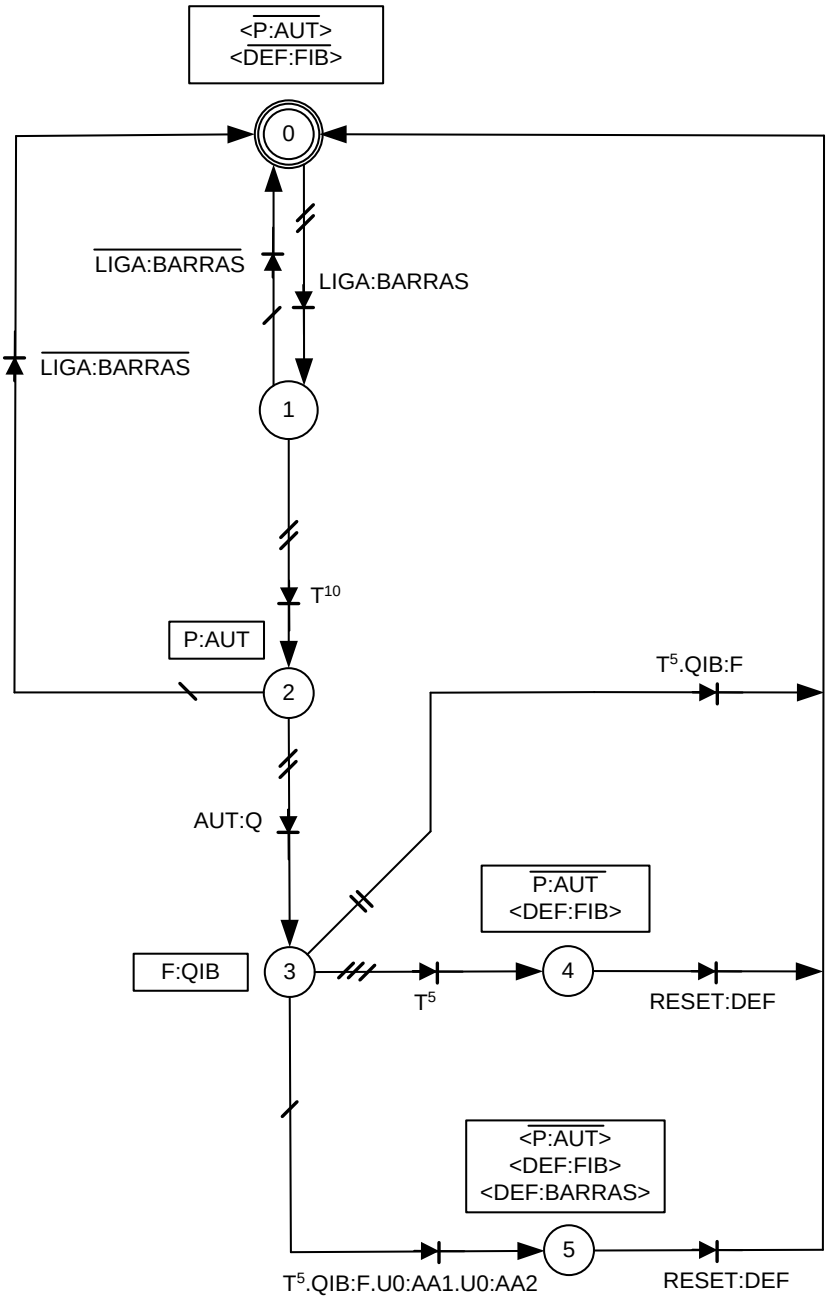


Figura 28 – Rede Liga Barramentos

A Figura 29 representa a rede que gere as permissões de todas as redes com influência nas ordens dos interruptores Q1 a Q8. Esta rede tem apenas 3 estados, mas é essencial para que não existam manobras em simultâneo e evitar a concorrência de redes distintas.

No estado zero a rede começa por negar todas as autorizações e informação de manobra. Se existir um pedido de autorização de qualquer uma das redes “liga” a mesma evolui para o estado um.

No estado um em caso de não haver uma autorização pendente, é dada a informação de que uma rede quer manobrar. Caso seja perdido o pedido de autorização a rede regressa ao estado zero, caso contrário aguarda 5 segundos com o sistema em automático avança para o estado dois.

No estado dois, o sistema concede autorização à rede que efetuou o pedido voltando ao estado inicial.

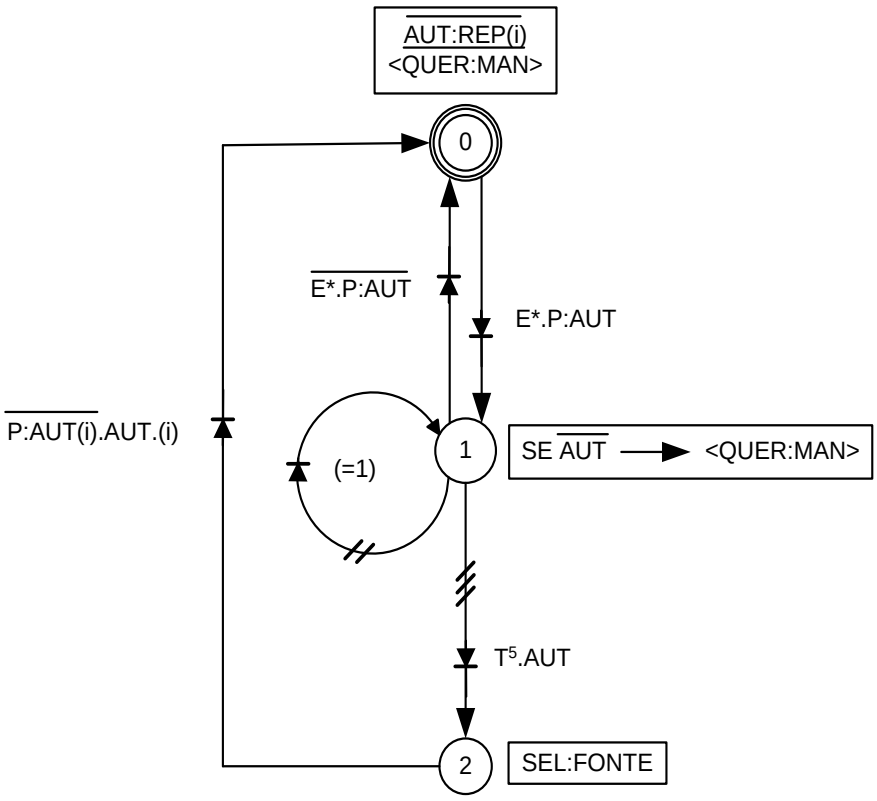


Figura 29 – Rede Petri Seleciona Fonte

Após análise dos estados, ações e prioridades das redes de Petri, foram ponderados vários tipos de lógica para programação entre elas, programação em texto estruturado (ST) como exemplificado na Figura 30 ou por diagrama de blocos (FBD) como exemplo da Figura 31, tendo-se implementado numa primeira fase em ST e numa segunda fase em FBD.

```
11  (* COND:REP *)
12  CONDREP:= UNTR and (U0AA2CA1 and U0AA2CA2) and Q=System.Dbpos.Off and Q1=System.Dbpos.Off and
13          Q2=System.Dbpos.Off and Q3=System.Dbpos.Off and not(APEGS) and (PRI or (PRI1 and U0TR1)
14          or (PRI2 and U0TR2) or (PRI3 and U0TR3)) and ((Q7=System.Dbpos.Off and Q8=System.Dbpos.Off) or
15          ((Q7=System.Dbpos.On or Q8=System.Dbpos.On) and QGS=System.Dbpos.Off
16          and (U0AA1CA1 and U0AA1CA2)));
17
18  (* TZ *)
19  TZ:= U0TR and (U0AA2CA1 and U0AA2CA2) and not(UNTR) and not(UNAA2CA1) and not(UNAA2CA2);
20
21  (* COND:ABR *)
22  CONDABR:= (UNAA2CA1 and UNAA2CA2) and Q=System.Dbpos.On and ((PRI1 and UNTR1) or (PRI2 and UNTR2)
23          or (PRI3 and UNTR3)) or TZ or APEGS;
24
25  CASE estadoActual OF
26    0:
27      (* Entrada no estado 0   *)
28      IF estadoActual <> estadoAnterior THEN
29          estadoAnterior:= estadoActual;
30          DEF:= false;
31          DEFBARRAS:= false;
32          PAUT:= false;
33          timer5(false,time5);
34          timer3(false,time3);
35          QAbrir:= false;
36          QFechar:= false;
37      END_IF;
```

Figura 30 – Programação ST

A programação ST assegura flexibilidade e fácil expansibilidade do código, enquanto a programação utilizando FBD é visualmente mais agradável e de fácil compreensão. A Figura 31 representa o conjunto de funções elaboradas em ST compiladas depois em FBD por forma a simplificar o processo de atribuição de entidades de I/O do equipamento às entradas e saídas das funções.

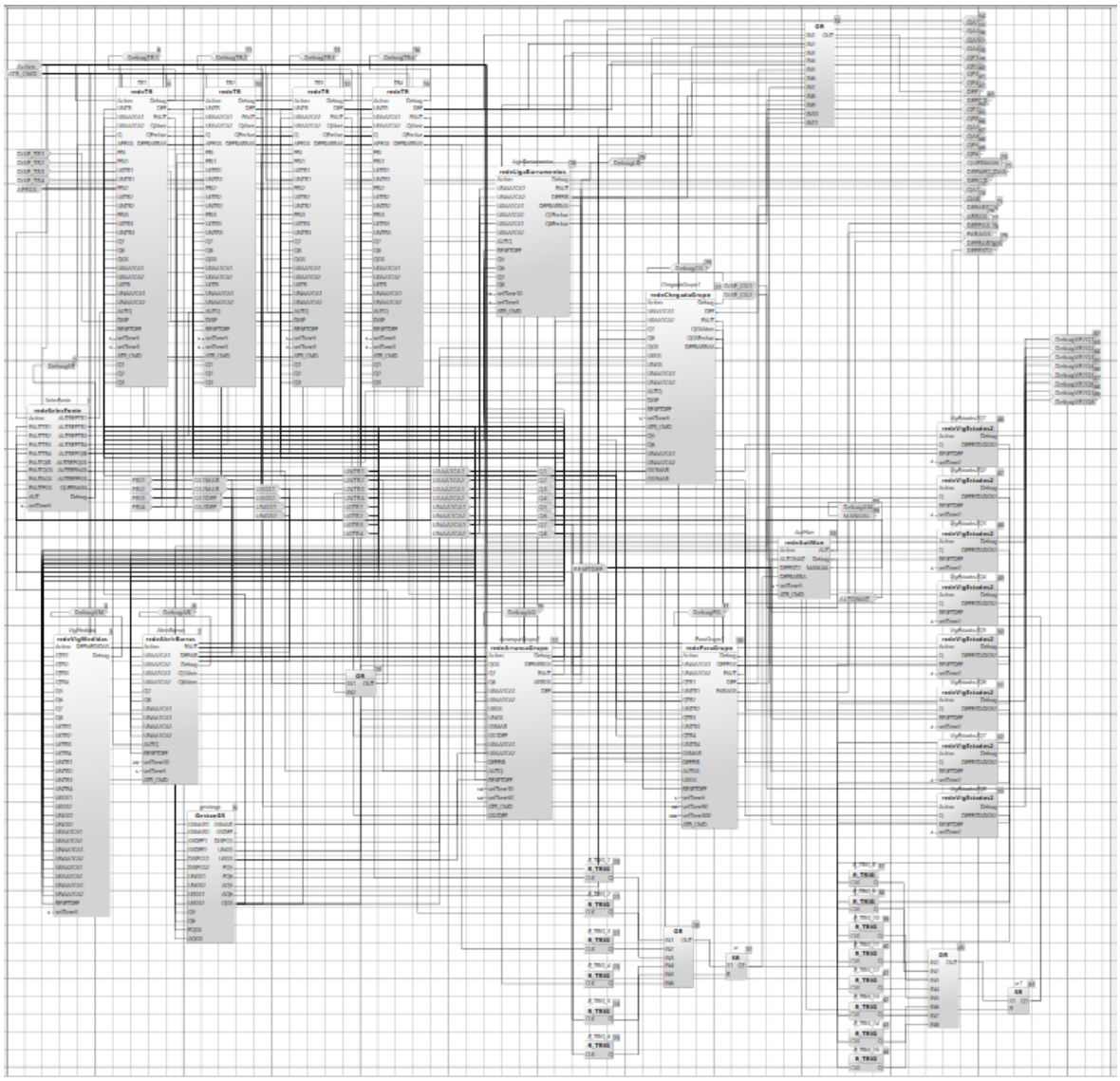


Figura 31 – Programação FBD

Cada uma das redes anteriormente mencionadas foi entregue num diagrama de Petri já mencionado acima, diagrama esse que apenas tinhas as indicações genéricas para funcionamento do sistema. Por detrás do diagrama emaranhado estão mais de duas mil linhas de código que permitem o complexo funcionamento e interação entre as diversas funções do automatismo. O conjunto das funções representa um sistema em malha fechada, que processa as alterações em tempo real mediante análise da informação recebida. O desenvolvimento do algoritmo foi um processo interativo, juntamente com os responsáveis pela instalação e especialistas que desenvolveram a especificação por forma a adequar o pretendido no plano teórico e a solução final.

4.5. PROBLEMAS NA IMPLEMENTAÇÃO

Como é natural em soluções personalizadas assentes em *software* e *hardware*, foram encontrados alguns obstáculos que impediram a solução final de ser implementada à primeira tentativa.

Para além das alterações coordenadas com o cliente, como a não implementação dos disparos por indicação do mesmo, houve também necessidades de ultrapassar problemas que só foram identificados na fase da implementação.

Foi pedido que os defeitos do painel CA1 fossem enviados por comunicação horizontal (GOOSE) para CA2.

A rede Automático/Manual não estava a interagir com os botões de pressão do armário, foi necessário proceder a uma alteração nos esquemas. Foi necessário ativar uma saída da BCU para atuar o contacto que força a indicação Manual do botão de pressão ilustrado na Figura 32 quando a condição AUT está falsa.

Figura 32 – Botoneiras Loc/Rem – Man/Aut

Foi necessário implementar a interação entre o botão de pressão Local com o estado Local/Remoto das BCU através da introdução na configuração da BCU da verificação do estado Local/Remoto dos botões de pressão do armário, utilizando esse estado para comutar o Local/Remoto da própria unidade.

Foi pedido para adicionar ao mímico da BCU as indicações de tensão normal (UN) em cada TSA e barramentos. Esta alteração foi somente implementada a nível gráfico na BCU.

Não existia nenhuma indicação nas redes de Petri sobre como parar o processamento do automatismo. Foi utilizado o seletor presente no armário Em Serviço/Fora Serviço, representado na Figura 33, para passar essa indicação ao bloco ASA. Assim, quando o seletor se encontrar na posição Fora Serviço o automatismo para a sua execução.

Figura 33 – Comutadores Serviço e Prioridades

Foram adicionados controlos locais no HMI da BCU. A especificação não o indicava, mas a pedido do cliente foi feita esta alteração.

Foram identificados problemas de comunicação horizontal entre equipamentos, com as mensagens *GOOSE* a não serem recebidas corretamente.

Foram alterados temporizadores que não eram suficientes para assegurar a boa receção de informação nos equipamentos mesmo depois de revistos.

Foram ainda corrigidas inibições de comandos cujo estado de Local estava a ser mal processado. Para cada ordem de comando executada da BCU e HMI do centro de comando, para além dos encravamentos já mencionados em 3.2, é ainda implementada uma lógica hierárquica, que permite apenas a execução de controlos da BCU se o painel está em Local, ou do HMI se o painel está em Remoto.

Apara além das alterações acima mencionadas, foram ainda solucionados problemas externos à programação, como foi o caso de diferenças de comportamento do algoritmo no

compilador e no equipamento, com necessidade de otimização de código devido a limitações do número de instruções nas funções da BCU.

5. ENSAIOS

5.1. ENSAIOS EM FÁBRICA

Foram realizados ensaios funcionais FAT em fábrica (*Factory Accptance Tests*) por forma a garantir que todo o sistema, eletrificação dos armários e automatismo de controlo ASA cumpriam o especificado.

Como as condições em fábrica não eram exatamente as que poderiam ser encontradas na subestação, foram necessários alguns equipamentos extras por forma a constituir uma plataforma de ensaios que permitisse simular o estado e controlo dos equipamentos a comandar na subestação bem como as respetivas tensões normais e zero. Para a plataforma de ensaios ilustrada na arquitetura da Figura 34 foram necessários alguns equipamentos externos ao âmbito de fornecimento do projeto, como uma mala de injeção de correntes trifásica Omicron CMC 356[8], disjuntores tripolares (Qx), multímetro Amprobe e simuladores de I/O, por forma a conseguir obter as condições mais aproximadas com as que teríamos na localização final.

[8] Equipamento de ensaios, capaz de injetar correntes e tensões trifásicas, vastamente utilizado na industria da energia e automação.

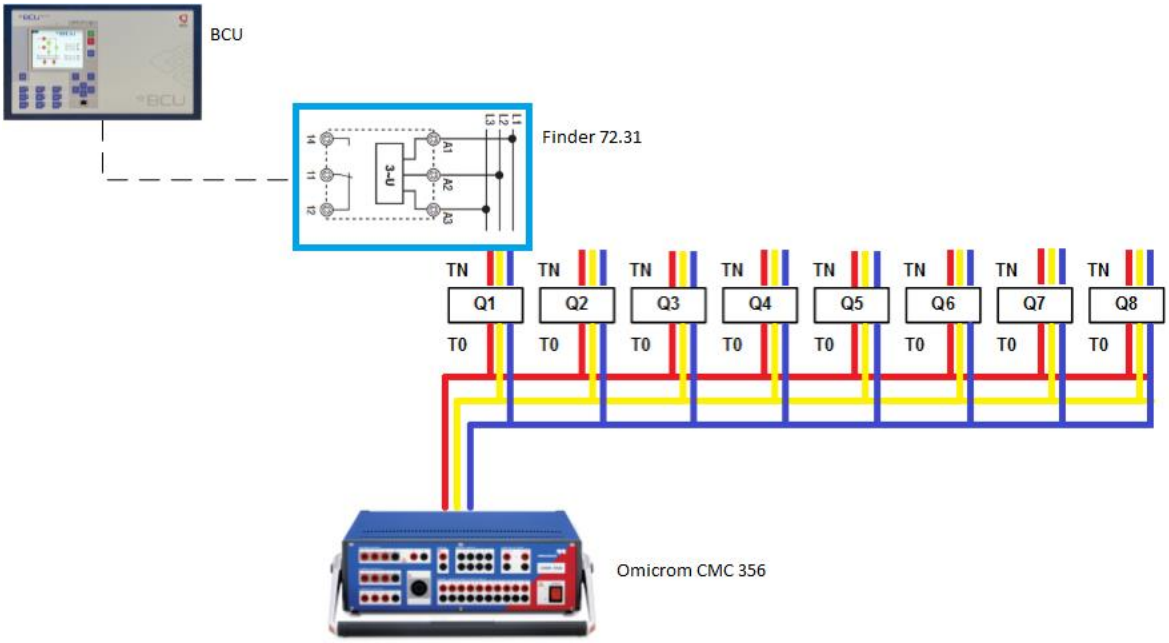


Figura 34 – Arquitetura de ensaios FAT

A mala de injeção de tensões/correntes é bastante utilizada durante vários tipos de ensaios nas subestações, desde testes de TI e TT, a ensaios de funções de proteção. Neste caso serviu como fonte de alimentação para simular as tensões do barramento e das linhas de chegada dos transformadores de serviços auxiliares.

Os disjuntores numerados Q1-Q8 foram utilizados para simular a presença de tensão real em cada uma das secções elétricas, permitindo simular a tensão ou falta da mesma de acordo com o estado dos disjuntores estar aberto ou fechado.

Na fase de projeto e desenho da parte elétrica dentro de cada armário[16] foi decidido que as tensões iriam ser adquiridas nas BCU utilizando sinalizações digitais. A forma encontrada e implementada por especificação do cliente para traduzir as medidas reais em sinais digitais foi utilizar relés de sequência de fases, Finder 72.31 [17] e de relés simples para a deteção de tensão[18][19].

Foram ainda utilizados simuladores de I/O que consistem em réguas de simuladores com interruptores do tipo unipolar On/Off, com tantos interruptores quanto o número de entradas digitais. A simulação é um processo normal em ensaios de fábrica, uma vez que nem sempre

existe equipamento a comandar e por vezes nem equipamento de interface está disponível, como acontece para fornecimentos avulso de unidades.

Com o objetivo de acompanhar a evolução das redes de Petri com maior facilidade e saber com exatidão se a programação estava a ser processada de acordo com o esperado, foi desenvolvido um mímico nas BCU para efeitos de diagnóstico como pode ser observado na Figura 35.

Figura 35 – Diagnóstico BCU

Os ensaios em fábrica foram realizados em duas fases, uma primeira para fazer um ponto de situação do desenvolvimento e esclarecer algumas dúvidas pessoalmente com o cliente. A solução foi testada com algumas indicações de pendentes, já mencionados em 4.5 para resolver, por forma a testar com sucesso na segunda visita.

Nos segundos FAT foi preenchido o relatório de ensaios cujos resultados não puderam ser anexados uma vez que o documento é confidencial. O resultado dos testes foi APROVADO sem pendentes, apenas com ajustes a serem feitos na subestação.

5.2. ENSAIOS NA SUBESTAÇÃO

Depois de instalados ambos os armários na casa de painel CA1, de acordo com o esquema do Anexo B, e na casa de painel CA2 de acordo com o esquema do Anexo C, foi validada a

instalação elétrica, foram efetuados testes preliminares ao automatismo, essencialmente para confirmar o comportamento dos comandos na instalação real.

Na Figura 36 pode ver-se a instalação final nas respetivas casas de painel, com a identificação de cada unidade. As duas unidades mais em baixo no armário CA2 destinam-se à regulação de tensão dos autotransformadores, não sendo objeto de análise ou desenvolvimento neste trabalho.

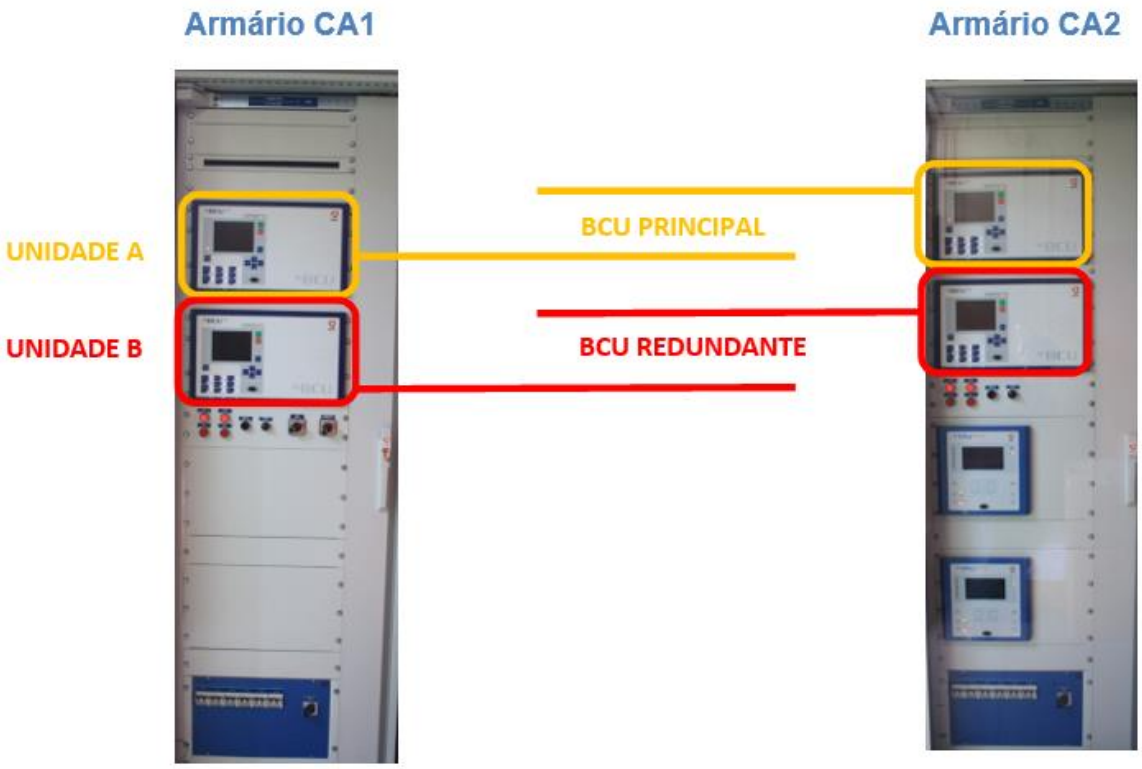


Figura 36 – Armários ASA

Foram incrementados os temporizadores dos defeitos de medidas para 30 segundos, uma vez que depois do fecho dos disjuntores a tensão normal demorava mais tempo que o previsto a estabilizar.

Foi também verificado que algumas redes não efetuavam o *reset* os defeitos mesmo depois destes já não estarem presentes. Foram corrigidas as redes no estado zero para efetuar essa operação.

Os ensaios estenderam-se para um segundo dia ao contrário do planeado, uma vez que havia uma operação que não estava a ser realizada como previsto. Concluiu-se no segundo dia de

ensaios que existia uma condição que não estava a ser prevista, a qual bloqueava a transição para um dos estados.

Ao longo dos ensaios foram preenchidas as tabelas do protocolo de ensaios. Um desses testes está exemplificado na Tabela 2, no caso o do teste de tensão normal e tensão nula.

Tabela 2 – Exemplo Ensaio

ENS.	CONDIÇÕES DE ENSAIO	RESULTADO ESPERADO	TESTADO
4	Ensaio de geração das sinalizações 'tensão normal e tensão nula' a) Condições iniciais: - Nenhuma tensão aplicada às entradas de tensão alternada (TSA1, TSA2, TSA3, TSA4, GS1, GS2, AA1, AA2) do armário do ASA b) Injetar a tensão nominal trifásica na entrada correspondente à tensão de TSA1, no armário do ASA, na sequência inversa das fases c) Injetar a tensão nominal trifásica na entrada correspondente à tensão de TSA1, no armário do ASA, na sequência correta das fases d) Retirar a tensão e) Repetir b a c) para as restantes entradas de tensão f) Assinalar na tabela seguinte as verificações efetuadas	i) Após a) e b): - todas as Entradas do autómato do ASA relativas a informações de tensão nula estão ativadas - todas as Entradas do autómato do ASA relativas a informações de tensão normal estão descativadas - No SCL, todas as indicações de tensão normal estão descativadas - todas as Saídas para os Gerais de tensão normal estão descativadas ii) Após c): - A entrada do autómato do ASA relativa à tensão nula de TSA1 é descativada e a entrada relativa à tensão normal de TSA1 é ativada - No SCL, a indicação de tensão normal de TSA1 é ativada - A saída para os Gerais 'UN TSA1' é ativada	

No final dos ensaios foi preenchido o protocolo SAT cujos resultados não puderam ser anexados uma vez que o documento é confidencial. O resultado dos testes foi APROVADO sem pendentes.

6. CONCLUSÕES

O presente trabalho procurou desenvolver uma solução que pudesse ser comercializada e utilizada em subestações de distribuição de energia elétrica, para controlo do sistema de Serviços Auxiliares de Corrente Alternada para a subestação de Recarei. O sistema a controlar era constituído por duas secções de corrente alternada com quatro chegadas, distribuídas por duas casas de painel e dois geradores *diesel*.

Os resultados obtidos foram os melhores possíveis, uma vez que se atingiram todas as metas inicialmente propostas, especialmente a de colocação do sistema ao serviço na subestação. O grande objetivo, que era dotar a REN e em particular os serviços auxiliares da subestação de Recarei de um sistema autónomo, capaz de processar em tempo real as alterações nas alimentações do mesmo, foi conseguido. O segundo objetivo passava por desenvolver uma solução que permitisse à EFACEC (contratada) entrar no mercado com um produto capaz de concorrer com outras empresas de referência no mesmo segmento de negócio e também ele foi conseguido

Atendendo à boa relação institucional das empresas aqui visadas, era de uma importância extrema que este projeto piloto apresentasse o melhor dos resultados. Ainda que

desenvolvido em parceria com a REN, o produto permite assim a sua instalação futura noutros clientes com requisitos semelhantes.

À data da atribuição do projeto, como em grande parte dos casos em empresas de engenharia e desenvolvimento, era desconhecida ou talvez interpretada com ligeireza a quantidade e complexidade do trabalho necessário para levar o projeto a bom porto. Durante a delineação da estratégia a utilizar e das formas de implementar o produto, foram surgindo obstáculos sempre que era atingido um objetivo. Este processo evolutivo é natural neste tipo de desenvolvimentos

Quando foi atingido com sucesso o primeiro marco, o da redundância entre duas BCUs, surgiu logo de seguida o problema da comunicação por GOOSE que só permitia na rede a utilização de um endereço de aplicação único na rede.

Por consequência, apareceu a necessidade de resolver a informação duplicada no centro de comando, uma vez que ambas as BCUs, principal e redundantes, enviam simultaneamente a informação sobre os mesmos equipamentos, desafio que foi ultrapassado com um automatismo criado na mesma linguagem de programação, IEC 61131-3. Posteriormente ao desenvolvimento deste projeto, foi criado e implementado nativamente essa funcionalidade no *software* do centro de controlo local, UC500.

Este produto foi de extrema importância estratégica de afirmação na entrega de soluções completas EFACEC para automação de subestações, bem como no reforço da confiança e capacidade de entrega por parte do cliente, REN.

Pese embora para o utilizador final este desenvolvimento não seja notório, já que na grande maioria das vezes apenas lhe são visíveis os investimentos e as alterações na parte da distribuição de energia. Como na grande maioria dos investimentos das empresas associadas ao sector elétrico e por vezes também nas empresas do sector das telecomunicações, os investimentos feitos são e devem ser transparentes ao utilizador, sendo que o melhor benefício é passarem despercebidos e apenas medidos em indicadores como qualidade de serviço.

A base de desenvolvimento da solução criada para a subestação de Recarei, foi já reutilizada em várias subestações, com ajustes à especificação do sistema a controlar. A primeira subestação a ter recebido um sistema bastante mais simplificado, mas com base no

exemplificado neste trabalho, foi a subestação de Belém do Dango, localizada em Huambo, Angola, comissionada em 2012. Foi também concluída em 2013 a subestação de Santa Maria da Feira, mais uma vez numa implementação simplificada do original, cujos Serviços Auxiliares comportavam somente um painel CA e um grupo *diesel*.

Um dos melhoramentos possíveis a este trabalho passava pela incorporação da funcionalidade para regulação de tensão dos transformadores nos mesmos equipamentos BCU. Esse desafio foi atingido em 2017, estando o processo de homologação a decorrer, para que possa integrar o lote de possíveis soluções num futuro próximo. Com a homologação finalizada a EFACEC pode assim concorrer à Gestão dos Serviços Auxiliares (GSA) e não apenas com uma solução ASA, aumentando mais uma vez o *portfolio*, essencial nos desafios que se avizinham.

Espero com este trabalho ter facultado ao leitor uma melhor compreensão acerca do funcionamento da rede elétrica nacional, principalmente no que toca à automação das próprias subestações, para que se possa também entender a importância de investimentos nesta área bastante desenvolvida em Portugal.

Referências Documentais

[1] Lisboa ENova, “Informações sobre o Centro de Despacho”, 2012. [Online]. Disponível: http://lisboaenova.org/pt/outros/2012. [Obtido a: 14-Sep-2017].

[2] World Energy Council, “World Energy Resources 2016”, 2016.

[3] Direção geral de Energia e Geologia, “Renováveis”Estatisticas rápidas, Nº149, 2017.

[4] M. Ramamoorty, “High voltage direct current transmission”, 1989. [Online]. Disponível: https://cleanenergytransmission.org/. [Obtido a: 05-Feb-2017].

[5] Laurie A., Woodall Esq, “Transmission Basics Facilities, Interconnection and Permitting”,Tribal Leader Forum, p. 5, 2012

[6] S. Rocha, “Previsão do Diagrama de Carga de Subestações da REN utilizando Redes Neuronais”, Tese Mestrado ISEP, 2015.

[7] EDP Distribuição, “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público”, p. 44, 2015.

[8] G. Gama, “Uma situação de crise em estudo de caso”, *Comunicação e Sociedade Vol 8*, pp. 141–161, 2005.

[9] REN, “Recrei Esquema Unifilar geral.” 2016.

[10] Teshmont, “Transformer Modelling Guide”, pp. 21–32, 2014.

[11] WSP, “Essential and Non-Essential Power”, 2014. [Online]. Disponível: http://www.airah.org.au. [Obtido a: 02-Jul-2017].

[12] Inductive Automation, “What is SCADA?”, 2017. [Online]. Disponível: https://inductiveautomation.com/what-is-scada. [Obtido a: 08-Aug-2017].

[13] EFACEC, “Memória Descritiva do Sistema de Comando e Controlo de SE FEIRA”, 2013.

[14] REN, “Especificação Técnica Automatismo Dos Serviços Auxiliares Adaptação Para A Subestação De Recarei.”, p. 28, 2008.

[15] IEC, International Standard IEC61131-3, no. 2. 2003.

[16] EFACEC, “ASA Recarei Ordem Fabrico.” 2011.

[17] Finder, “72 Series Relays - Datasheet.” pp. 1–10.

[18] Finder, “40 Series Relays - Datasheet.” pp. 1–8.

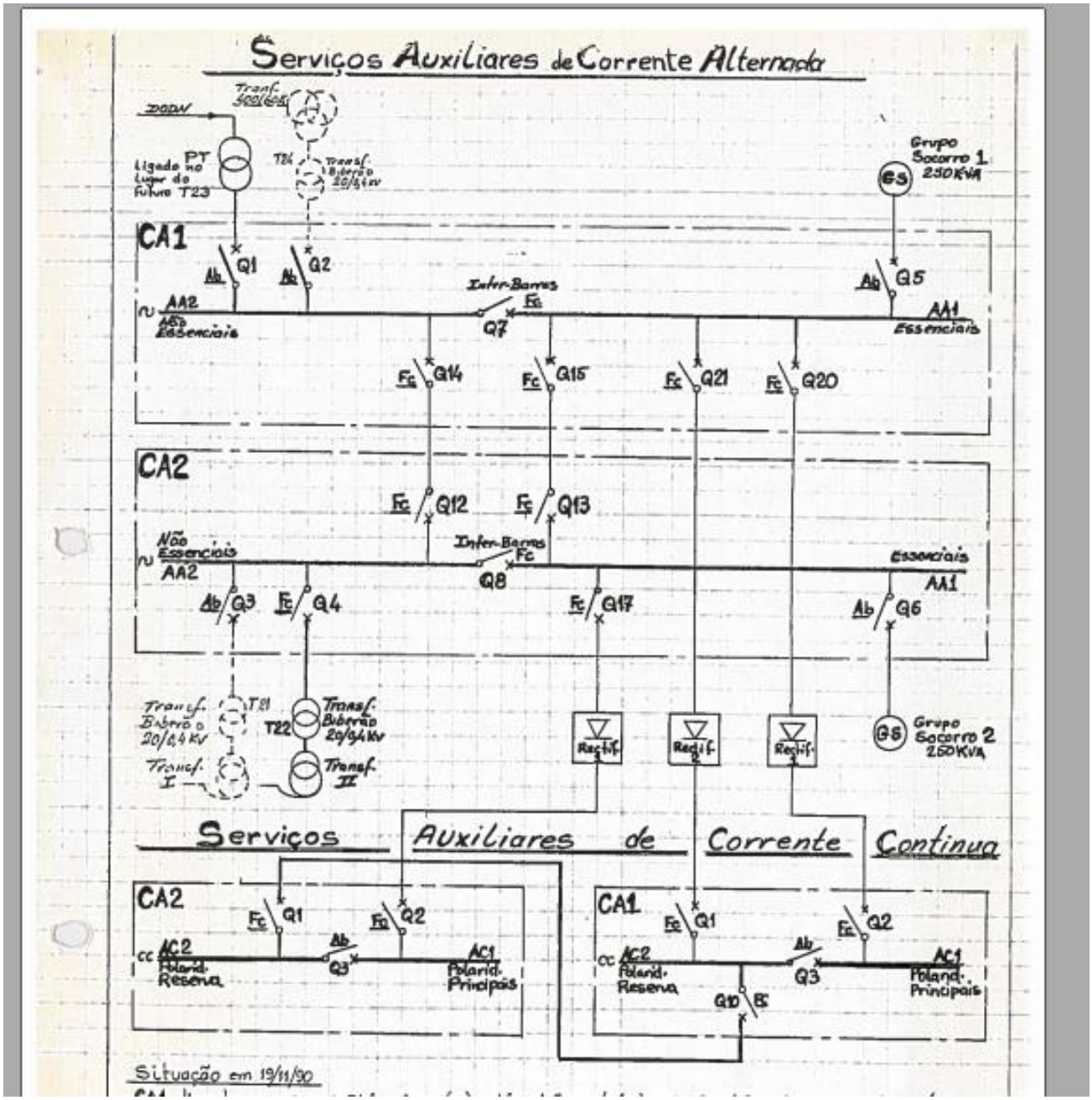
[19] Finder, “55 Series Relays - Datasheet.” pp. 53–63.

[20] Siemens, “Go beyond ... IEC 61850”, PACWorld, 2012.

[21] ABB, “Ehanced Protection Functionality with IEC 61850 and GOOSE”, 2008.

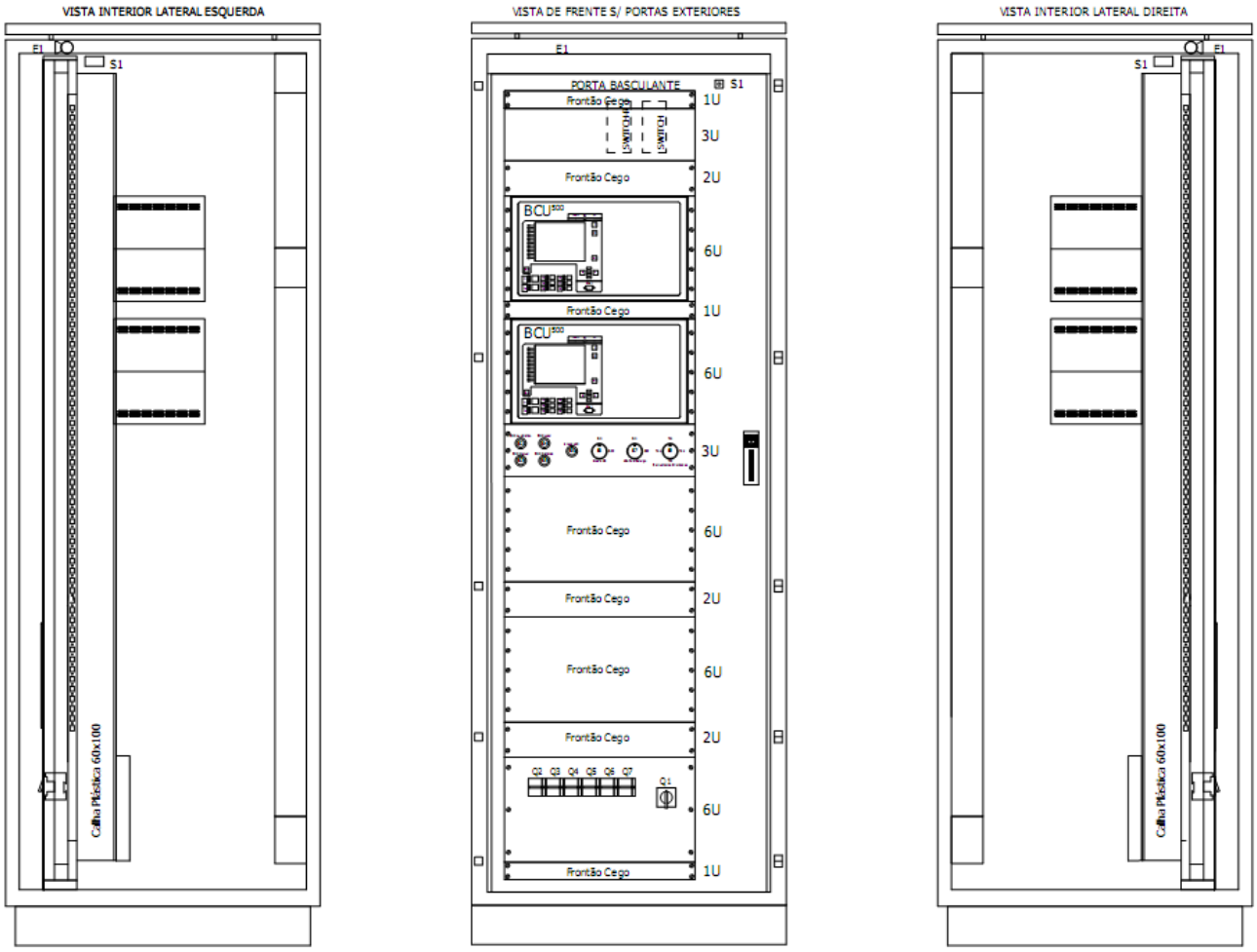
Anexo A. Esquema Serviços Auxiliares CA e CC

Neste anexo apresenta-se o esquema original dos Serviços Auxiliares da Subestação de Recarei.



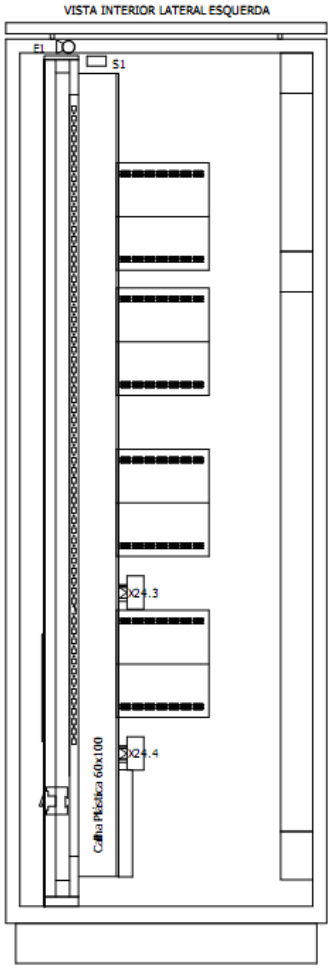
Anexo B. Esquema Painéis CA1

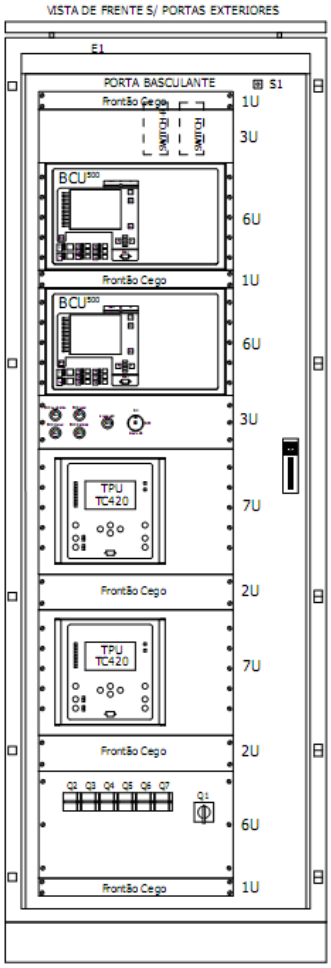
Neste anexo apresenta-se o esquema original do armário do ASA instalado na casa de painel CA1.

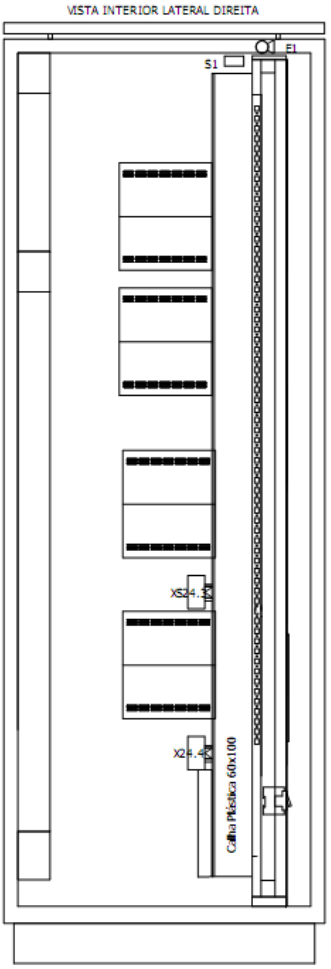


Anexo C. Esquema Painéis CA2

Neste anexo apresenta-se o esquema original do armário do ASA instalado na casa de painel CA2.



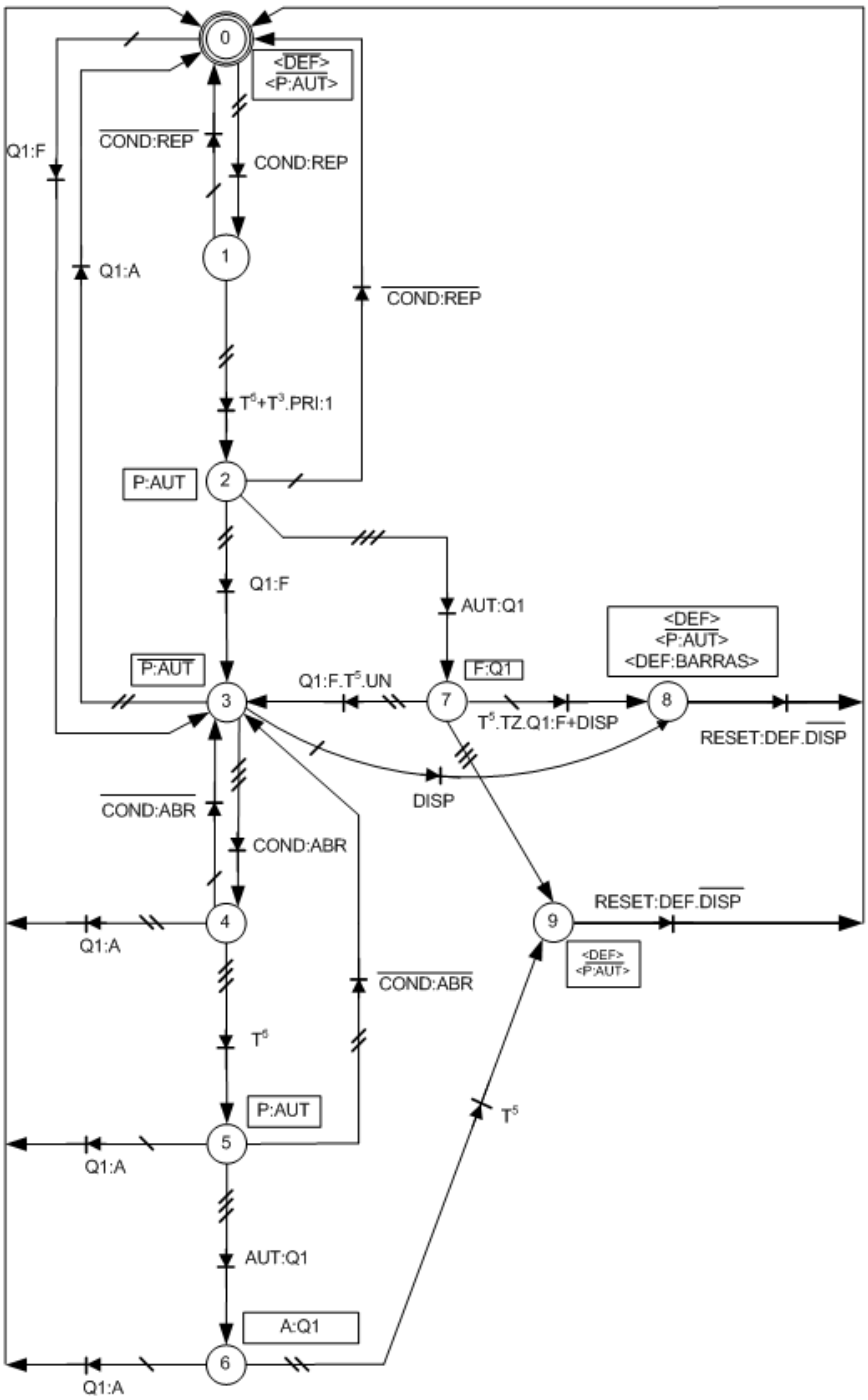




Anexo D. Redes de Petri

Neste anexo apresenta-se todas as redes de Petri originais, utilizadas como guia neste trabalho.

REDE TR1

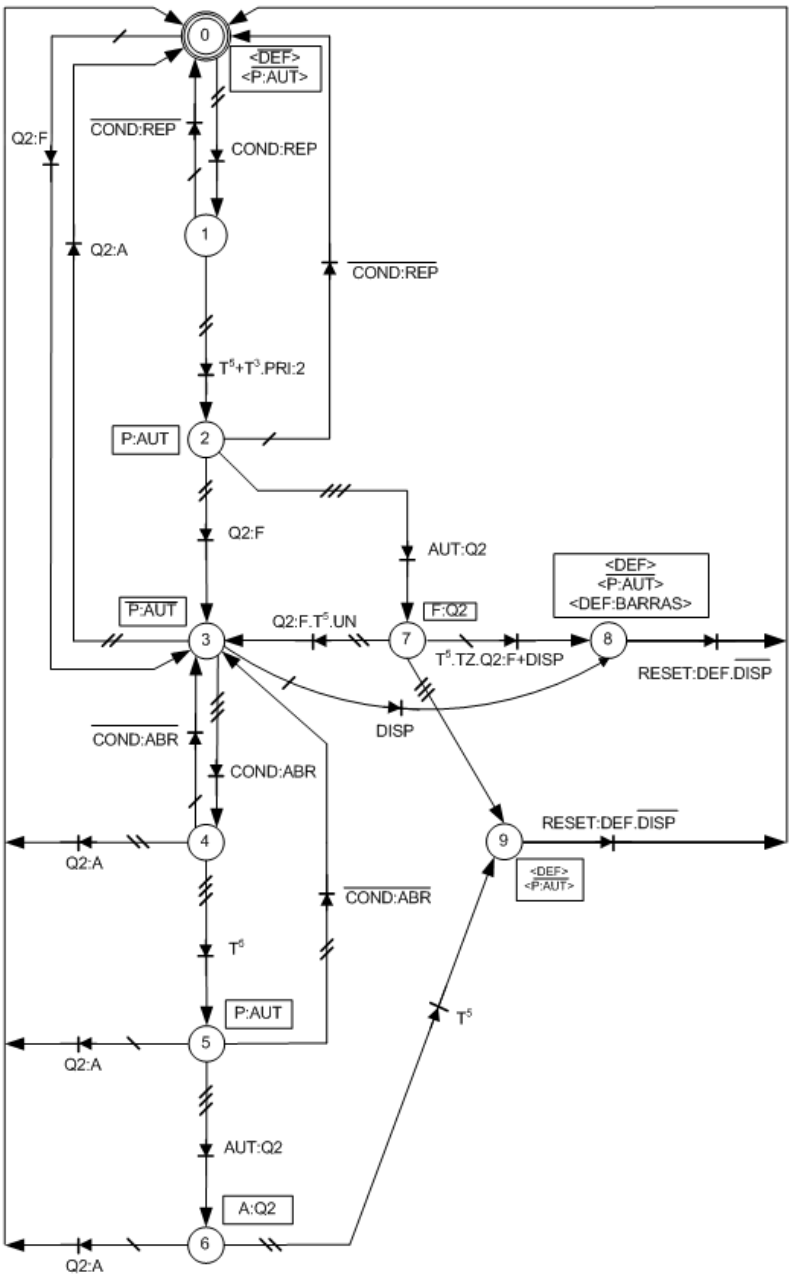


COND:REP=UN:TR1∗U0:AA2∗Q1:A~~∗APEGS~~∗(PRI:1+PRI:2∗U0:TR2+PRI:3∗U0:TR3+PRI:4∗U0:TR4) ∗[QIB:A+(QIB:F∗QGS(i):A∗U0:AA1]

COND:ABR= UN:AA2∗Q1:F∗[(PRI:2∗UN:TR2)+(PRI:3∗UN:TR3)+(PRI:4∗UN:TR4)]+TZ+APEGS

TZ= U0:TR1∗U0:AA2 ~~∗UN:TR1~~∗~~UN:AA2.CA1~~∗~~UN:AA2.CA2~~

REDE TR2

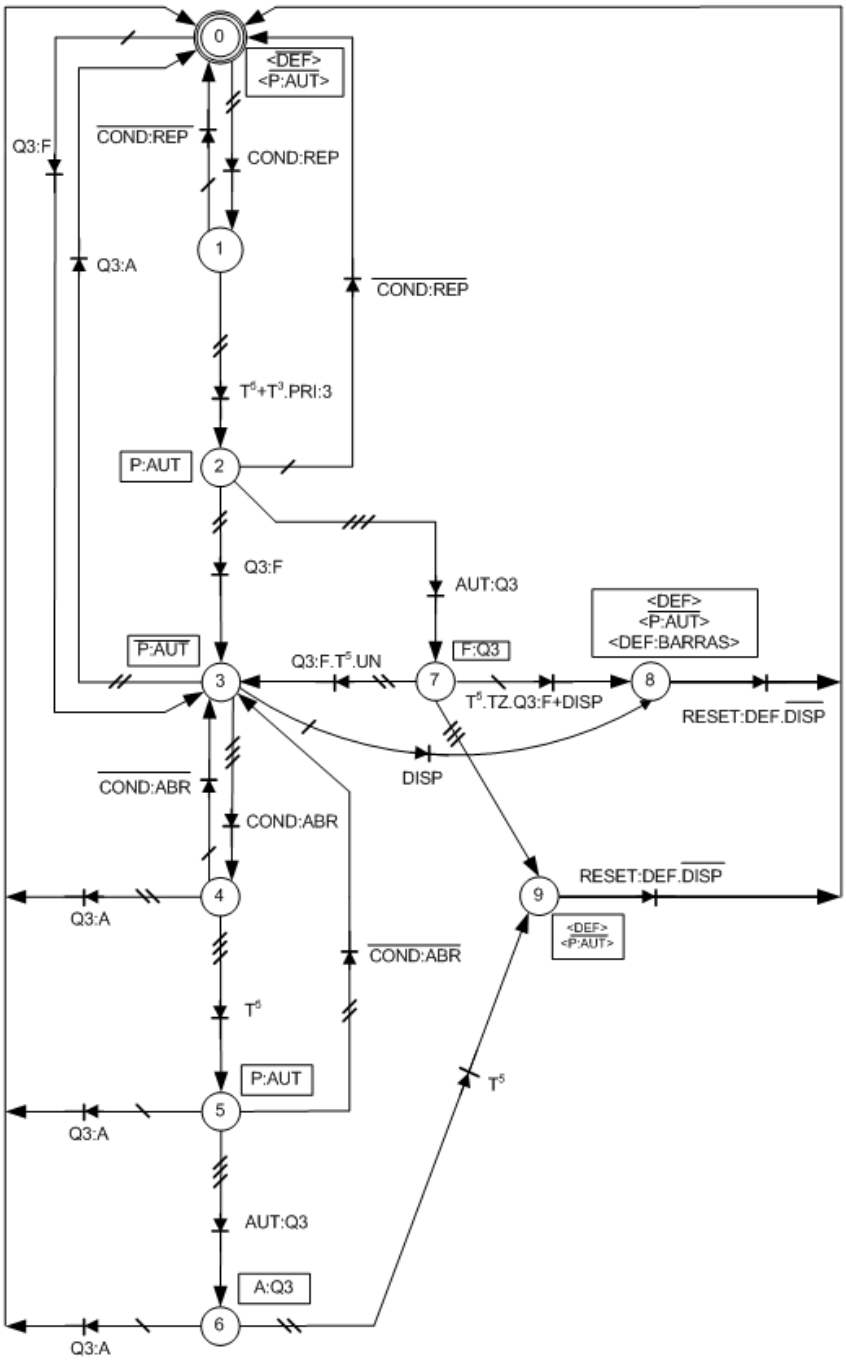


COND:REP=UN:TR2∗U0:AA2∗Q2:A∗$\overline{\text{APEGS}}$∗(PRI:2+PRI:1∗U0:TR1+PRI:3∗U0:TR3+PRI:4∗U0:TR4) ∗[QIB:A+(QIB:F∗QGS(i):A∗U0:AA1)]

COND:ABR= UN:AA2∗Q2:F∗[(PRI:1∗UN:TR1)+(PRI:3∗UN:TR3)+(PRI:4∗UN:TR4)]+TZ+APEGS

TZ= U0:TR2∗U0:AA2 ∗$\overline{\text{UN:TR2}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA1}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA2}}$

REDE TR3

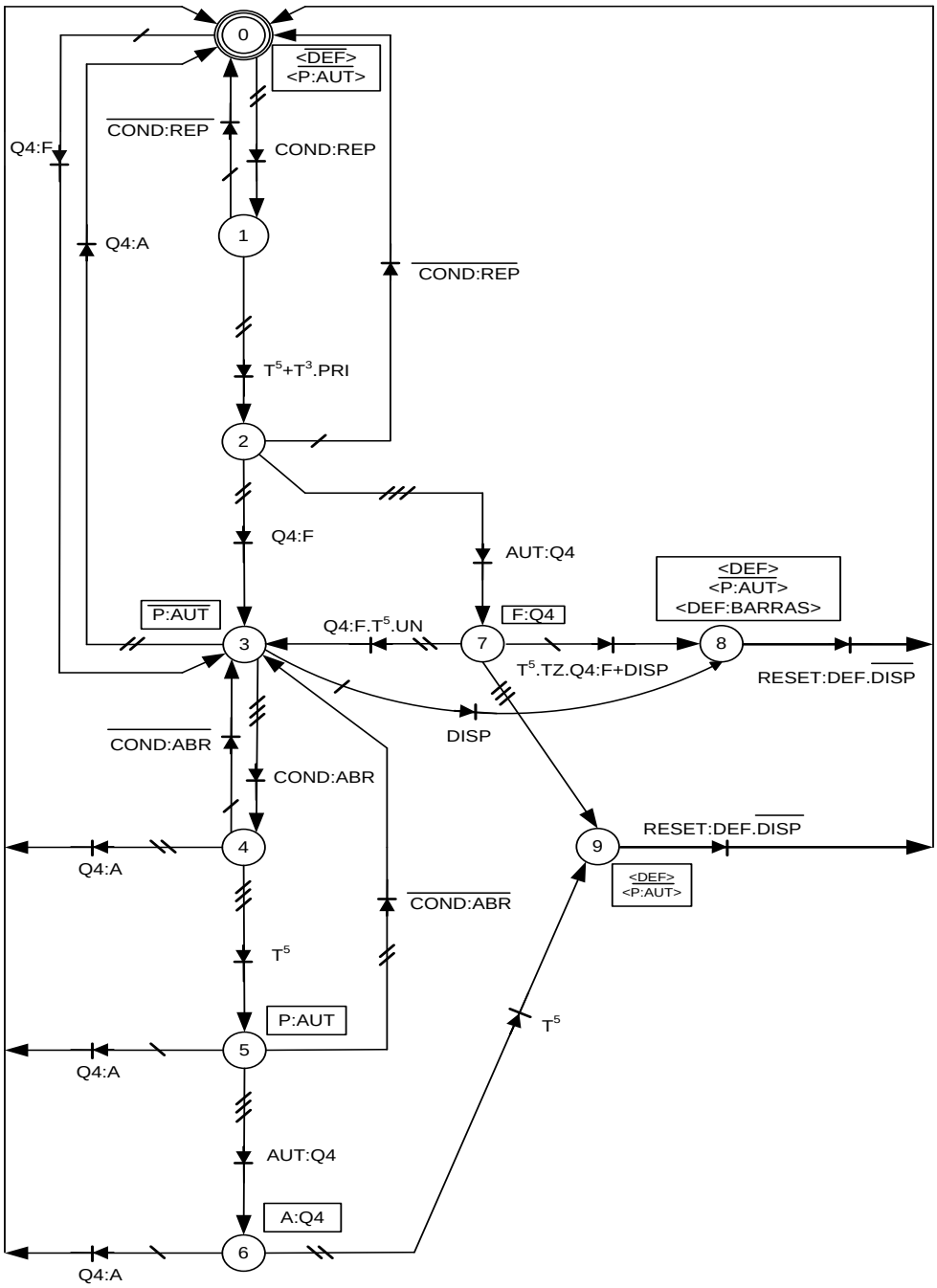


COND:REP=UN:TR3∗U0:AA2∗Q3:A∗$\overline{\text{APEGS}}$∗(PRI:3+PRI:1∗U0:TR1+PRI:2∗U0:TR2+PRI:4∗U0:TR4) ∗[QIB:A+(QIB:F∗QGS(i):A∗U0:AA1)]

COND:ABR= UN:AA2∗Q3:F∗[(PRI:1∗UN:TR1)+(PRI:2∗UN:TR2)+(PRI:4∗UN:TR4)]+TZ+APEGS

TZ= U0:TR3∗U0:AA2 ∗$\overline{\text{UN:TR3}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA1}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA2}}$

REDE TR4

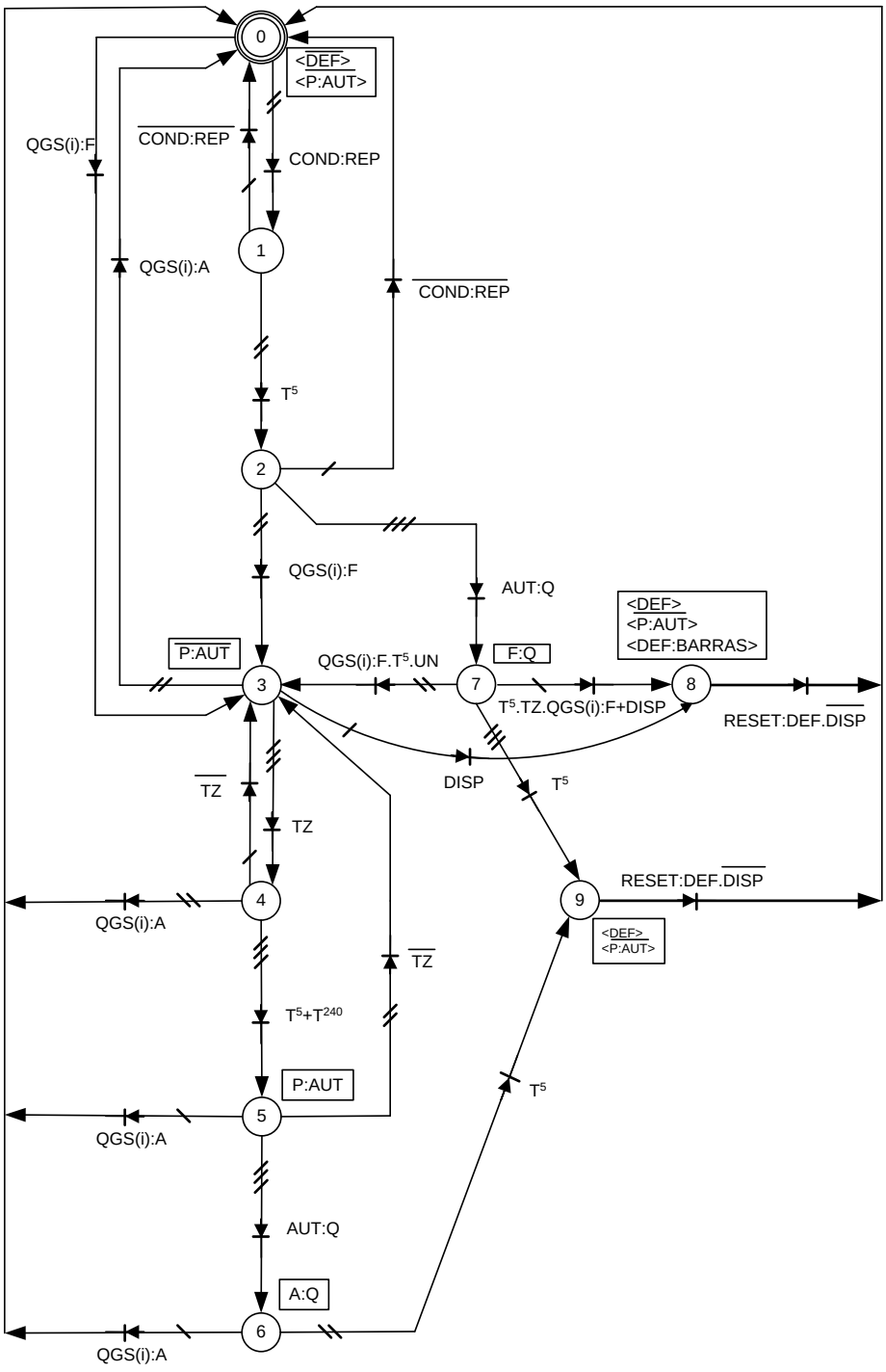


COND:REP=UN:TR4∗U0:AA2∗Q4:A∗$\overline{\text{APEGS}}$∗(PRI:4+PRI:1∗U0:TR1+PRI:2∗U0:TR2+PRI:3∗U0:TR3) ∗[QIB:A+(QIB:F∗QGS(i):A∗U0:AA1)]

COND:ABR= UN:AA2∗Q4:F∗[(PRI:1∗UN:TR1)+(PRI:2∗UN:TR2)+(PRI:3∗UN:TR3)]+TZ+APEGS

TZ= U0:TR4∗U0:AA2. ∗$\overline{\text{UN:TR4}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA1}}$∗$\overline{\text{UN:AA2.CA2}}$

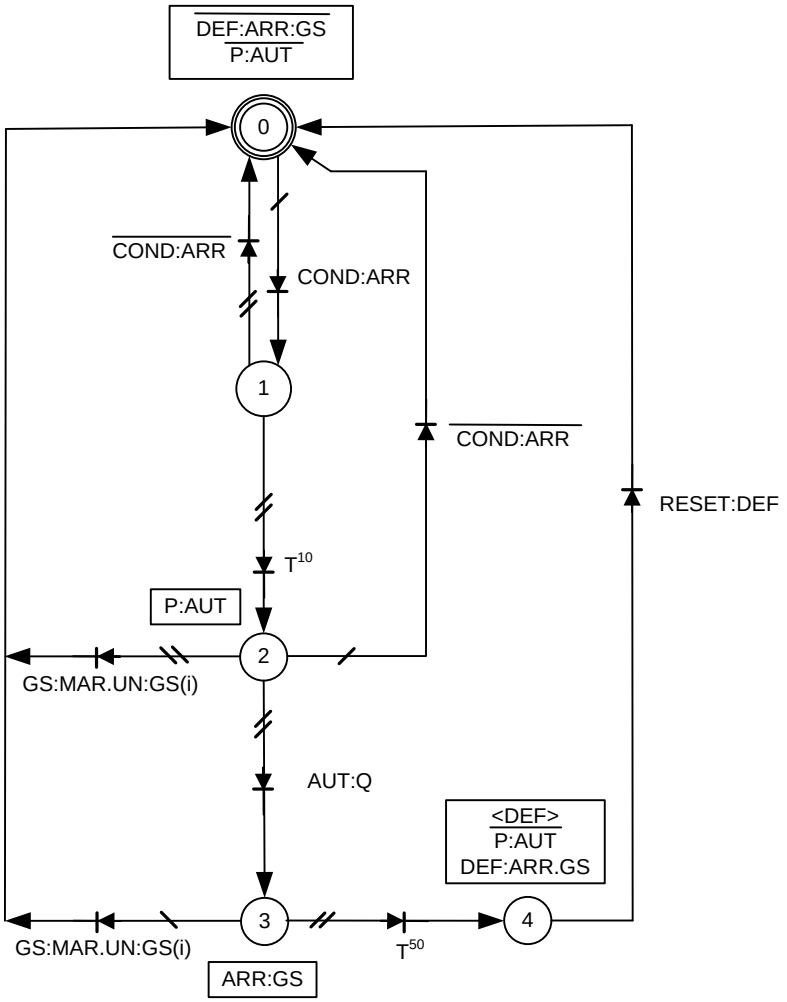
REDE CHEGADA GRUPO



COND:REP=UN:GS(i) ∗ U0:AA1.CA1∗U0:AA1.CA2 ∗ IB:A ∗ QGS(i):A

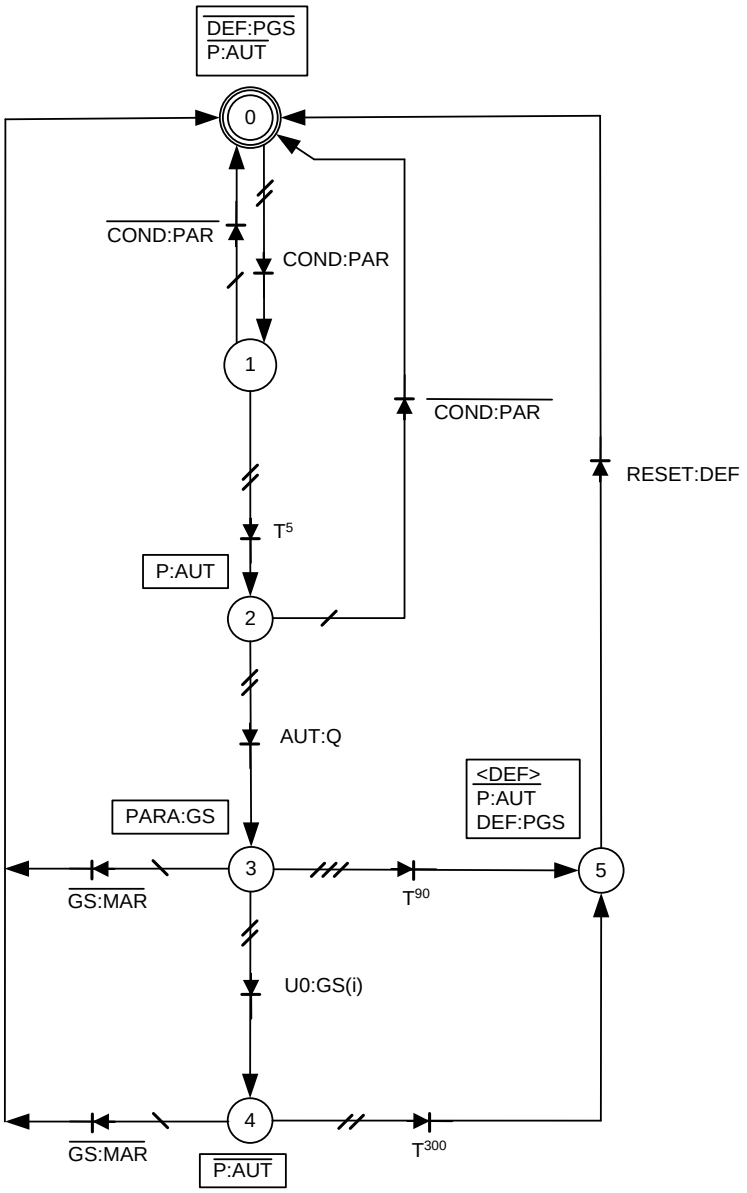
COND:TZ = U0:GS(i)∗ U0:AA1.CA1∗U0:AA1.CA2∗ $\overline{\text{UN:AA1}}$∗ $\overline{\text{UN:GS(i)}}$

REDE ARRANCA GRUPO



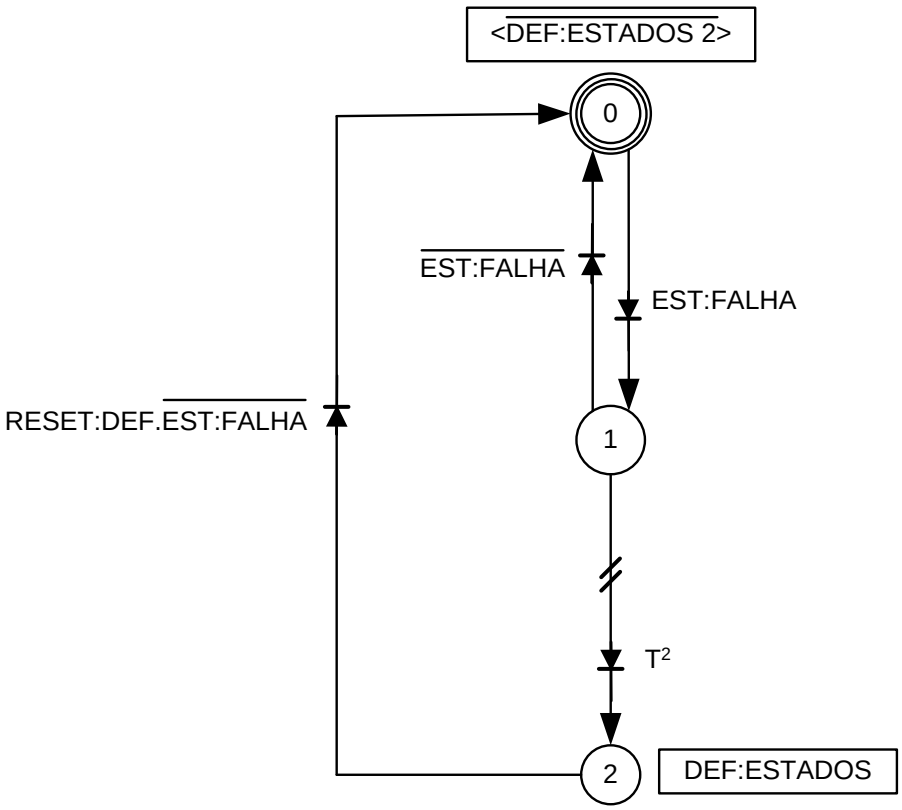
$$COND:ARR = QGS(i):A * U0:AA1.CA1 * U0:AA1.CA2 * U0:GS(i) * QIB:A * \overline{GS:MAR} * \overline{GS:DEF} * [(U0:AA2.CA1 * U0:AA2.CA2 * \overline{DEF * FIB}) + DEF * FIB]$$

REDE PARA GRUPO



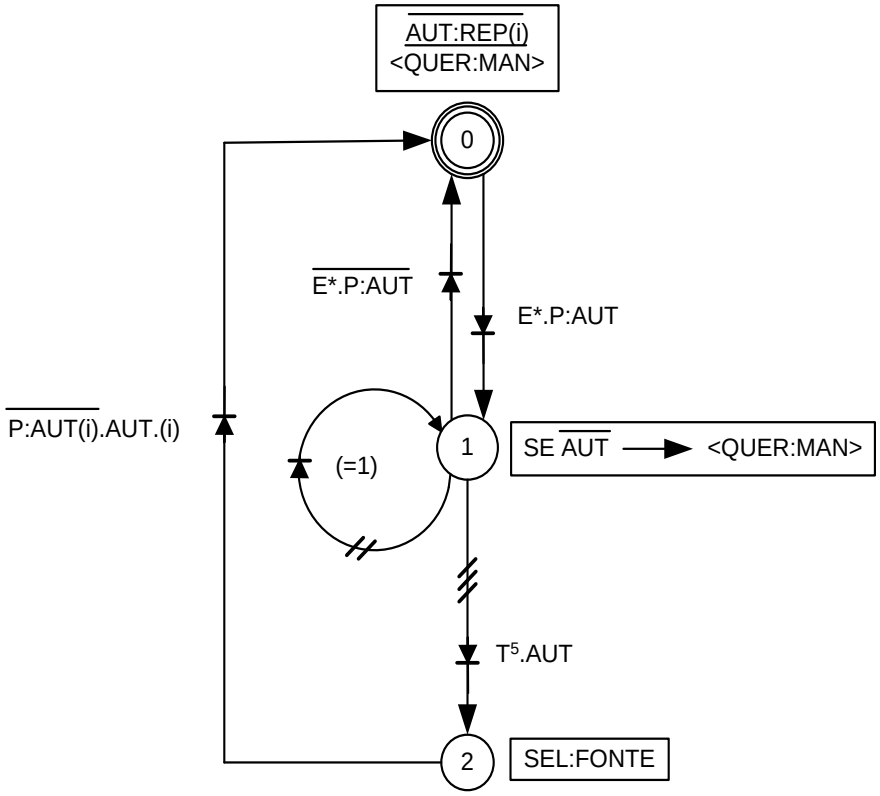
COND:PAR = UN:AA2 ∗ QTR(i):F ∗ UN:TR(i) ∗ GS:MAR ∗ $\overline{\text{DEF:FIB}}$

REDE VIGIA ESTADOS 2



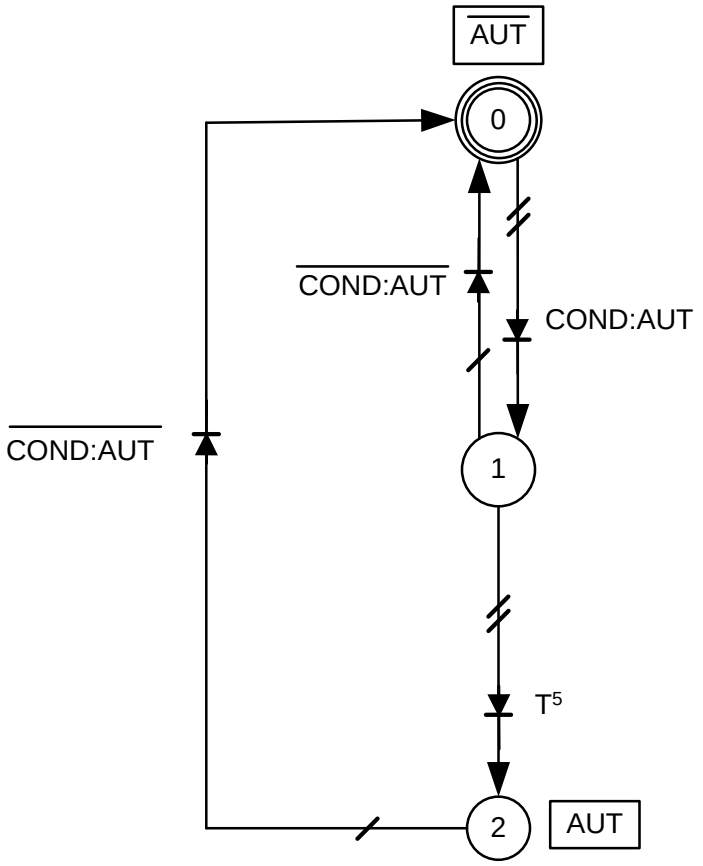
EST:FALHA: $\overline{Q(i):F} * \overline{Q(i):A}$

REDE SELECIONA FONTE



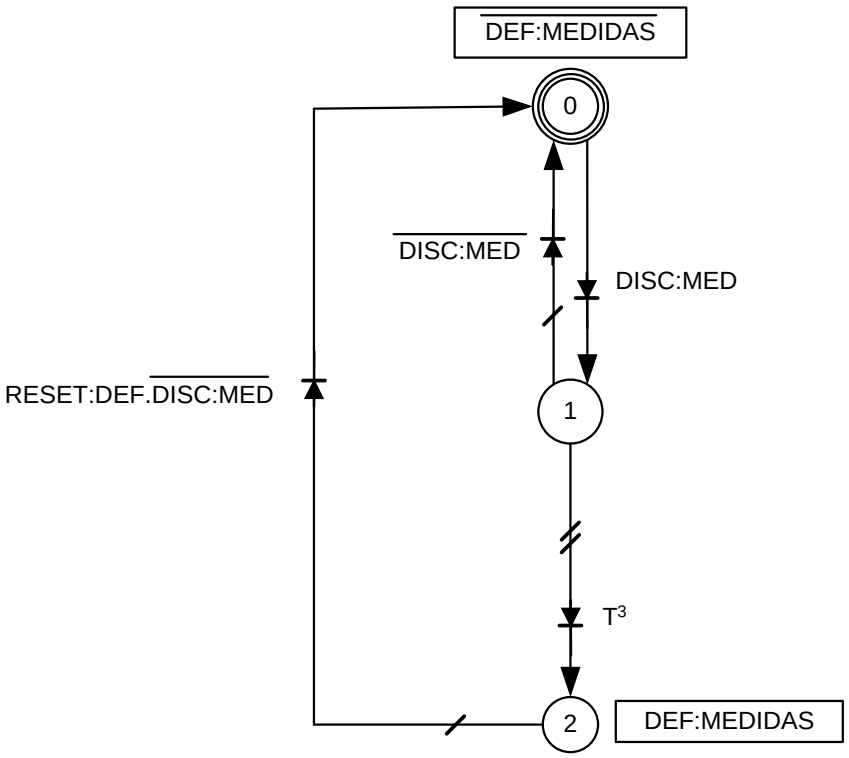
SE P:REP:TR1 ➡ AUT:REP:TR1(i) : FIM
SE P:REP:TR2 ➡ AUT:REP:TR2(i) : FIM
SE P:REP:TR3 ➡ AUT:REP:TR3(i) : FIM
SE P:REP:TR4 ➡ AUT:REP:TR4(i) : FIM
SE P:REP:Q7 ➡ AUT:REP:Q7(i) : FIM
SE P:REP:Q8 ➡ AUT:REP:Q8(i) : FIM

REDE AUT/MAN



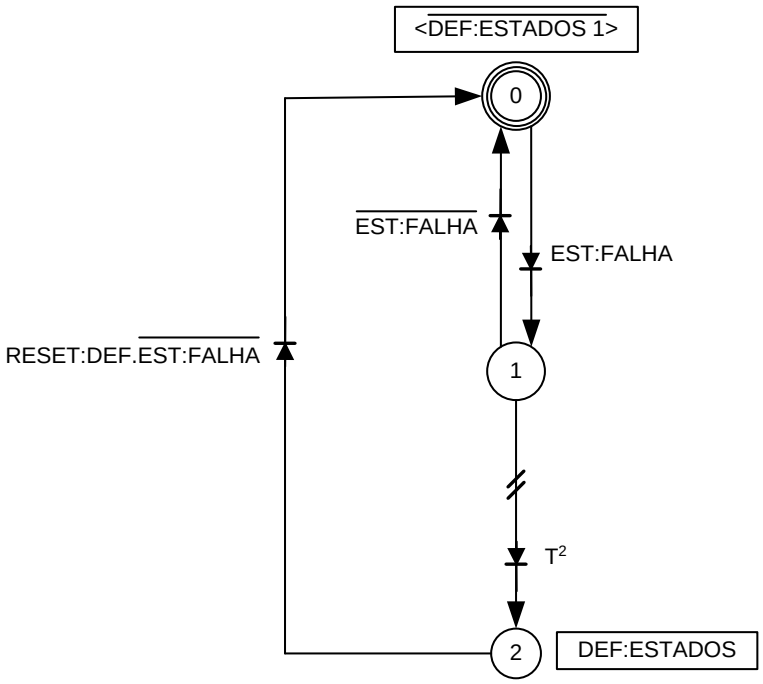
COND:AUT = AUTOMAT* $\overline{DEF:EST2}$* $\overline{DEF:BARRA}$

REDE VIGIA MEDIDAS



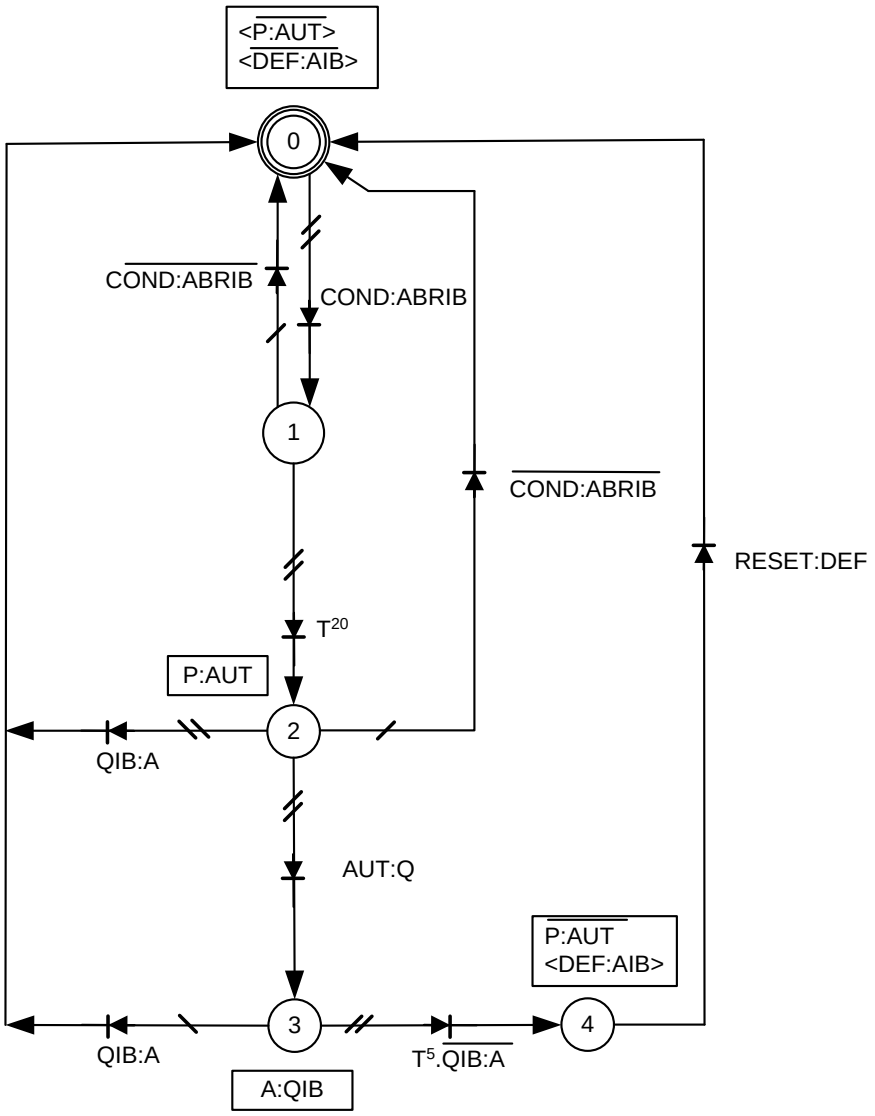
DISC:MED=QTR(i):F∗(U0:TR(i)∗UN:AA2+UN:TR(i)∗U0:AA2)+QGS1:F∗(U0:GS1∗UN:AA1.CA1.E1+UN:GS1∗U0:AA1.CA1.E1)+QGS2:F∗(U0:GS2∗UN:AA1.CA2.E1+UN:GS2∗U0:AA1.CA2.E1)+QIB:F∗((U0:AA1.CA1.E1∗UN:AA2.CA1.E1+UN:AA1.CA1.E1∗U0:AA2.CA1.E1)+U0:AA1.CA2.E1∗UN:AA2.CA2.E1+UN:AA1.CA2.E1∗U0:AA2.CA2.E1)) + UN:TR(i) ∗ U0:TR(i) + UN:GS1∗ U0:GS1 + UN:GS2∗ U0:GS2 + UN:AA1.CA1.E1∗ U0:AA1.CA1.E1 + U0:AA2.CA1.E1∗ UN:AA2.CA1.E1 + UN:AA1.CA2.E1∗ U0:AA1.CA2.E1 + U0:AA2.CA2.E1∗ UN:AA2.CA2.E1 + $\overline{\text{UNTR(i)}}$ ∗ $\overline{\text{U0TR(i)}}$ + $\overline{\text{UN:GS1}}$∗ $\overline{\text{U0:GS1}}$+ $\overline{\text{UN:GS2}}$∗ $\overline{\text{U0:GS2}}$

REDE VIGIA ESTADOS 1



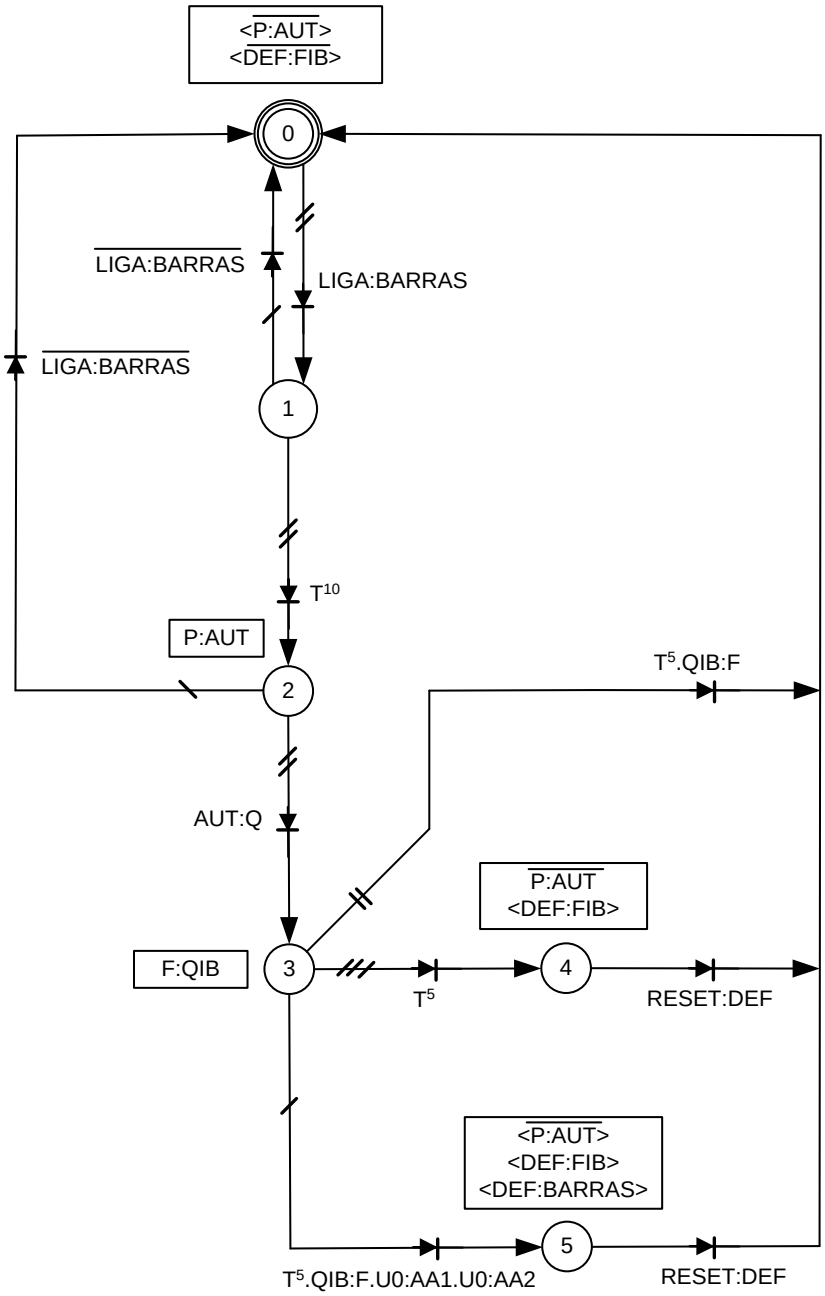
EST: FALHA = Q(i):F ∗ Q(i):A

REDE ABRIR BARRAS



COND:ABRIR=U0:AA2∗U0:AA1∗QIB:F∗$\overline{\text{UN:AA2.CA1.E1}}$∗$\overline{\text{UN:AA1.CA1.E1}}$∗ $\overline{\text{UN:AA2.CA2.E1}}$∗$\overline{\text{UN:AA1.CA2.E1}}$

REDE LIGA BARRAMENTOS



LIGA: BARRAS = UN:AA2 ∗U0:AA1∗QIB:A∗QGS1:A∗QGS2:A