

MARINHA DO BRASIL
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA
ESCOLA DE FORMAÇÃO DE OFICIAIS DA MARINHA MERCANTE

VITOR MÁXIMO DOS SANTOS

ROBUSTEZ DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

RIO DE JANEIRO

2014

VITOR MÁXIMO DOS SANTOS

ROBUSTEZ DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Monografia apresentada como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Náuticas do Curso de Formação de Oficiais de Máquinas da Marinha Mercante, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Orientador: Prof. Msc. Eng. **Paulo Roberto Batista Pinto**

RIO DE JANEIRO

2014

VITOR MÁXIMO DOS SANTOS

ROBUSTEZ DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Náuticas do Curso de Formação de Oficiais de Máquinas da Marinha Mercante, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Data da Aprovação: ____/____/____

Orientador: Prof. Msc. Eng. **Paulo** Roberto Batista **Pinto**

Assinatura do Orientador

NOTA FINAL: _____

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha avó materna Amélia Guedes (em memória), a qual sempre zelou por mim, dando o seu melhor na minha formação como ser humano.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por abençoar minha família, aos meus pais Luiz e Myrian, ao meu irmão Hugo, por sempre estarem ao meu lado.

Ao meu primo Gabriel Belchior, que se formou neste centro de instrução e foi responsável pelo meu interesse por esta excelente carreira.

Enorme gratidão à minha tia Nelia Guedes, de quem recebi total apoio na época de curso preparatório para o concurso de admissão EFOMM 2012.

"A realização de um sonho depende de dedicação, há muita gente que espera que o sonho se realize por magia, mas toda magia é ilusão, e a ilusão não tira ninguém de onde está."

Roberto Shinyashiki

RESUMO

De todos os segmentos da infraestrutura do Brasil, energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização – e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais. Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica.

Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN.

Palavras-chave: robustez, sistema elétrico nacional, Brasil, SIN, infraestrutura, Aneel.

ABSTRACT

Of all segments of the Brazilian infrastructure, electricity is the most universalized service. The incidence and dimensions of unserved niches are directly related to its location - and the physical or economic hardship extension to the power grid. After all, each of the five geographical regions that split the Brazil - South, Southeast, Midwest, Northeast and North - has quite peculiar and different from other features. These characteristics determine the contours of the systems for generation, transmission and distribution have acquired over time and still determine the greater or lesser ease of access for the local population to the grid.

For generation and transmission of electricity, for example, the country has a system (set composed of plants, transmission lines and distribution assets) main: the National Interconnected System (SIN). This huge "electric highway" covers most of Brazil and consists of the connections made over time, facilities initially restricted to the exclusive service of the regions of origin: South, Southeast, Midwest, Northeast and North. In addition, there are several smaller systems, not connected to the grid and therefore called Isolated Systems, which focus mainly in the Amazon region in Northern Brazil. This is because the geographical features of the region, consisting of dense and heterogeneous forest, and rushing rivers and extensive hampered the construction of transmission lines of great length to allow connection to SIN.

Keywords: robustness, national grid, Brazil, SIN, infrastructure, Aneel.

Lista de Figuras

Figura 1 - Parque Gerador do Grupo Light (Rio de Janeiro)	31
Figure 2 - Planta de Geração e Propulsão Elétrica (BRAM Offshore)	33

Sumário

1.INTRODUÇÃO	11
2.FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	13
2.1.Iniciativas privadas e o início do sistema de concessões	13
2.2.Inserção do capital estrangeiro – Formação de empresas locais	13
2.3.Início da regulamentação do uso da água	15
2.4.Década de 40 – Início da constituição das grandes empresas estatais	15
2.5 Situação do setor elétrico durante o Governo Vargas	16
2.6 Período pós-revolução de 1964 - Nacionalização e estatização do Setor Elétrico	18
2.7 O Surgimento e a Evolução da Rede de Transmissão	19
2.8 SIN - Sistema Interligado Nacional	21
2.8.1 Características do SIN – Sistema Interligado Nacional	21
2.8.2 Programa Mensal	21
2.9 Sistemas Interligados	23
2.9.1 Furnas e Itaipu: marcos na história da operação do Sistema Elétrico Interligado	23
2.9.2 Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste	24
2.9.3 Sistema Interligado Sul	25
2.9.4 Sistema Interligado Nordeste	25
2.9.5 Interligação Sul/Sudeste	26
2.9.6 Interligação Norte/Nordeste	27
3.Geração Hidrelétrica	28
3.1 ITAIPU	28
3.1.1 Dados	28
3.2 Grupo LIGHT	30
4. SOLAS e Embarcações Diesel-Elétrico	32
CONCLUSÃO	34
REFERÊNCIAS	36

Capítulo 1: INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro teve sua formação a partir de iniciativas isoladas de empresas e instituições, que necessitavam de energia elétrica como insumo básico para suas atividades.

Com o desenvolvimento das atividades agrícolas e industriais no início do século XX, foi necessária a obtenção de ganhos de escala na produção de energia elétrica, tendo em vista o significativo crescimento do mercado consumidor.

Com isso, iniciou-se a entrada de capitais privados nacionais e estrangeiros na produção de energia elétrica no Brasil, visando à construção de um parque gerador que pudesse atender a crescente demanda por energia elétrica.

Em função de seus recursos hidráulicos abundantes, formados por rios caudalosos e perenes, aliado a escassez de combustíveis fósseis, restringindo a expansão da termoeletricidade (mais poluente que a hidroeletricidade), a opção natural do Brasil foi a hidroeletricidade.

Desta forma, a partir de meados do século XX iniciou-se um processo intensivo de construção de usinas hidrelétricas no país, porém como as mesmas eram intensivas em capital, foi necessária a participação direta do Estado nesses empreendimentos.

A opção pela hidroeletricidade, embora tenha sido uma escolha natural do país, fez com que o setor elétrico brasileiro apresente características singulares no mundo. Embora não seja o único sistema elétrico em que a hidroeletricidade representa 90% do atendimento a carga, o Brasil, por ser um país tropical, apresenta incertezas associadas às afluições futuras as usinas, o que confere uma incerteza ao atendimento futuro da carga. Se compararmos o sistema elétrico brasileiro com o norueguês, que é totalmente hidroelétrico, observamos que na Noruega há um menor grau de incerteza quanto às afluições futuras, pois as mesmas são funções do gelo acumulado no Norte do país, cujo volume pode ser medido e, com isso, serem efetuadas previsões de afluições futuras aos reservatórios das usinas.

Assim, em função da opção natural pela hidroeletricidade e ciente das incertezas associadas às afluições futuras (quantidades de chuvas), o setor elétrico brasileiro expandiu-se construindo usinas com reservatórios de regularização plurianual, visando manter estoques de água que suportassem sequências hidrológicas desfavoráveis. Além

disso, expandiu as interligações entre as diversas regiões do país para utilizar a sazonalidade hidrológica entre as mesmas, fazendo com que o sistema de transmissão fosse usado como uma “usina virtual”, transferindo recursos das Regiões onde havia abundância para aquelas com escassez de recursos energéticos.

Da mesma forma, promoveu a expansão de um parque térmico com usinas nucleares e à gás natural, em adição as já existentes a combustível fóssil (carvão e óleos combustíveis), para complementação energética, em situações hidrológicas desfavoráveis e reduzidos estoques nos reservatórios das usinas hidroelétricas, constituindo assim o Sistema Interligado Nacional – SIN.

O planejamento da operação de um sistema hidrotérmico, com predominância hidrelétrica tem características estocásticas associadas às afluências futuras, além de incertezas inerentes aos cronogramas de expansão da geração e transmissão bem como em relação às previsões de carga, dentre outras. Além disso, há um acoplamento temporal entre as decisões, o que significa que decisão presente afeta o estado futuro de armazenamento do sistema. Da mesma forma, há um acoplamento espacial, uma vez que a decisão da forma de operação de uma usina terá reflexos nas demais usinas da cascata.

Considerando-se estes aspectos, foi desenvolvida uma cadeia de modelos computacionais que objetiva efetuar o planejamento da operação do SIN, através da otimização do uso de seus recursos energéticos.

Como já exposto anteriormente, as interligações entre as diversas regiões geográficas do país constituem-se num importante recurso para reduzir os riscos de déficit futuro, pois permitem a transferência dos recursos energéticos onde estes estejam abundantes, para as regiões onde há escassez dos mesmos. Com isso, além da redução dos riscos futuros de déficit de uma determinada Região, há também um volume significativo de investimentos evitados na expansão de parques geradores locais, bem como uma redução no custo da energia, uma vez que as interligações permitem que se explorem as sinergias inerentes a um subsistema interligado.

Capítulo 2: FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

2.1. Final do século XIX – Iniciativas privadas e o início do sistema de concessões

As primeiras iniciativas para produção de energia elétrica no Brasil estavam ligadas, principalmente, a indústria e ao setor agrícola. Neste contexto, foram implementadas as primeiras usinas hidrelétricas no Brasil:

- **Em 1883:** usina hidrelétrica Ribeirão do Inferno, destinada ao fornecimento de energia às plantas de mineração localizadas em Diamantina (MG);
- **Em 1885:** usina hidrelétrica da Companhia de Fiação e Tecidos, no município de Viçosa (MG);
- **Em 1887:** usina hidrelétrica Ribeirão dos Macacos, no município de Nova Lima (MG) e a usina termelétrica Velha Porto Alegre, em Porto Alegre (RS);
- **Em 1889:** usina hidrelétrica de Marmelos, no município de Juiz de Fora (MG).

Com a expansão da demanda por serviços de eletricidade, o Estado viu-se obrigado a implementar concessões para exploração dos serviços de iluminação e transporte, uma vez que não dispunha de recursos financeiros para prover a expansão dos serviços necessários ao atendimento a população. Essas concessões, seguindo a Constituição de 1891, eram outorgadas pelas prefeituras municipais, especialmente no tocante ao segmento de distribuição, cabendo aos governos estaduais o poder concedente com relação ao aproveitamento e à utilização das quedas d'água.

No início, os contratos de concessão para a realização dos serviços de eletricidade tinham prazos de até 90 anos, e ofereciam garantias financeiras por parte do Estado às concessionárias.

2.2. Final do século XIX e início do século XX – Inserção do capital estrangeiro – Formação de empresas locais

Em 1899, começou a funcionar no País a empresa canadense São Paulo Railway, Light and Power Company Ltda., dando início à atuação do Grupo Light no Brasil, passando, no mesmo ano, a se chamar São Paulo Tramway, Light and Power Company

Ltda. Dessa forma, o setor elétrico passou a conviver com os investimentos estrangeiros em território nacional.

No início do século XX o Brasil ainda era um País de pequeno porte, com poucas construções, e a energia elétrica gerada era destinada aos setores de serviços públicos, sendo utilizada predominantemente para iluminação pública e no setor de transportes coletivos (bondes), bem como para suprimento a pequenas unidades industriais que, na maior parte, se destinavam à fabricação têxtil. Desta forma, o investimento inicial em geração de energia elétrica se deu em pequenas unidades geradoras.

Em São Paulo, os pequenos produtores e distribuidores de energia elétrica haviam se inserido gradativamente num movimento de concentração, organizada por empresas situadas em municípios economicamente mais fortes, formando grupos que passaram a controlar áreas maiores desse estado. São exemplos desse processo: a criação da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) em 1909 e a criação da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), em 1912.

Na década de 20 foi criado o primeiro órgão oficial relacionado à política setorial, a Comissão Federal de Forças Hidráulicas do Ministério da Agricultura. Entretanto, partes das empresas de capital nacionais foram transferidas para o controle das empresas estrangeiras, conduzindo a uma desnacionalização do Setor.

O Grupo Light incorporou as empresas de Ataliba Vale, Fonseca Rodrigues e Ramos de Azevedo, constituídas no interior do estado de São Paulo, e a American and Foreign Power Company (Amforp), organizada em 1923 pela Electric Bond and Share e atuante no Brasil a partir de 1927, passou a controlar as empresas de Armando de Salles Oliveira e do Grupo Silva Prado, e a CPFL (Compania Paulista de Força e Luz).

Em 1930, as atividades ligadas à energia elétrica estavam claramente dominadas pelo Grupo Light, concentrado no eixo Rio de Janeiro - São Paulo, e pela Amforp em diversas capitais estaduais. Após a entrada deste capital estrangeiro foi possível ampliar a capacidade instalada com o aumento no número de usinas, que já não eram tão pequenas quanto as do início do século. Foi então que a hidroeletricidade tornou-se predominante, principalmente na Região Sudeste do País. As usinas termelétricas, mais numerosas na fase pioneira do Setor, restringiram-se a áreas economicamente menos ativas e com menos abundância de recursos hídricos.

Com a ampliação da capacidade instalada do parque gerador servido pelos grupos Light e Amforp, foi possível fazer investimentos na siderurgia, que pôde, dessa forma, viabilizar o desenvolvimento do setor agrícola, o qual recebeu máquinas mais pesadas e

equipamentos industriais, além do desenvolvimento dos setores de beneficiamento de borracha, remédios e perfumaria, entre outros. Neste período, também foram instituídas agências específicas, voltadas para a solução dos problemas relacionados à produção industrial de energia elétrica.

2.3. Início da regulamentação do uso da água

Em 1934, houve a promulgação do Código de Águas. Esse Código representou a instauração de um novo direito aplicável aos serviços de energia elétrica, através da regulamentação da indústria hidrelétrica, e que viria substituir as disposições estabelecidas no regime contratual vigente. Consagrou-se uma nova caracterização jurídica para a propriedade das águas, a partir de então distinta dos bens e terrenos circundantes, e a União passou a ser o único poder concedente para o estabelecimento dos serviços, tendo o Código de Águas definido, também, o regime de concessões para os aproveitamentos.

Em maio de 1939, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE), com o escopo de atuar em todos os assuntos pertinentes ao Setor Elétrico, desde questões tributárias até planos de interligação de usinas geradoras, e que viria a se configurar como o principal órgão do Governo Federal para a política setorial até a criação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), no início da década de 1960.

2.4. Década de 40 – Início da constituição das grandes empresas estatais

Com o objetivo de realizar o aproveitamento do potencial hidráulico da cachoeira de Paulo Afonso, foi dada autorização para a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), através do Decreto-lei n.º 8.031, de 3 de outubro de 1945.

Posteriormente, em abril de 1954, foram criados o Plano Nacional de Eletrificação e a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás). O Plano delineava uma profunda reestruturação setorial, prevendo um programa de expansão da geração de energia elétrica no País, a partir da exploração de seu potencial hidráulico e a intervenção maciça do Estado nas áreas de geração e transmissão. A propriedade das novas instalações geradoras passaria a concentrar-se em empresas controladas pelo Governo Federal e pelos governos

estaduais, as quais, por sua vez, tornar-se-iam responsáveis pelo suprimento às empresas atuantes no segmento de distribuição.

Em 1957, destaca-se a criação da Central Elétrica de Furnas S.A. que, posteriormente, ficou denominada Furnas Centrais Elétricas S.A., responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Furnas.

Em 25 de abril de 1961, o projeto de criação da Eletrobrás foi concretizado com a Lei n.º 3.890-A, no governo de Jânio Quadros, sendo que a empresa seria definitivamente instalada em 11 de junho de 1962, na gestão de João Goulart (1961-1964).

No âmbito estadual, destaca-se:

➤ Em Minas Gerais

A iniciativa de elaboração do Plano de Eletrificação de Minas Gerais, desenvolvido pela Companhia Brasileira de Engenharia (CBE) em 1950, o qual teve como consequência a organização da Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A, depois denominada Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig).

➤ Em São Paulo

Foram criadas a Usinas Elétricas do Paranapanema S.A. (Uselpa), em 1953, a Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cherp), em 1955, e a Centrais Elétricas do Urubupungá S.A. (Celusa).

➤ No Rio Grande do Sul

Dando continuidade à execução do Plano de Eletrificação, a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) procedeu à expansão do parque gerador.

Na distribuição, a atuação das empresas estatais também se deu em maior escala através da criação de empresas estaduais, cujas áreas de concessão correspondiam, na maior parte dos casos, aos limites geográficos de cada estado. Essas empresas além de possuírem a concessão da distribuição de energia, também desenvolveram projetos de geração.

2.5 Situação do setor elétrico durante o Governo Vargas

Getúlio Vargas promulgou o Código de Águas em julho de 1934, assegurando à União o monopólio da concessão dos aproveitamentos hidrelétricos e a possibilidade de um controle mais rigoroso sobre as concessionárias. Instituiu-se então a fiscalização

técnica, financeira e contábil das empresas e o artigo 179 atribuiu ao governo federal a competência para determinar as interconexões e as condições que deveriam reger a troca de serviços entre as empresas de energia elétrica. Nesse momento, enquanto não fossem procedidas às revisões dos contratos existentes, as empresas não podiam fazer ampliações ou modificações em suas instalações, nem firmar novos contratos.

Durante o governo de Vargas (1934-1937), a aplicação do código permaneceu praticamente em suspenso, devido à controvérsia em torno de sua constitucionalidade, à resistência das concessionárias estrangeiras e às dificuldades da administração federal em aparelhar-se adequadamente para exercer a fiscalização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A revisão dos contratos entrou em espera, entretanto novas interligações.

Entretanto, em 1939, a escassez de energia elétrica em vários pontos do país fez com que o governo deixasse de lado as exigências legais que impediam não apenas a expansão do parque gerador, mas também a interligação de sistemas elétricos. Foi criado neste mesmo ano o Conselho Nacional de Águas (Cnaee) encarregado de tratar de todas as questões relativas à regulamentação e ao desenvolvimento do setor. Com o Decreto-Lei n.º 1.345 foram definidas regras de interligação de sistemas elétricos e determinado o restabelecimento dos fornecimentos de energia entre empresas de eletricidade, independentemente da assinatura de novos contratos ou da revisão dos existentes. Em 1940, com a promulgação do Decreto-Lei n.º 2.050, foram removidos os obstáculos legais para a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com base nesses dois decretos, várias interligações de sistemas elétricos foram autorizadas e implementadas durante a Segunda Guerra Mundial, sob a coordenação do Cnaee.

Já em 1946, a carga máxima da São Paulo Light alcançou, pela primeira vez, o nível da capacidade instalada. Desta forma, novas unidades geradoras foram instaladas no Rio e em São Paulo, porém, o aumento da oferta de energia elétrica na Região mais desenvolvida do país revelou-se inferior às elevadas taxas de crescimento industrial. Além da expansão de seu parque gerador, a Light também promoveu a interligação das novas usinas, Cubatão e Fontes, de forma a possibilitar o intercâmbio energético entre os sistemas de São Paulo e Rio de Janeiro. A interligação era em 230 kV e entrou em serviço em 1947, após a adaptação de duas unidades de Cubatão para geração em 50Hz. A interligação entre esses sistemas foi plenamente efetivada em 1950 quando a linha de transmissão passou a operar com a subestação conversora de frequência de Aparecida do Norte (SP), limitada a 50 MW.

2.6 Período pós-revolução de 1964 - Nacionalização e estatização do Setor Elétrico

Devido aos altos investimentos dos anos anteriores, a década de 60 começou com ciclo econômico depressivo, com a interrupção de muitas obras consideradas básicas, devido ao processo inflacionário, e também uma forte pressão sobre os salários. Com isso, verificou-se a paralisação dos investimentos privados causado pelo temor da desestabilização política, que então se anunciava. Essa crise só foi superada com a chegada do Presidente Médici (1969-1974) e seu “milagre econômico”, que apresentou elevados índices de crescimento da economia brasileira começando assim o investimento em obras de infraestrutura.

Em 1964, com a organização efetiva da Eletrobrás, o processo de nacionalização e estatização do setor de energia elétrica brasileiro teve continuidade. A Eletrobrás passou a atuar como empresa holding das concessionárias públicas de energia elétrica do Governo Federal e no planejamento setorial, responsabilizando-se pela definição dos programas de expansão do sistema elétrico brasileiro. O modelo idealizado para o setor elétrico brasileiro consistiu na criação de grandes empresas geradoras de energia, cuja área de concessão correspondia às regiões geográficas do país. Desta forma foram criadas as empresas de geração atuantes em âmbito nacional, que também detinham a concessão para expansão do sistema de transmissão, dando início a um processo de interligação da malha de transmissão, cuja evolução constituiu o atual Sistema Interligado Nacional.

Assim sendo, foram criadas a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), responsável pela expansão do parque gerador da Região Nordeste, bem como as Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), com função idêntica na Região Norte do país. Na Região Sudeste foi criada Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas) com o objetivo de complementar os recursos de geração já existentes nos estados de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro. Da mesma forma, foi criada a Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) para complementar os recursos de geração já existentes na Região Sul, principalmente nos estados do Paraná e Rio Grande do Sul. A nacionalização do setor de energia elétrica foi acelerada com a aquisição, pelo Governo Federal, dos ativos das empresas do Grupo Amforp, em 1979. O Governo adquiriu as empresas do Grupo Light, o que deu origem a Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light), subsidiária da Eletrobrás, atuando no Rio de Janeiro, e à Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo), controlada pelo governo do estado de São Paulo. A partir de 1968, a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A (Escelsa) passa a integrar também o Grupo Eletrobrás.

O modelo estruturado pela organização do Sistema Eletrobrás garantiu a expansão dos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica ao longo dos anos 60 e 70. Entretanto, a crise do petróleo, em 1973, levou à substituição, incentivada pelo governo federal, do uso de combustíveis fósseis pela eletricidade nas indústrias eletro intensivas, o que acarretou a necessidade de novos investimentos. Como o crescimento do consumo anual de energia elétrica, entre 1970 e 1980, atingiu o índice de 10%, foram implementados projetos de construção de grandes centrais elétricas, como a Usina Hidrelétrica Tucuruí, sob a responsabilidade da Eletronorte, e a Usina Hidrelétrica Itaipu, executada pelos Governos do Brasil e do Paraguai, por meio da Itaipu Binacional. A aceleração do consumo levou, também, à implementação da geração térmica nuclear no País e à assinatura do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, em 27 de junho de 1975.

2.7 O Surgimento e a Evolução da Rede de Transmissão

A rede de transmissão dos sistemas elétricos interligados no Brasil, segundo a classificação adotada pelo setor, comporta as linhas em tensão igual ou superior a 765kV, desempenhando duas funções primordiais. A primeira é a distribuição espacial de energia aos grandes centros consumidores e a alimentação de eventuais consumidores de grande porte. A segunda consiste na interligação de usinas geradoras, bacias hidrográficas e regiões de características hidrológicas complementares, com o fim de corrigir os desequilíbrios regionais entre produção e consumo. A rede de subtransmissão, englobando as tensões de 69 kV e 138 kV, tem a finalidade de transmitir energia às pequenas cidades ou grupamentos de cidades, ao interior dos grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte. Tal classificação não é rígida, porque a tensão de 138 kV, sendo de fronteira, também pode ser enquadrada eventualmente como de transmissão.

A interligação teve seu primeiro efeito em 1925, decorrente da crise energética que a Light esteve sujeita. Devido ao aumento de demanda solicitado pelo estado paulista que se encontrava em pleno desenvolvimento industrial, somado à grave estiagem no local, a prefeitura de São Paulo adotou medidas de racionamento. Foram criados órgãos estatuais como a Companhia Docas de Santos, a Empresa Força e Luz de Jundiaí e a Companhia Campineira de Tração, Luz e Força com poderes para coordenar o racionamento e

promover a “equitativa distribuição de energia elétrica” na área de concessão da Light e de outras empresas.

Através das linhas eletrificadas pela Companhia Paulista de Estradas de Ferro (CPEF), no trecho entre Jundiaí e Campinas, a São Paulo Light passou a receber energia da Companhia Campineira e providenciou a construção de uma linha de transmissão para o recebimento de sobras de energia elétrica da hidrelétrica Itatinga, que entrou em operação em junho de 1925 e iniciou a construção da usina de Cubatão, na cidade de mesmo nome. Nesta década, o setor elétrico encontrava-se centralizado nas duas grandes empresas estrangeiras, a Light e a Amforp que possuíam o monopólio dos serviços de eletricidade.

Em 1930, a Rio Light contava com ampla disponibilidade de energia para o atendimento de seu mercado, e foi então que a primeira interligação com sistemas elétricos de frequências diferentes foi incorporada no Brasil, com o objetivo de permitir a transferência de energia do sistema Rio Light em 50 Hz e o sistema da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), subsidiária da Amforp. Esta interligação exigiu a construção da subestação conversora de Rio da Cidade, em Petrópolis, equipada com duas unidades Conversoras de 3 MW e as transferências de energia eram controladas à distância, por meio de sinais enviados por linha telefônica. A subestação foi posta em funcionamento, em caráter de emergência, convertendo energia da CBEE para o atendimento da Rio Light, contrariando o planejamento inicial. Isso se explica pela tomada da usina Ilha dos Pombos, da Rio Light, pelos revolucionários durante o governo de Getúlio Vargas.

Neste mesmo ano, a Amforp que possuía 20 pequenas usinas com capacidade inferior a 50 MW isoladas e pouco eficientes, começa a investir na interligação. Ela desmonta as usinas antieconômicas e uniformiza a frequência de todas as suas subsidiárias paulistas, adotando o padrão de 60 Hz. Os sistemas foram interligados por uma rede de transmissão com linhas de 66 kV, permitindo uma maior utilização de suas instalações, principalmente em virtude da melhoria no fator de carga e de uma mais conveniente repartição de cargas entre as diversas usinas. Foi então, que pela primeira vez no Brasil, os sistemas elétricos interligados funcionaram como uma unidade, com despacho de carga centralizado, permitindo o máximo aproveitamento da energia global.

2.8 SIN - Sistema Interligado Nacional

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de porte continental, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

2.8.1 Características do SIN – Sistema Interligado Nacional

O SIN é responsável pelo suprimento de energia a 98% do território nacional. Os 2% restantes constituem-se em sistemas isolados, localizados na Região Norte do País, constituído por Manaus, Boa Vista, Porto Velho, Rio Branco e Macapá, que dispõem de sistemas de geração locais.

Como as usinas hidrelétricas são construídas em espaços onde melhor se podem aproveitar as aflúncias e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no País um extenso sistema de transmissão. Essa distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do País, tende a ocasionar excedente ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, obterem-se os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras.

Desde meados da década de 70, o sistema eletro energético brasileiro é operado de forma coordenada, no intuito de se obterem ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Ela busca minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplar restrições intra e extra setoriais e aumentar a confiabilidade do atendimento.

2.8.2 Programa Mensal

O Programa Mensal de Operações – PMO é coordenado e elaborado pelo ONS com a participação dos Agentes, em reunião mensal registrada em ata. Mesmo sendo o ONS uma

empresa relativamente jovem, o PMO já existe há mais tempo, sendo desenvolvido anteriormente pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) que atuava na Eletrobrás. Os agentes enviam mensalmente para o ONS todas as informações relativas à sua geração, portanto participam diretamente do processo de elaboração da PMO.

O PMO recebe cenários gerados pelo Planejamento de Médio Prazo, que trabalha com um horizonte de cinco anos. A partir daí, elabora, por meio de sistemas matemáticos robustos, cerca de duas mil séries de vazões sintéticas, baseadas em situações já ocorridas. O desafio do Programa, portanto, é aperfeiçoar o presente baseado nessas diversas possibilidades de futuro geradas pelos modelos. É possível afirmar que toda decisão tomada deve considerar a análise de cenários futuros de crescimento do Mercado e do Sistema de Transmissão. Para realização do PMO é fundamental levar em consideração o conjunto de restrições operativas associadas a cada bacia, relativas aos condicionantes ambientais e ao uso múltiplo de suas águas e, em especial, aquelas associadas às condições de confiabilidade e segurança operacional do Sistema Interligado. Todas as restrições precisam ser informadas pelos agentes.

Como exemplo destas restrições, podemos citar as seguintes:

- ✓ Restrições de Uso Múltiplo da água: Uso de Hidrovias, Controle de Cheias e a Captação de água principalmente no Rio de Janeiro;
- ✓ Restrições Ambientais: A Piracema, o crescimento desordenado de plantas aquáticas que ocorre quando o rio se torna pouco oxigenado e a parada das máquinas para limpeza das grades quando necessário;
- ✓ Interdependência Operativa de Bacias e Usinas;
- ✓ E como já foi dito, a Confiabilidade e Segurança Operativa do SIN.

Os possíveis impactos destas Restrições na Operação do SIN, podem acarretar em alterações na política de operação, alterações nos custos de operação, alterações nos custos marginais de operação, na segurança elétrica do sistema, em encargos do sistema, na elevação das curvas de aversão ao risco, no aumento dos riscos de déficit de energia, além de condicionantes ambientais e restrições de uso múltiplo de jusante que podem não ser atendidas.

2.9 Sistemas Interligados

2.9.1 Furnas e Itaipu: marcos na história da operação do Sistema Elétrico Interligado

Durante a construção da usina de Furnas, Belo Horizonte sofreu um drástico racionamento que requereu um esquema de emergência para que a energia da usina fosse enviada à capital mineira por intermédio da ligação Peixoto-Belo Horizonte. Tal fato implicou na construção antecipada da linha de 345 kV que entrou em operação em 1960. A linha funcionou por sete anos com tensão de 138 kV, abaixo de sua tensão nominal.

A usina hidrelétrica de Furnas proporcionou a primeira forte interligação elétrica do Brasil envolvendo os maiores centros urbanos e industriais do país: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte – o chamado Sistema Interligado da Região Centro-Sul, como era designada a Região Sudeste.

Com as novas conexões com os estados da Guanabara, Espírito Santo e Goiás, e a perspectiva de suprimento de energia em grosso de usinas de grande porte houve a necessidade de uma coordenação operacional mais efetiva entre as empresas do sistema. Foi nesse contexto que surgiu, no Sudeste, o Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI) da Região Centro-Sul, oficializado em 1969 pelo Ministério das Minas e Energia (MME). Um comitê análogo surgiria na Região Sul em 1970, congregando as principais concessionárias do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Os CCOIs foram posteriormente substituídos pelos Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI) das regiões Sudeste e Sul, devido os novos rumos no planejamento da expansão e operação impostos pela construção da usina de Itaipu.

Itaipu foi interligada ao sistema brasileiro, com a energização da linha Foz de Iguaçu-São Roque (Ibiúna), de 792 km. Era a primeira linha bipolar do tronco de transmissão em corrente contínua de 600 kV, construída e operada por Furnas. Teve êxito também na operação da primeira linha de 750 kV em corrente alternada, de 580 km, entre Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto que permaneceu praticamente inalterada até 1998. A entrada em operação do terceiro circuito ocorreria de forma escalonada nos anos seguintes, começando pela inauguração, em 1999, do trecho inicial entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã.

2.9.2 Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste

Sistema Interligado da Região Centro-Sul foi a primeira denominação para a interligação de grande porte entre as empresas da Região Sudeste e áreas vizinhas do Centro-Oeste, decorrente da expansão da geração e da rede de transmissão de energia elétrica. Posteriormente, passou a ser designado como Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste, isto devido à divisão regional do país em 1969.

O programa inicial de transmissão de Furnas foi virtualmente concluído em 1964, com a energização de três linhas de 230 kV. A linha entre Guarulhos e a subestação Anhanguera proporcionou o fechamento do anel de 230 kV em torno da cidade de São Paulo. Foram simultaneamente energizadas, três linhas de transmissão de 138 kV, ligando Barra Bonita à hidrelétrica de Bariri e outra de mesma tensão entre as subestações de Botucatu e São Carlos, cidades localizadas no Estado de São Paulo.

Em Minas Gerais, a Cemig (concessionária local de energia) implantou a malha de transmissão de 138 kV entre Peixoto-Cachoeira Dourada. Foi construída também, mais tarde, uma linha Uberlândia-Cachoeira Dourada e a duplicação da primeira para maior capacidade de transporte de energia.

Nos anos 1967 e 1968 tivemos a entrada de operação da usina termelétrica de Santa Cruz, suprimindo diretamente o estado do Rio de Janeiro e a conclusão da linha de 345 kV entre Furnas-Itutinga-Guanabara, destinada à interligação com a Rio Light. A contribuição energética da usina de Itutinga no município de mesmo nome em Minas Gerais, foi importante, pois no momento a Rio Light enfrentava a inundação das usinas de Nilo Peçanha e Fontes, durante as enchentes do início de 1967.

Em dezembro de 1967, o Espírito Santo passou a receber energia de Furnas em 60 Hz e 138 kV que beneficiou somente a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), no porto de Tubarão, já que os demais municípios ainda utilizavam energia na frequência de 50 Hz.

O sistema interligado sudeste cresceu em ritmo acelerado no período de 1974 a 1984, ganhando nova configuração com a entrada em operação de usinas hidrelétricas de médio e grande porte, além de extensas linhas de transmissão em diversos níveis de tensão. Vale destacar o sofisticado sistema misto de transmissão associado à binacional Itaipu, que permitiria o suprimento de energia para o Sudeste do país, a quase mil quilômetros de distância.

2.9.3 Sistema Interligado Sul

Em 1963, os três estados do Sul operavam sem qualquer interligação entre seus sistemas elétricos, embora o Norte do Paraná tivesse uma interconexão com São Paulo. A linha de transmissão de 88 kV conectava a hidrelétrica Salto Grande, da Uselpa, aos municípios de Cornélio Procópio e Londrina, no Paraná. Já em 1965, ocorreram no extremo Sul do Brasil as primeiras interconexões internacionais, ligando pontualmente cidades brasileiras e uruguaias. Essas interligações, embora pequenas, permitiram aos dois países uma melhor utilização de seus equipamentos.

Mas, foi em 1967 que ocorreu de fato a primeira interconexão no Sul, entre os estados do Paraná e Santa Catarina. Dois anos depois, uma nova interligação entre Paraná e São Paulo foi estabelecida entre os sistemas elétricos para a realização de trocas de energia mais substantivas. Neste ano, 1969, começou a funcionar, em caráter experimental, a linha de transmissão Figueira-Xavantes: recebia a energia elétrica produzida em Jurumirim e enviava para Xavantes, por outra linha também em 230 kV.

Em meados de 1970, a Copel elevou a tensão do tronco principal de seu sistema elétrico, de 138 kV para 230 kV, após ampliações e melhorias em algumas subestações. Com isso, a Região Sul aumentou sua capacidade de transporte de energia, tornando mais eficaz a conexão com o Sudeste e com Santa Catarina. A segunda interligação entre estados da Região, em 1971, uniu o Rio Grande do Sul a Santa Catarina, por meio da conexão do principal sistema elétrico da CEEE ao da Sotelca.

Em 1973, a conexão entre os três estados, em 230 kV, estava bem avançada. Este foi o ano da expansão, não só pela entrada em operação de novas unidades de geração, mas também em função do progresso na conversão de frequência. Além da interligação com o Paraguai, cerca de 450 MVA foram instalados ou remanejados e seis trechos da linha-tronco passaram a operar em 230 kV.

2.9.4 Sistema Interligado Nordeste

Em 1963, o Nordeste contava apenas com quinze termelétricas e seis hidrelétricas, num total de 460MW, distribuídos de forma desigual. Na época a Chesf era a principal empresa de energia e, suas linhas passaram de 3.836 km de extensão, em 1962, para 10.967 km, em

1972. Eram seis os sistemas nordestinos, formados pelas linhas e subestações da empresa. Cabe ressaltar, entretanto, que não havia qualquer intercâmbio relevante de energia.

Em 1972, o sistema primário de transmissão da Chesf era composto por linhas de 230 kV e 138 kV, enquanto os sistemas secundários tinham 69 kV. A essa altura, a empresa atendia localidades do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, que compunham a Região Nordeste Oriental.

No Nordeste Ocidental, que abrangia Maranhão e Piauí, a energia de Boa Esperança, gerada pela Coebe, chegava a 74 cidades, incluindo São Luís e Teresina, por linhas-tronco de 230 kV.

O Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste (Enenorde) sugeriu para ampliação do sistema de transmissão da Chesf, a adoção de 500 kV nas linhas de extra-alta tensão. Além das vantagens técnicas e econômicas, os 500 kV permitiriam a padronização das tensões em todo o país. O sistema recomendado para o Nordeste Oriental consistia em três troncos principais em 500 kV: o primeiro, na direção Sul, para atender à área de Salvador; o segundo, na direção Leste, com o centro principal de carga em Recife; e o terceiro para o Norte, atendendo à área de Fortaleza. As primeiras linhas de 500 kV deveriam entrar em operação em 1976.

2.9.5 Interligação Sul/Sudeste

As características locais determinaram algumas diferenças nos critérios de operação entre os sistemas Sul e Sudeste. No planejamento da operação da Região Sul, por exemplo, foram adotadas medidas corretivas – geralmente cortes de carga – para contornar emergências simples na rede de 230 kV.

Em outubro de 1977, foi firmado um acordo de intercâmbio para armazenamento entre Eletrosul, Furnas e Cesp, cujo objetivo, mais uma vez, era transferir energia do Sudeste para cobrir os déficits do Sul, até a entrada em operação do sistema de 500 kV da Eletrosul, que seria interligado ao sistema de 750 kV de Furnas.

O ano de 1979 foi um marco do importante aumento na capacidade de transferência de energia do Sudeste para o Sul, de 650 MW. Foram acionadas subestação Assis, da Cesp, com 300 MVA (transformando 440 kV para 230 kV), e a linha de transmissão Assis-Maringá, da Eletrosul, em 230 kV, ligando as instalações paulistas da Cesp com as da paranaense Copel. Além disso, foi antecipada a entrada em operação da linha Capivara-

Florestópolis (Copel), em 138 kV, ligando São Paulo e Paraná. Este novo elo com operação em 230 kV, ligando Passo Fundo a Passo Real, via Santa Marta, permitiu aumentar em cerca de 150 MW a recepção de energia pelo estado do Rio Grande do Sul e, com isso, nascia uma rota alternativa, capaz de contornar emergências em outros elos de suprimento ao território gaúcho.

Em 1982, foi estabelecido o elo forte da interligação entre Sul e Sudeste, quando a subestação de Ivaiporã foi conectada à linha de transmissão em 750 kV Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, de Furnas, integrante do sistema de transmissão de Itaipu em direção a São Paulo. Na mesma ocasião, foi acionada a linha de transmissão em 500 kV Ivaiporã-Areia-Campos Novos-Gravataí, unindo as áreas centrais de Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Foi a primeira interligação em 500 kV da bacia do Iguaçu com a Região metropolitana de Porto Alegre. Já no ano seguinte, houve a conclusão do segundo estágio do sistema em 500 kV da Eletrosul, que incluía a linha de transmissão Curitiba-Blumenau, unindo Paraná e Santa Catarina.

2.9.6 Interligação Norte/Nordeste

A interligação Norte/Nordeste começou a funcionar, de fato, em 1981, quando foram energizadas duas linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV, com potência de 300 MW e 600 MW, respectivamente, ligando Sobradinho a Belém. A operação da usina Tucuruí, situada no rio Tocantins – sem a qual a interligação seria impossível – ocorreu em novembro de 1984, com as duas primeiras máquinas de 330 MW, aumentando em 5% a capacidade instalada do sistema interligado Norte-Nordeste. O sistema foi composto originalmente por três linhas de transmissão. A mais extensa, com 329 km, seguia para o Norte, até Vila do Conde. Outra linha dirigia-se ao Sul, até Marabá, com 223 km de extensão, e a terceira partir dali para Imperatriz, vencendo 182 km. Com complemento do sistema em 500 kV, foi montado outro, em 230 kV, com um total de 70 km, entre Vila do Conde e as subestações de Guamá e Utinga, ambas em Belém.

Capítulo 3: Geração Hidrelétrica

Hidrelétricas, grandes estruturas geralmente feitas de concreto que bloqueiam o fluxo de um rio ou córrego, são usadas para gerar eletricidade. Com ela, um grande volume de água é represado na área atrás da barragem. Esta água flui através de vários túneis pequenos na base da barragem que contêm turbinas ligadas a geradores elétricos. À medida em que a água flui através das turbinas, a eletricidade é gerada.

3.1 ITAIPU

A Usina Hidrelétrica de Itaipu é uma usina hidrelétrica binacional localizada no Rio Paraná, na fronteira entre o Brasil e o Paraguai. Construída por ambos os países no período de 1975 a 1982, no qual tanto o Brasil quanto o Paraguai eram governados por ditaduras militares, Itaipu é, hoje, a primeira maior usina geradora de energia do mundo. A barragem é a maior unidade operacional hidrelétrica em termos de geração de energia anual, gerando 91,6 TWh em 2009, enquanto a geração de energia anual da Barragem das Três Gargantas, na China, foi de 79,4 TWh em 2009. Com seu lago perfazendo uma área de 1 350 quilômetros quadrados, indo de Foz do Iguaçu, no Brasil e Ciudad del Este, no Paraguai, até Guaíra e Salto del Guairá, 150 quilômetros ao norte, além de suas vinte unidades geradoras de setecentos megawatts cada, Itaipu tem uma potência de geração de 14 000 megawatts. É um empreendimento binacional administrada por Brasil e Paraguai no rio Paraná na seção de fronteira entre os dois países, a 15 km ao norte da Ponte da Amizade. A capacidade instalada de geração da usina é de 14 GW, com 20 unidades geradoras fornecendo 700 MW cada e projeto hidráulico de 118 m. No ano de 2012, a usina bateu o antigo recorde de produção de 2008, agora com 98.287.128 megawatts-hora (MWh).

3.1.1 Dados

A usina de Itaipu é, atualmente, a maior usina hidrelétrica do mundo em geração de energia. Com 20 unidades geradoras e 14.000 MW de potência instalada, fornece cerca de 17% da energia consumida no Brasil e 75% do consumo paraguaio. Itaipu produziu em

2013 um total de 98.630.035 megawatts-hora (98,6 milhões de MWh), quebrando seu próprio recorde mundial de produção de energia, que ocorreu em 2012, com a geração de 98.287.128 megawatts-hora (MWh). O recorde anterior foi em 2008, quando Itaipu gerou 94.684.781 MWh.

O reservatório da Itaipu, com 1.350 km² de área inundada, é o sétimo maior do Brasil, mas dispõe do melhor índice de aproveitamento da água para produzir energia entre os grandes reservatórios brasileiros. A elevação da crista é de 225 metros. Itaipu é, na verdade, cinco barragens juntas. A vazão máxima do vertedouro de Itaipu (62,2 mil metros cúbicos por segundo) corresponde a 40 vezes a vazão média das Cataratas do Iguaçu. A vazão de duas turbinas de Itaipu (700 metros cúbicos de água por segundo cada), corresponde a toda a vazão média das Cataratas (1 500 metros cúbicos por segundo). Seria necessário queimar 536 mil barris de petróleo por dia para gerar em usinas termelétricas com a mesma potência de Itaipu.

✓ Unidades geradoras

Existem 20 unidades geradoras, sendo dez na frequência da rede elétrica paraguaia (50 Hz) e dez na frequência da rede elétrica brasileira (60 Hz).

As unidades de 50 Hz têm potência nominal de 823,6 MVA, fator de potência de 0,85 e peso de 3.343 toneladas.

As unidades de 60 Hz têm potência nominal de 737,0 MVA, fator de potência de 0,95 e peso de 3 242 toneladas.

Todas as unidades têm tensão nominal de 18 kV.

As turbinas são do tipo francis, com potência nominal de 715 MW e vazão nominal de 645 metros cúbicos por segundo.

✓ Subestação

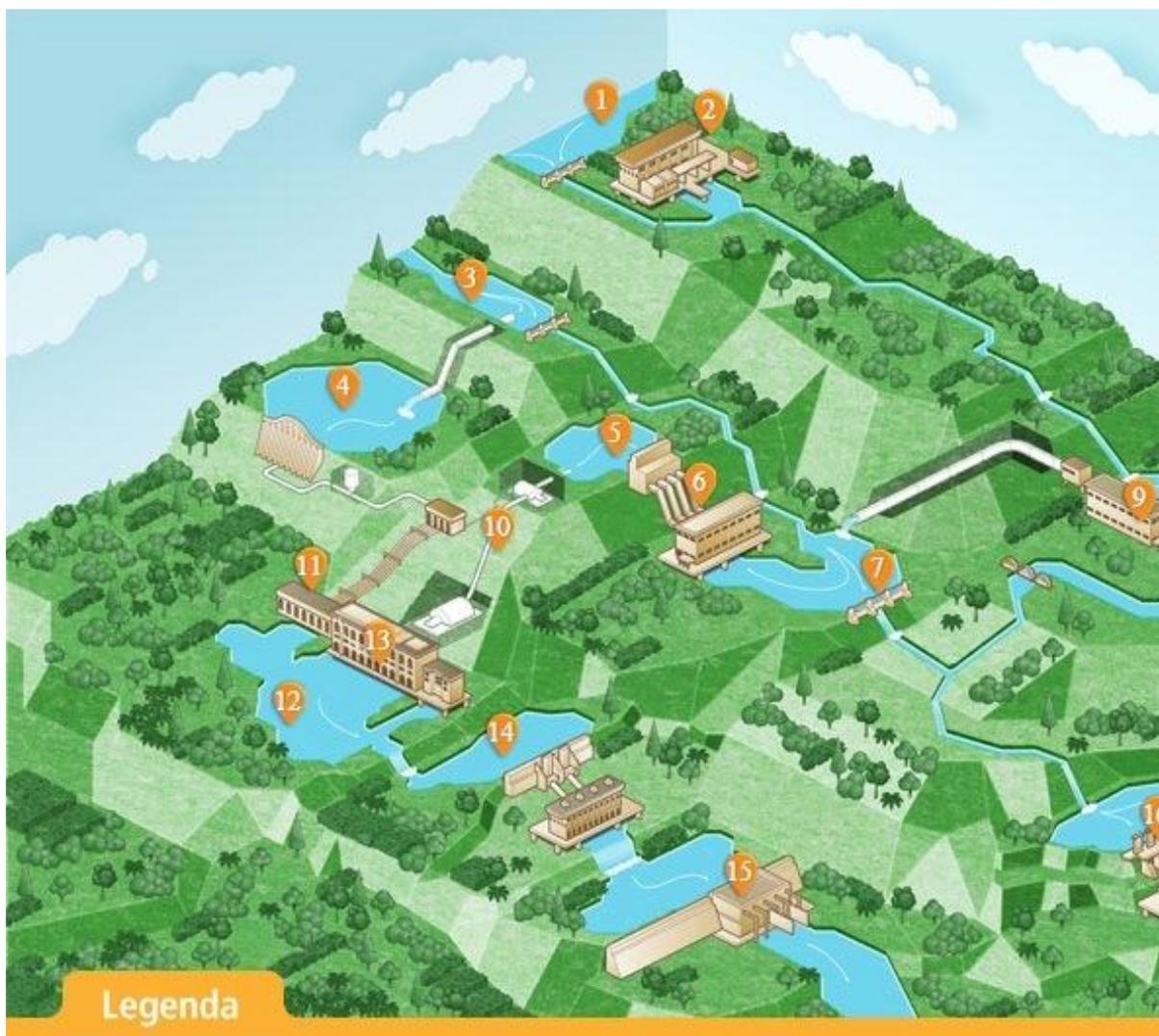
A subestação da usina é blindada em gás de hexafluoreto de enxofre (SF₆), que permite uma grande compactação do projeto e maior segurança das instalações. Para cada grupo gerador existe um banco de transformadores monofásicos, elevando a tensão de 18 kV para 500 kV.

3.2 Grupo LIGHT

A Light Energia (empresa do Grupo Light, responsável pela geração e transmissão de energia elétrica no município do Rio de Janeiro) possui um parque gerador (Figura 1), com capacidade de 855 megawatts, que é composto por cinco usinas hidrelétricas, nos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo: Fontes Nova, Nilo Peçanha e Pereira Passos, que compõem o Complexo de Lajes, localizado no município fluminense de Piraí; Ilha dos Pombos, em Carmo, também no Estado do Rio de Janeiro; e Santa Branca, no município paulista de mesmo nome. Além das usinas da Light Energia, o parque gerador do Grupo Light ainda inclui participações na Hidrelétrica de Paracambi e na Renova (energia eólica), totalizando 942 megawatts.

Principal sistema de geração do Grupo Light, o Complexo de Lajes começou a ser construído em 1903. Desde então, diversos investimentos foram feitos na ampliação e melhoria em suas instalações. Atualmente, as três hidrelétricas do Complexo de Lajes somam uma capacidade instalada de 612 megawatts.

O empreendimento também inclui duas usinas elevatórias: Santa Cecília, em Barra do Piraí, e Vigário, em Piraí, que viabilizam a transposição de parte das águas do Rio Paraíba do Sul para a Bacia do Rio Guandu e garantem o abastecimento de água para a Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Pelas usinas e reservatórios da Light Energia passam 96% da água que é consumida na cidade do Rio de Janeiro e na Baixada Fluminense. Desse total, 11% são águas de classe especial do Reservatório de Lajes, que só precisam ser cloradas para o consumo.



- | | | |
|--|---------------------------------------|-----------------------------|
| 1 - Reservatório de Santa Branca | 7 - Reservatório de Santana | 13 - Usina Hidrel Velha |
| 2 - Usina Hidrelétrica de Santa Branca | 8 - Reservatório de Santa Cecília | 14 - Usina Hidrel Passos |
| 3 - Reservatório de Tócos | 9 - Usina Elevatória de Santa Cecília | 15 - Pequena Ce de Paracami |
| 4 - Reservatório de Lajes | 10 - Usina Hidrelétrica Nilo Peçanha | 16 - Reservatório Pombos |
| 5 - Reservatório de Vigário | 11 - Usina Hidrelétrica Fontes Nova | 17 - Usina Hidrel Pombos |
| 6 - Usina Elevatória de Vigário | 12 - Reservatório Ponte Coberta | |

Figura 1 - Parque Gerador do Grupo Light (Rio de Janeiro)

Fonte: (<http://www.light.com.br/grupo-light/Empresas%20do%20Grupo/light-energia.aspx>).

Capítulo 4: SOLAS E Embarcações Diesel-Elétrico

Os sistemas elétricos marítimos são idealizados com base na Convenção Internacional para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (SOLAS) realizada em 1974 e seu protocolo de 1978.

Antes do surgimento da embarcação diesel-elétrico, os navios mercantes contavam com três geradores principais, um gerador de emergência, dois sistemas de baterias, e um motor de combustão interna para propulsão (MCP) com um hélice de passo fixo.

De acordo com a convenção, as embarcações de grande porte são obrigadas a possuir uma fonte de energia alternativa capaz de acionar pelo menos uma unidade de força do sistema de governo. Como essa fonte quase sempre é um gerador de emergência, a SOLAS obriga a instalação nesses navios de uma fonte de energia transitória para o sistema de emergência, normalmente com baterias.

O uso da energia elétrica nos navios é restrito a capacidade de geração que o mesmo possui, e é determinada pelos equipamentos de geração de energia e sua capacidade de transporte de combustível.

Em uma comparação entre o uso da energia elétrica em navios e o uso da energia elétrica no nosso Sistema Interligado Nacional, o que mais se aproxima do SIN é o sistema da embarcação, de apoio marítimo, conhecido como diesel-elétrico. A partir da energia mecânica, produz energia elétrica, que é transmitida através de linhas de transmissão para seu consumo.

Os sistemas diesel-elétricos possuem motores a diesel que transmitem energia mecânica a um gerador, que por sua vez transmitem energia elétrica para todo o navio. Esta energia é transmitida em alta tensão, devido a sua potência, através de cabos elétricos para transformadores abaixadores de tensão e para motores elétricos, de propulsão e de posicionamento. A partir dos transformadores são alimentadas, através de cabos elétricos, as demais cargas do navio.

Por utilizar motores elétricos para a propulsão, o MCP não é utilizado, o que confere as seguintes vantagens: redução da praça de máquinas, uma vez que diesel-geradores são menores que MCP; não há linha de eixo, a energia é transmitida através de cabos elétricos; economia de combustível, a quantidade de motores em funcionamento é de acordo com a demanda de carga, havendo assim um melhor gerenciamento da potência.

Veremos abaixo a planta de geração e propulsão elétrica de uma embarcação PSV (Platform Supply Vessel), fundamental no apoio marítimo à plataformas e embarcações de maior porte.

Neste esquema, verificamos a presença de:

- 4 geradores diesel-elétrico;
- 4 propulsores de posicionamento dinâmico (thrusters);
- 2 motores propulsores elétricos.

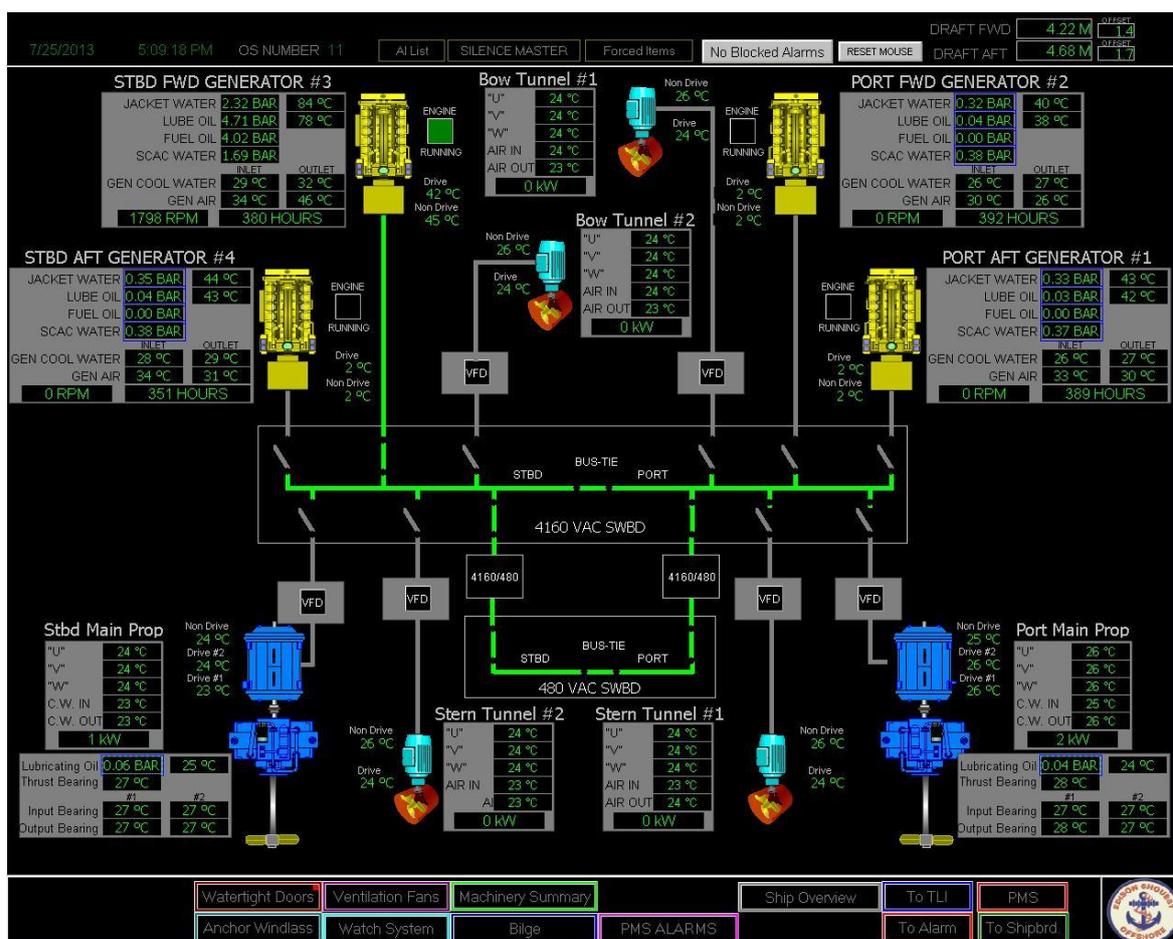


Figure 2 - Planta de Geração e Propulsão Elétrica (BRAM Offshore)

CONCLUSÃO

A água é uma das poucas fontes para produção de energia que não contribui para o aquecimento global – o principal problema ambiental da atualidade. Abaixo, veremos os prós e contras da hidroeletricidade.

✓ Prós	• Contras
Fonte renovável de energia;	Dependente de condição climática;
Segurança energética;	Necessidade de geografia específica;
Estabilidade no preço final;	Necessita de grande área a ser inundada;
Energia limpa e barata;	Impacto negativo no ecossistema.

✓ PRÓS:

- ✓ Usa a energia da água corrente, sem reduzir sua quantidade, para produzir eletricidade. Portanto, todos os empreendimentos hidrelétricos enquadram-se no conceito de fonte de energia renovável;
- ✓ A água dos rios é um recurso doméstico e, ao contrário do combustível ou gás natural, não está sujeita a flutuações de mercado;
- ✓ Sua relação custo-benefício, eficiência, flexibilidade e confiabilidade são significantes;
- ✓ São investimentos de longo prazo que podem beneficiar diversas gerações. Eles podem ser facilmente atualizados para incorporar tecnologias mais recentes e têm custos muito baixos de operação e manutenção.

• CONTRAS:

- Como a barragem é construída em um curso d'água natural pré-existente, algo como uma seca prolongada ou uma sabotagem deliberada pode tornar a barragem incapaz

de produzir eletricidade;

- Necessita-se de uma geografia natural muito específica, tais como grandes vales em áreas montanhosas;
- Às vezes, é necessário inundar uma grande área atrás da barragem. Um exemplo inclui a Barragem das Três Gargantas na China, onde mais de um milhão de pessoas foram forçadas a se mudar para dar espaço para a água, resultando na inundação de mais de mil cidades;
- Há grandes alterações no ambiente natural. Hidrovias são ampliadas e desviadas, afetando o ecossistema da área.

REFERÊNCIAS

- ANEEL.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 30 jul. 2014
- eHow.** Disponível em: <<http://www.ehow.com.br/>> Acesso em: 27 jul. 2014
- Eletrobras.** Disponível em: <www.eletrobras.com> Acesso em: 29 jul. 2014
- Grupo Light.** Disponível em: <<http://www.light.com.br/>> Acesso em: 29 jul. 2014
- Itaipu.** Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/>> Acesso em: 30 jul. 2014
- Ministério de Minas e Energia.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme>> Acesso em: 29 jul. 2014
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Disponível em: <www.ons.org.br> Acesso em: 29 jul. 2014
- POPPIUS, E. B.; COSTA, J. W.; IBRAHIM, C. G. **Sistemas Elétricos Marítimos.** 1^a edição. ed. Rio de Janeiro: Diretoria de Portos e Costas, 2008. 104p.