

2

Características do Sistema Interligado Nacional

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) evoluiu bastante ao longo do tempo em termos de complexidade e, conseqüentemente, necessitando de um melhor planejamento da expansão e da operação eletroenergética do sistema.

No início, o desenvolvimento da indústria de eletricidade no Brasil, até a década de 1950, foi majoritariamente exercido pelo capital privado. Eram sistemas isolados e independentes que atendiam prioritariamente os principais centros urbanos. [1]

Devido à escassez de reservas carboníferas de boa qualidade, assim como a insuficiência de disponibilidade de combustíveis fósseis, petróleo e gás natural, e, por outro lado, a existência de diversos potenciais hidráulicos, esses fatores contribuíram para o predomínio do investimento em geração de origem hidroelétrica desde o início da formação do SEB.

Com a crescente demanda de energia elétrica, após a 2ª Guerra Mundial, com o aumento da urbanização e industrialização, e a efetiva participação do Estado no planejamento da expansão do parque gerador e das interligações entre os sistemas regionais, o SEB foi ampliando suas dimensões e complexidades.

Essa evolução, acompanhando a necessidade da sociedade de confiabilidade e continuidade no suprimento de energia elétrica, e a construção de um extenso sistema de transmissão conectando as diversas regiões do país, culminou na formação do Sistema Interligado Nacional (SIN) atual, que representa 98% do parque nacional. O restante é formado por pequenos sistemas isolados, principalmente na região amazônica.

Outro fator a ser mencionado, na composição do SIN, além de suas dimensões continentais, da grande participação das hidroelétricas com a complementação térmica e da presença de longas linhas de transmissão é a incorporação de fontes alternativas de energia, com destaque para as usinas a biomassa e a geração eólica.

A Figura 1.1 apresenta a participação dos tipos de geração componentes do SIN.

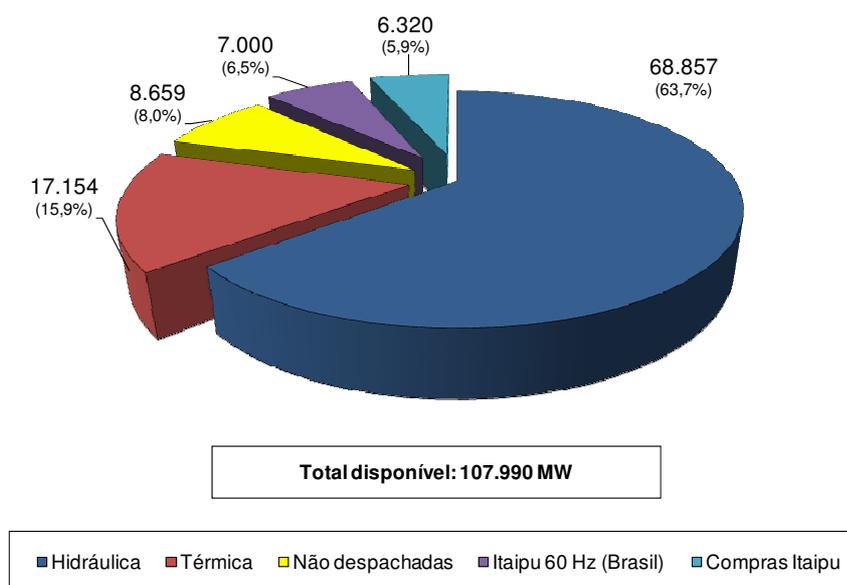


Figura 2.1 – Capacidade instalada do SIN – 31/12/2010 (Fonte: ONS)

Conforme pode-se constatar, mais de 76% da capacidade instalada no SIN são provenientes de fontes hidroelétricas, considerando-se a parcela de compras referente às unidades paraguaias de 50 Hz da UHE Itaipu.

As termoelétricas tradicionais, movidas a gás natural, carvão e óleo e as nucleares ficam em segundo lugar, seguidas das chamadas pequenas usinas que não são despachadas centralizadamente e são compostas por usinas a biomassa, eólicas e pequenas centrais hidroelétricas.

2.1. Predominância Hidroelétrica

A forte presença da geração hidroelétrica na composição do parque gerador nacional torna importante a observação, a análise e a previsão dos comportamentos hidrológicos das diversas bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Assim como a utilização eficiente dos recursos disponíveis para o melhor aproveitamento das usinas em cascata num mesmo rio.

Os reservatórios de acumulação ou regularização, que têm a capacidade de estocar a água afluyente num intervalo de tempo para utilização em um período posterior, possuem um papel fundamental na otimização da geração hídrica e na segurança do abastecimento do Sistema Interligado Nacional.

A dificuldade na obtenção de licenciamento ambiental e a pressão de segmentos da sociedade com interesses diversos contra a construção de usinas hidroelétricas e, em especial, com reservatórios de acumulação acabam por reduzir o possível aproveitamento do potencial hidráulico brasileiro, com impactos na modicidade tarifária, na segurança energética e no próprio meio ambiente devido a substituição da geração elétrica obtida com um fluxo de água por uma geração térmica através da queima de óleo ou outros combustíveis fósseis.

As vazões afluentes nas bacias hidrográficas do SIN possuem uma forte componente sazonal, contemplando um período chuvoso e outro seco ao longo de um ano. Durante o período chuvoso pode-se contar com uma maior disponibilidade de água para geração hidráulica, além da estocagem desse recurso para utilização posterior no período seco ou ainda em anos subseqüentes com afluências desfavoráveis.

Uma outra característica do sistema é a complementaridade hidrológica entre os subsistemas, mais especificamente entre o Sul e os demais sistemas regionais.

Através da Figura 2.2 podem ser observadas essas duas características, a sazonalidade e a complementaridade, do comportamento hidrológico das bacias que compõem os subsistemas equivalentes do SIN.

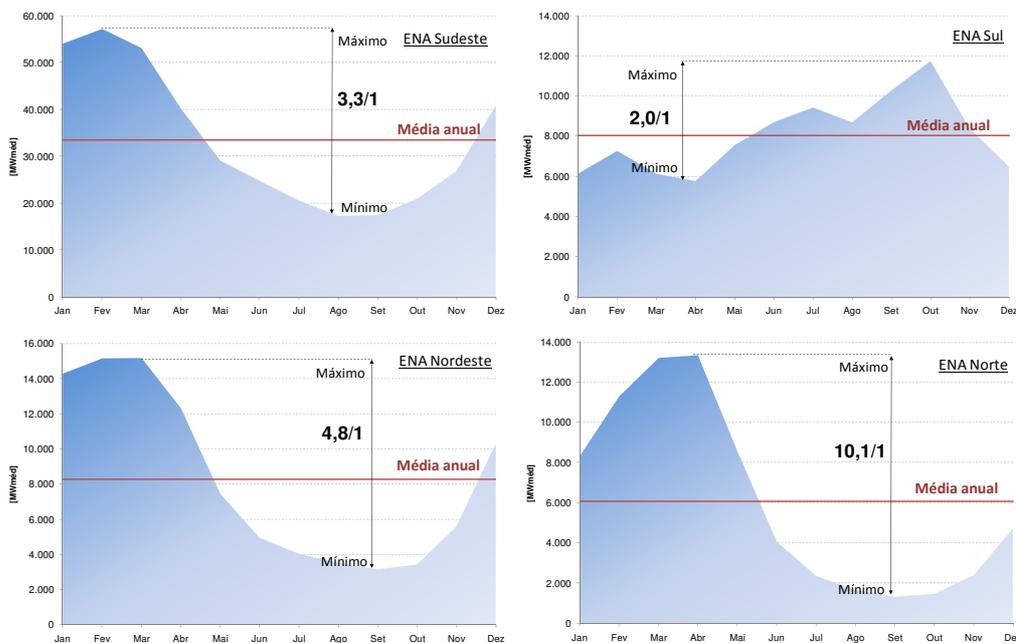


Figura 2.2 – Média mensal da Energia Natural Afluente – Histórico de 1931 a 2009

A Energia Natural Afluente (ENA) representa a soma da geração hidráulica passível de ser obtida através das vazões naturais afluentes a cada aproveitamento hidroelétrico. A ENA do subsistema Sudeste/Centro-Oeste/AC-RO é significativamente maior do que nos demais subsistemas devido à grande presença de usinas hidroelétricas, mais especificamente, na região Sudeste.

Para as regiões Sudeste, Nordeste e Norte observa-se a existência de um período bem definido de maiores afluências, composto pelos meses de dezembro a abril, e um período de afluências mais reduzidas, de maio a novembro. A amplitude entre o mês com a ENA mais abundante e a mais reduzida chega a 4,8 vezes a menor ENA na região Nordeste, alcançando, esta razão, mais de 10 vezes quando observada a região Norte.

O subsistema Sul, apesar de apresentar um comportamento hidrológico menos ordenado que os demais subsistemas, possui mais abundância de disponibilidade de geração hidráulica nos meses do período seco do restante do SIN, assim como tem o seu período mais restritivo de afluências coincidente com o período úmido dos demais subsistemas.

2.2. Complementação Termoelétrica

A disponibilidade de geração térmica num sistema predominantemente hidroelétrico, como o sistema elétrico brasileiro, é de grande importância para a segurança energética. Esse tipo de geração funciona de maneira complementar à geração hídrica, sendo as usinas termoelétricas despachadas nos períodos em que há menores vazões afluentes às usinas hidroelétricas.

Com este despacho complementar e em situações de hidrologia desfavorável é possível manter um estoque de armazenamento nos reservatórios de regularização necessário para a manutenção da segurança do abastecimento do sistema nacional.

Na Figura 2.3 é apresentado o comportamento da geração térmica e hidráulica verificada no ano de 2010.

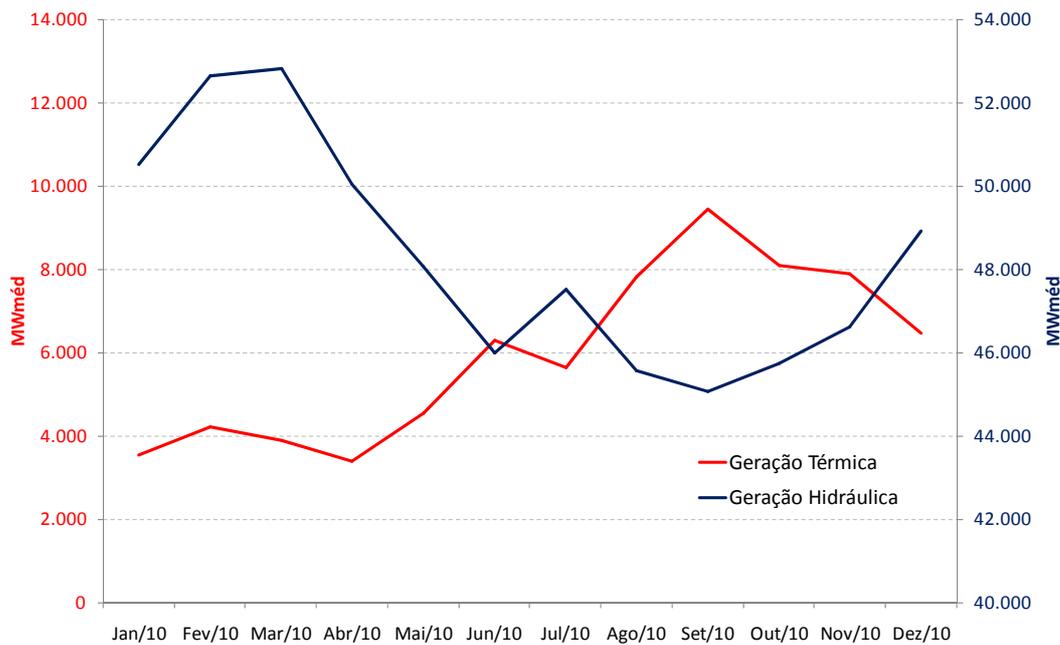


Figura 2.3 – Complementação térmica – Geração verificada no ano de 2010

Através da Figura 2.3 pode ser observado o comportamento complementar da geração térmica no SIN. Ressaltadas as diferenças de escala, o despacho da geração térmica é mais acentuado no chamado período seco do sistema interligado, em que a disponibilidade de geração hidráulica é caracteristicamente menor. E esse despacho é mais reduzido no período de maior abundância de vazões afluentes que permitem uma maior geração hidráulica.

Neste montante de geração térmica apresentado na Figura 2.3, também estão inseridas as parcelas de geração das usinas termonucleares de Angra I e Angra II que possuem uma parcela de geração inflexível ao longo de todo o ano.

Excetuando-se as inflexibilidades e os despachos por razões elétricas, como para o controle de tensão, operação em contingência, entre outras, as usinas termoelétricas são despachadas pela ordem de mérito, isto é, de acordo com seus respectivos custos variáveis unitários, do menor para o maior.

Desta forma, em condições normais de operação, apenas as usinas termoelétricas com custos mais reduzidos são chamadas a operar nos períodos de maiores afluições. E de acordo com as afluições do período seco e das condições de operação do sistema, as demais usinas térmicas podem ser despachadas.

A Figura 2.4 apresenta a distribuição dos custos variáveis unitários (CVU) de acordo com a fonte de geração térmica. Em destaque, estão os valores mínimos e máximos de cada tipo.

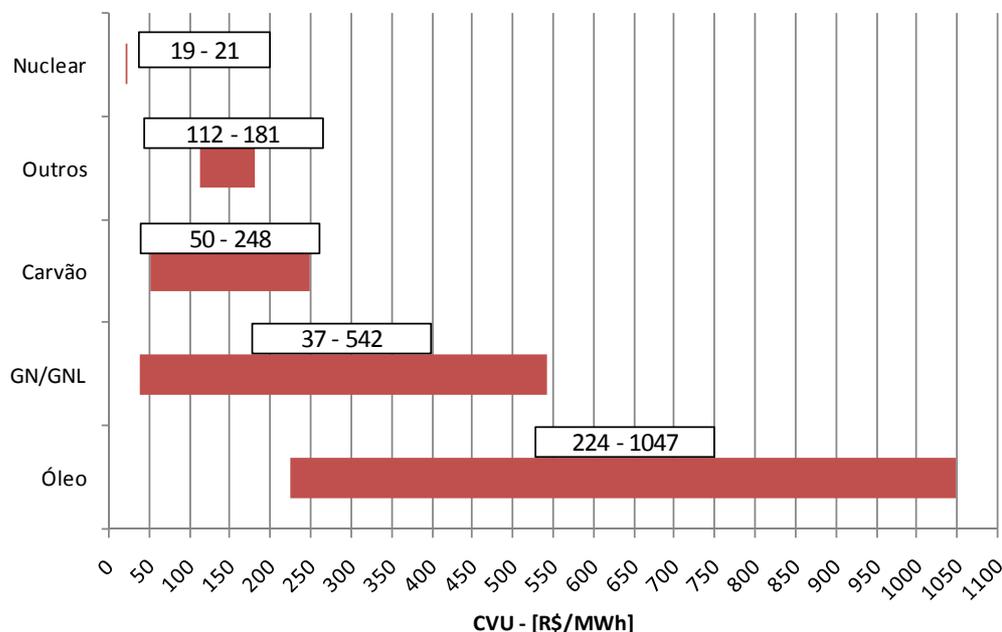


Figura 2.4 – Distribuição dos custos variáveis unitários por fonte (Fonte: PMO jan/11)

Através da Figura 2.4 pode-se observar uma grande variação dos custos de geração de energia proveniente de fontes térmicas, assim como, a dispersão dos CVU para a mesma fonte de geração.

A diversificação de fontes de geração de energia elétrica é importante para a construção e manutenção da segurança energética do sistema elétrico brasileiro, de forma que este sistema não se torne dependente da disponibilidade e do preço de um único tipo de combustível.

Na Figura 2.5 pode-se observar a evolução prevista da participação das diversas fontes no total da capacidade térmica instalada ao final dos anos de 2011 e 2015, respectivamente.

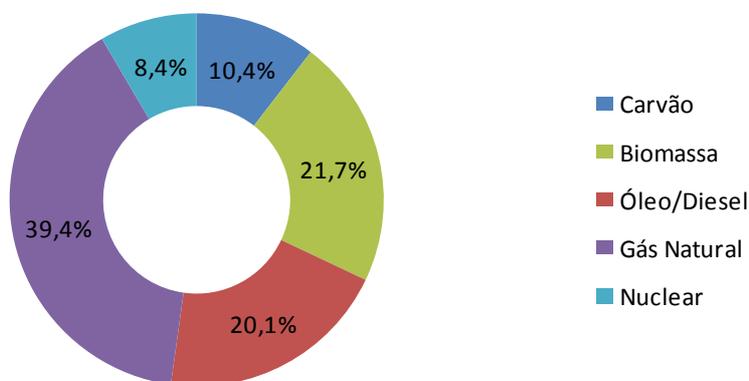
O gás natural possui a maior participação entre as termoelétricas e tende a continuar como o principal combustível para geração de energia elétrica nos próximos anos.

A biomassa representada, principalmente, pelo bagaço de cana de açúcar, apesar de possuir uma participação relativamente alta na composição das potências das termoelétricas, em termos de energia sua participação é bem

menor devido à sazonalidade na disponibilidade deste combustível, fazendo com que este tipo de usina gere energia elétrica apenas em alguns meses do ano.

O aumento significativo na previsão da participação do óleo combustível na matriz térmica se deve, principalmente, ao resultado dos 6º e 7º Leilões de Energia Nova em que 75% e 64%, respectivamente, da energia contratada foi proveniente de usinas a óleo devido à grande dificuldade de licenciamento ambiental das usinas hidráulicas e a baixa competitividade relativa, à época do leilão, das outras fontes.

Ano 2011



Ano 2015

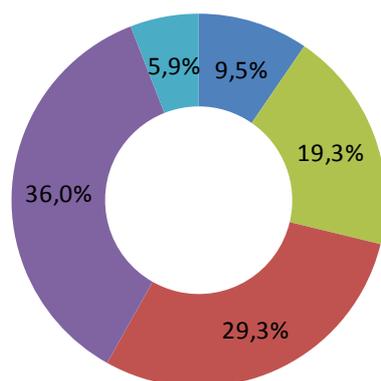


Figura 2.5 – Participação das fontes na capacidade térmica instalada (Fonte: PEN2011)

2.3. Inserção de Fontes Alternativas

A participação das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira vem ganhando importância ao longo dos anos. Os destaques são para a geração a partir da biomassa e a geração eólica.

Como fonte de biomassa para geração de energia elétrica, a maior parte da contribuição se deve à utilização do bagaço da cana-de-açúcar. Outros insumos como cavaco de madeira, capim elefante entre outros resíduos orgânicos ainda representam uma parcela bem pequena no total de geração a partir de fontes alternativas.

Um outro destaque é a inserção da geração eólica no parque gerador nacional. O princípio do investimento em maior escala neste tipo de geração para o sistema elétrico brasileiro ocorreu com o programa do governo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) criado em 2004, quando a geração eólica possuía custos muito elevados. No entanto, nos dias atuais, este tipo de geração vem ganhando muito espaço pelo aumento da sua competitividade como pôde ser observado nos últimos leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Reserva, em que venderam energia diversos empreendimentos eólicos.

Essa forma de geração, por ter a sua utilização em maior escala relativamente recente, ainda representa alguns desafios para a integração e operação no sistema. A inconstância e a imprevisibilidade na geração, assim como a dificuldade de se armazenar, economicamente, energia elétrica em quantidades significativamente relevantes são questões a serem equacionadas na operação do sistema.

Na geração a partir da biomassa, as regiões Sudeste e Centro-Oeste se destacam com a grande concentração de usinas sucroalcooleiras com a utilização do bagaço da cana-de-açúcar.

No caso da geração de energia elétrica a partir do vento, são as regiões Sul e Nordeste que concentram os projetos deste tipo.

Uma outra fonte importante é a geração a partir das Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) que são usinas hidroelétricas com potência instalada superior a 1 MW e inferior a 30 MW. O destaque para este tipo de fonte se encontra na região Sudeste que possui mais de 2.400 MW de capacidade instalada em PCH.

A Figura 2.6 ilustra a expectativa de geração total das usinas não simuladas, englobando as biomassas, eólicas e PCH ao longo de um horizonte de 5 anos.

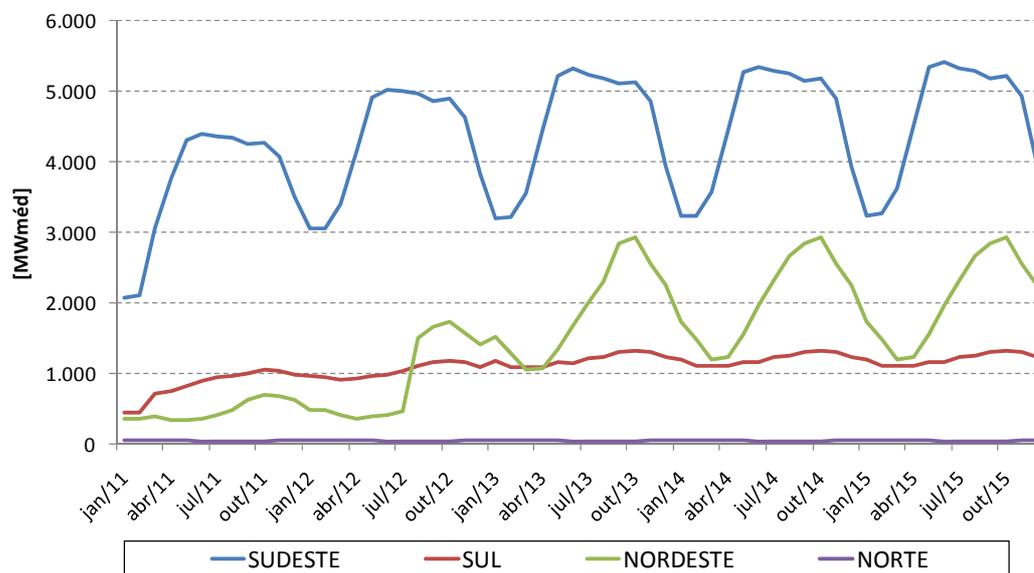


Figura 2.6 – Previsão de geração das usinas não simuladas – PMO Jan/2011

Observa-se a característica sazonal na previsão da geração composta por essas usinas que não são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema. Os três tipos de fontes que compõem essas usinas possuem um comportamento sazonal.

As PCH, por operarem a fio d'água, estão sujeitas à variação das vazões afluentes aos rios onde estão instaladas.

As eólicas, por sua vez, dependem do vento que, caracteristicamente, alterna entre períodos de maior e menor disponibilidade ao longo de um ano.

E, finalmente, as usinas a biomassa, em sua grande maioria utilizando o bagaço da cana-de-açúcar, apresentam uma disponibilidade de combustível e, portanto, de geração de energia de acordo com a safra canavieira.

Em 2012 e 2013, há um aumento expressivo na oferta de energia proveniente de fontes alternativas no Subsistema Nordeste. Essa oferta adicional é decorrente da contratação de energia no 2º Leilão de Energia de Reserva (LER)/2009, no 3º LER/2010 e no 2º Leilão de Fontes Alternativas (LFA)/2010 nos quais foram vencedores diversos empreendimentos eólicos, representando um novo paradigma para o setor elétrico em que este tipo de usina começa a apresentar uma boa competitividade econômica.

2.4. Interligações dos Sistemas Regionais

O Sistema Elétrico Brasileiro por ser predominantemente hidroelétrico e possuir dimensões continentais tem um ganho sinérgico considerável em termos de segurança energética e modicidade tarifária com a interligação dos subsistemas elétricos.

Até meados da década de 1960, os sistemas eram em sua grande maioria de pequeno porte e isolados, havendo inclusive diferentes especificações técnicas entre eles como a frequência do sistema, por exemplo.

Com a evolução do mercado de energia, o avanço das complexidades sistêmicas, começou a ganhar relevância a necessidade de uma expansão e operação coordenada do sistema. Dessa forma, foram construídos grandes empreendimentos de geração e transmissão de energia, unificando-se os padrões técnicos e interconectando as diversas regiões do país.

A interligação das regiões Sul e Sudeste, assim como do Norte e Nordeste ocorreram no início da década de 1980 e a interligação do Sul-Sudeste com o Norte-Nordeste se fez presente no final da década de 1990 com a chamada interligação Norte-Sul.

Essa integração incorporou maior robustez ao SIN, permitindo transferências de blocos de energia para o atendimento das regiões em situações conjunturais desfavoráveis enquanto outras se encontram em períodos de boas afluências.

Essas interconexões funcionam como reservatórios virtuais, onde a água presente em uma bacia pode ser transferida, em forma de energia elétrica através das linhas de transmissão, para utilização no atendimento à demanda de outra região evitando o deplecionamento excessivo dos reservatórios desta última.

A Figura 2.7 apresenta o mapa da integração eletroenergética do Sistema Interligado Nacional.

As condições hidrológicas diversas entre as muitas bacias com aproveitamento hidroelétrico do SIN e as características e a localização dos mercados consumidores de energia intensificam os benefícios das conexões eletroenergéticas do sistema, favorecendo a segurança, evitando despachos de usinas termoelétricas mais caras e até mesmo permitindo a postergação da construção de novas usinas para o atendimento à demanda de energia elétrica.

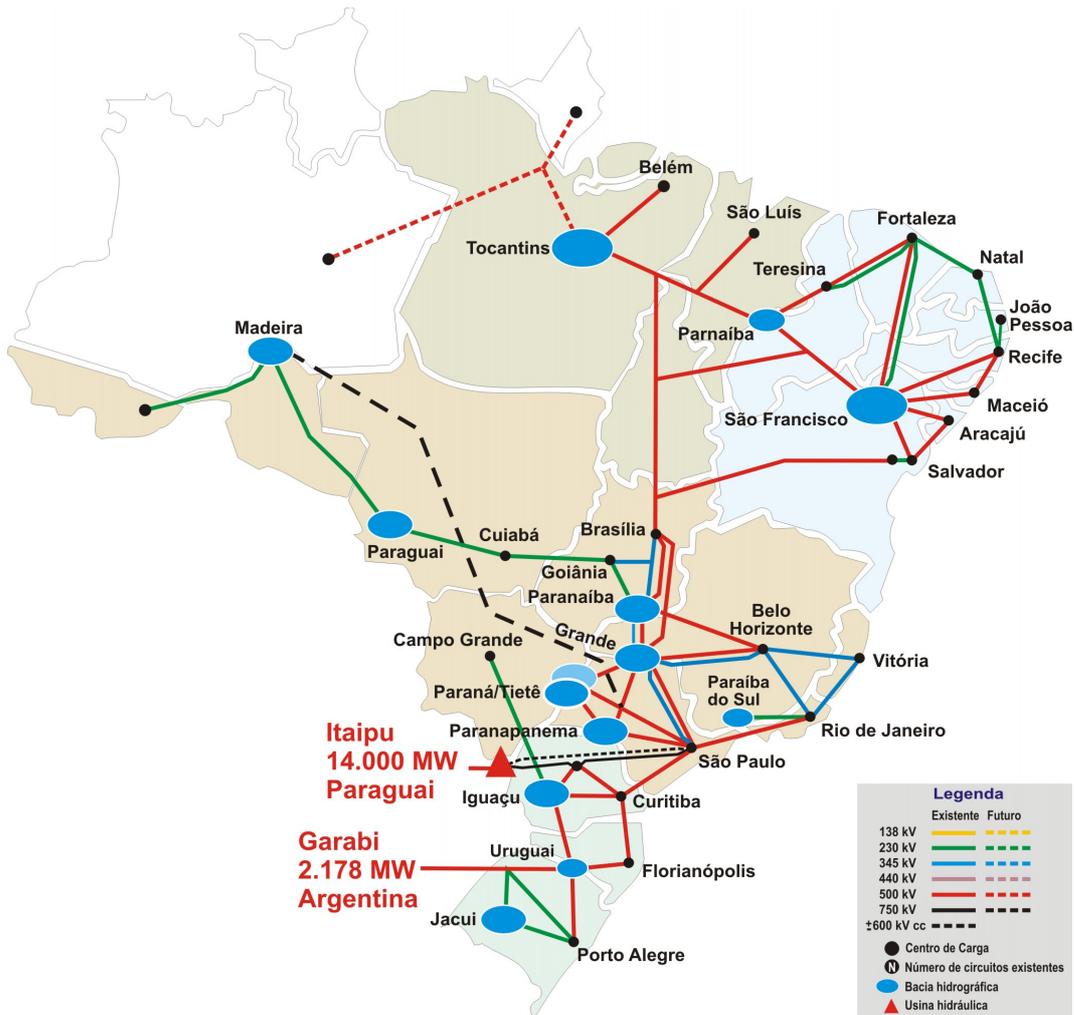


Figura 2.7 – Integração eletroenergética das bacias hidrográficas do SIN – Fonte:ONS

Pode-se observar uma grande quantidade de bacias presentes nas regiões Sudeste e Sul. As interconexões das regiões Nordeste e Norte, apesar da menor quantidade de bacias com aproveitamento da hidroeletricidade em grande escala, com as demais regiões proporcionam ganhos para o sistema elétrico inteiro, dadas as características hidrológicas de cada uma.

Ressalta-se ainda a expansão do SIN para as regiões ainda isoladas eletricamente do restante do sistema como, recentemente, realizada nos estados do Acre e Rondônia e a previsão da interconexão de regiões do Amapá e Amazonas.