

Projeto de Cooperação Técnica (PCT): Gestão de Recursos Hídricos no Programa de Desenvolvimento do Setor Água INTERÁGUAS.

Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional – PISF

Contrato com o Instituto Interamericano de Cooperação para a Agricultura IICA

Coordenação da Agência Nacional de Águas – ANA

**PRODUTO 2 – DIAGNÓSTICO
Versão 3**

19 de Novembro de 2018

Consultor: Manoel Eduardo Miranda Negrisolo

Índice

1	Panorama Jurídico Institucional	4
1.1	Tipos de Consumidores de Energia Elétrica	4
1.2	Consumidores Cativos (Ambiente de Contratação Regulada ACR):	4
1.3	Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER	5
1.4	Resumo Contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)....	6
1.5	Tendência de Preços de Energia no Mercado Regulado.....	6
1.6	Consumidores Livres (Ambiente de Contratação Livre – ACL):	8
1.7	Mecanismo de Compra de Energia no Mercado Livre.....	9
1.8	Da Liquidação das Diferenças Mensais	11
1.9	Tratamento das Diferenças Apuradas pela CCEE.....	13
1.10	Consulta Pública 033/2017 do Ministério das Minas e Energia e PL 1917/2015.....	14
1.11	Audiência Pública ANEEL AP 020/2018	15
1.12	Tendência de Preços de Energia no Mercado Livre	15
1.13	Comparativo entre os preços de Energia Elétrica.....	17
1.14	Legislação	17
2	Análise da Operação do PISF – Demanda de Água e Energia Elétrica.....	18
2.1	Introdução	18
2.2	Procedimento para Estimativa de Demanda de Água	22
2.3	Comparativo Previsão versus Consumo Efetivo.....	26
2.4	Legislação	28
3	Diagnóstico sobre as influências na gestão energética do PISF	28
3.1	Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	29
3.2	Ministério das Minas e Energia – MME.....	30
3.3	Ministério da Integração Nacional – MI	30
3.4	Estados do Nordeste Setentrional.....	31
3.5	Empresa de Pesquisa Energética – EPE.....	31
3.6	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.....	32
3.7	Agencia Nacional de Águas – ANA	32
3.8	Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	33
3.9	Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS	34
3.10	Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE.....	35
3.11	Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF.....	35
3.12	Companhia Energética de Pernambuco – CELPE	36

3.13	CODEVASF	37
3.14	Comercializadoras de Energia Elétrica	37
3.15	Assessoria na Gestão de Energia Elétrica	38
4	Avaliação da Situação Atual	38
4.1	Planejamento das Necessidades de Energia	38
4.2	Definição das Responsabilidade dos Estados	39
4.3	Processo de Compra e Venda de Energia	40
4.4	Gestão do Processo de Compra de Energia	42
4.5	Medição de Energia Elétrica	43
4.6	Detalhamento do Custo da Energia Elétrica no PISF	44
4.6.1	Encargos de Conexão - ECT	44
4.6.2	Uso do Sistema de Transmissão – EUST	45
4.6.3	Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão PISF	46
4.6.4	Operação e Manutenção do Sistema Elétrico PISF	46
4.6.5	Energia Elétrica para Bombeamento e Serviços Auxiliares	46

1 Panorama Jurídico Institucional

Objetivo: Traçar um panorama jurídico-institucional do mercado de energia nos mercados regulado e livre no Brasil, abrangendo a situação atual de preços e tendências de preços para o mercado futuro tanto livre quanto cativo (Situação atual e perspectivas de mudança para o futuro).

1.1 Tipos de Consumidores de Energia Elétrica

O mercado brasileiro de energia contempla dois tipos de consumidores: os consumidores com energia regulada fornecida pelas Concessionárias de Distribuição (Cativos) e os consumidores livres para compra de energia de geradores ou por meio de Comercializadoras de Energia.

Em ambos os casos deve-se contratar o uso do fio com pagamento de tarifas de uso de distribuição TUSD ou de transmissão TUST, dependendo da tensão de conexão da Unidade Consumidora e do tipo de opção de consumo de energia.

Independente da opção do consumidor, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição ou transmissão são exatamente as mesmas. As tarifas de uso do sistema de distribuição são uniformes dependendo da subclasse e as tarifas de uso do sistema de transmissão são locacionais com parte dela como selo.

1.2 Consumidores Cativos (Ambiente de Contratação Regulada ACR):

No caso dos consumidores atendidos pelas concessionárias de distribuição os preços da energia são regulados e seu valor corresponde ao portfólio dos contratos de compra de energia efetuados pela Distribuidora nos leilões de energia promovidos pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Agencia Nacional de Energia Elétrica ANEEL.

A unidade consumidora, se cativa, deve celebrar dois tipos de contrato com a distribuidora da respectiva área de concessão (CELPE no caso da CODEVASF), conforme art.61 da REN ANEEL 414/2010:

- a) Contrato de uso do sistema de distribuição – CUSD para consumidores do Grupo A em tensões inferiores a 230 kV
- b) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, quando cabível, por posto horário.

Como exemplo de tarifas reguladas tomemos por exemplo os valores da CELPE estabelecidos pela ANEEL no reajuste homologado em 27/04/2018 e válido até 26/04/2019.

Tabela 1 – Tarifas CELPE - Subgrupo A1 (maior ou igual a 230 kV)

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Azul	CONSUMIDOR TIPO	P	4,98	20,26	382,83
		FP	5,01	20,26	233,83

Tabela 2 – Tarifas CELPE - Subgrupo A3 (69 kV)

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Azul	CONSUMIDOR TIPO	P	13,35	28,42	382,83
		FP	7,66	28,42	233,83

Tabela 3 – Tarifas CELPE - Subgrupo A4 (2,3 a 25 kV)

MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
			TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Azul	CONSUMIDOR TIPO	P	40,84	45,43	382,83
		FP	15,21	45,43	233,83
Verde	CONSUMIDOR TIPO	P	0,00	1.029,78	382,83
		FP	15,21	45,43	233,83

Observações:

- 1 – Na modalidade azul as tarifas de energia e demanda são diferenciadas de acordo com o posto horário ponta ou fora ponta.
- 2 – Na modalidade Verde apenas as tarifas de energia são diferenciadas por posto horário.
- 3 – No caso da tarifa de energia (R\$/MWh) não há variação em função do subgrupo tarifário em que se enquadra a unidade consumidora.

1.3 Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER

O montante de energia elétrica contratada por meio do CCER deve ser definido segundo um dos seguintes critérios (Art. 63-A da REN ANEEL 414/2010):

I – Para os consumidores livres e especiais cujo atendimento se dê parcialmente sob condições reguladas: conforme os valores médios mensais de energia elétrica, expressos em MWmédios, para toda a vigência contratual, devendo a modulação dos montantes contratados ser realizada segundo o perfil de carga da unidade consumidora; e

II – Para os demais consumidores: conforme o montante de energia elétrica medido.

1.4 Resumo Contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Nesta modalidade de contratação existe apenas o relacionamento comercial entre a unidade consumidora e a distribuidora responsável pelo abastecimento. Os preços de uso da rede de distribuição – EUSD e o preço da energia são regulados e reajustados anualmente dependendo da data de assinatura do contrato de concessão da distribuidora responsável pela região. No caso do PISF a concessionária responsável pelo atendimento é a CELPE.

Como o PISF, operado pela CODEVASF, é atualmente um consumidor livre, em caso de mudança do mercado livre para o mercado regulado, o mesmo deveria ser negociado com a CELPE, que legalmente teria um prazo de até 5 anos para esta efetuar este suprimento, de acordo com o art. 52 do Decreto nº 5.163/2004.

Este comando legal, entretanto, trata de retorno do consumidor livre ao mercado regulado. No caso do consumidor PISF não se trata de retorno.

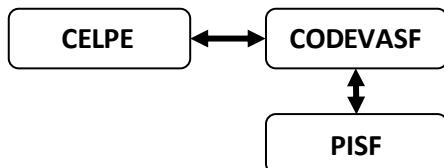


Diagrama das relações entre agentes no ACR

Adicionalmente há de se tratar dos ativos constituídos por linhas de transmissão de 230 kV e subestações. Estas negociações precisariam ser tratadas junto com a ANEEL, ONS, CHESF e CELPE.

1.5 Tendência de Preços de Energia no Mercado Regulado

Como as distribuidoras têm que comprar energia para atendimento do seu mercado num horizonte de 5 anos, os preços tendem a ser mais estáveis. Também a regulação setorial é bastante rigorosa sobre o planejamento de compra das distribuidoras estabelecendo regras específicas para sub ou sobre contratação. As distribuidoras dedicam especial atenção ao planejamento de compra da energia, haja vista os riscos de exposição voluntária que estão sujeitas.

As distribuidoras têm uma carteira de contratos de compra de energia indexados de acordo com o tipo. A energia de Itaipu é reajustada em dólares, os contratos bilaterais firmados antes da Lei 10.848/04 são reajustados por IGPM e os contratos provenientes de leilões são reajustados por IPCA.

Assim o reajuste geral da energia vendida pela distribuidora é feito a cada data contratual, uma vez por ano e o resultado depende do seu portfólio. O preço de venda da energia aos seus consumidores é igual ao seu preço de compra feito pela distribuidora.

O custo da energia está inserido na Parcela A da distribuidora que corresponde aos custos não gerenciáveis juntamente como outros custos de encargos setoriais e de transporte.

A cada evento tarifário (reajuste ou revisão) são calculados financeiros decorrentes das diferenças de preço da energia entre o estabelecido no evento tarifário anterior e os efetivamente pagos durante o ano tarifário. Este financeiro é calculado pela conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcele A – CVA, criada pela Medida Provisória 2.227/01 e instituída pela Portaria Interministerial nº 25/02,

Uma previsão de custos futuros de energia no mercado cativo pode ser feita com a mesma variação do IGPM. Nas figuras 1 e 2 abaixo, tomamos os preços da energia para os consumidores cativos da ENEL/CE e da CELPE/PE de 2014 até 2018 e os comparamos com os preços corrigidos pelo IGPM, tomando como referência as tarifas de 2014. Ambas as concessionárias têm sua data para reajustes ou revisões tarifárias em abril de cada ano, valendo até abril do ano seguinte.

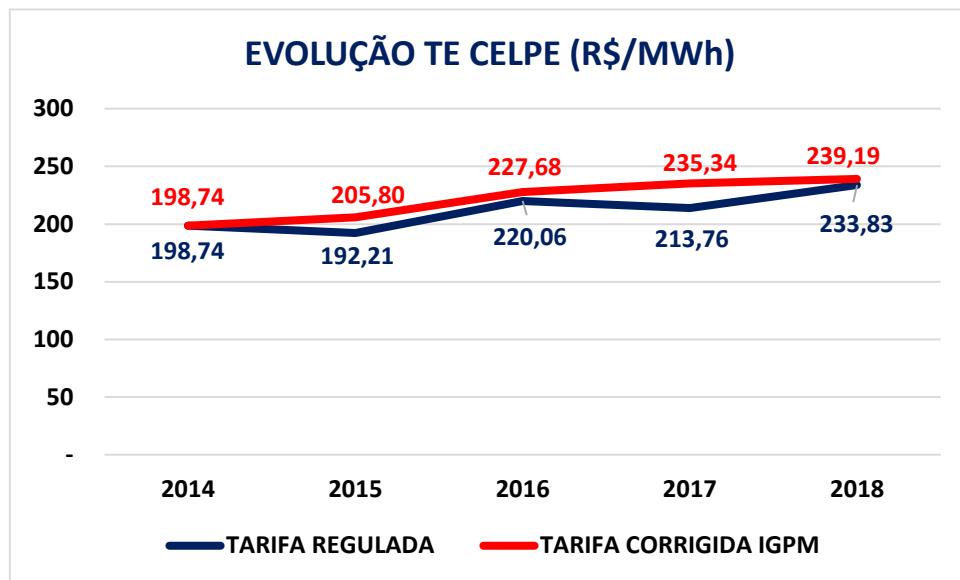


Figura 1 – Evolução dos Preços de Energia – CELPE 2014/2018

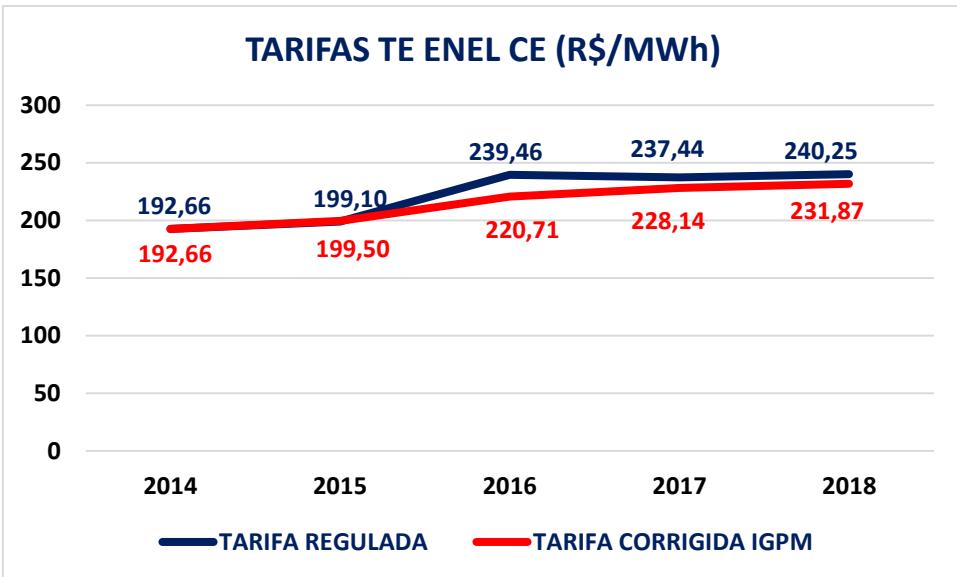


Figura 2 – Evolução dos Preços de Energia – ENEL CE 2014/218

Na CELPE, a tarifa fora ponta da energia no período 2014/2015, partiu de R\$ 198,74/MWh, como referência, chegando em 2018 a R\$ 233,83/MWh. Se corrigida pela variação do IGPM no período o valor da energia seria de R\$ 239,19, ou seja, com uma diferença +2,3%.

No caso da ENEL/CE (Antiga COELCE) a tarifa regulada, partindo da mesma referência, chega a -3,5% da corrigida pelo IGPM, em ambos os casos num horizonte de 5 anos.

Desta forma fica bastante previsível o preço da energia no mercado cativo, ao contrário do mercado livre, que dependendo das condições de compra, pode oscilar bastante tanto para mais quanto para menos, principalmente quando se tem dificuldades no planejamento das necessidades de energia.

1.6 Consumidores Livres (Ambiente de Contratação Livre – ACL):

Os consumidores livres devem ser agentes da CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e podem adquirir a energia para suas unidades consumidoras que, individualmente satisfaçam os requisitos dispostos na Lei 9074/1995 nos artigos 15 e 16, Seção III – Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores.

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 KW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 KW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

O Decreto 2655/1998 assegura, no seu art. 7º, o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição com vistas à manutenção das garantias de transporte de energia elétrica.

Art. 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

I - assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, ressalvado o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 1998;

O consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido, ficando responsável pela previsão de suas necessidades com contratos de compra adequados assumindo os riscos e estar subcontratado ou sobre contratado e sujeito às regras de compensação de excedentes.

Além da compra de energia, os consumidores livres devem efetuar dois tipos de contrato. No caso do PISF, onde a conexão é feita na tensão de 230 kV, deve assinar um Contrato de Conexão com a Transmissora – CCT, CHESF, e um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, com o operador nacional do sistema elétrico ONS.

1.7 Mecanismo de Compra de Energia no Mercado Livre

A contabilização de energia elétrica no mercado livre é feita por patamares, de acordo com os períodos considerados de carga leve, média ou pesada, conforme Art. 57 do Decreto 5163/04

PATAMARES DE CARGA				
TIPO	HORÁRIO NORMAL		HORÁRIO DE VERÃO	
	2ª a Sábado	Domingos e Feriados	2ª a Sábado	Domingos e Feriados
LEVE	00:00 às 06:59	00:00 às 16:59 22:00 às 23:59	00:00 às 06:59	00:00 às 17:59 23:00 às 23:59
	21:00 às 23:59	17:00 às 21:59	22:00 às 23:59	18:00 às 22:59
PESADA	18:00 às 20:59	-	19:00 às 21:59	-

Tabela 4 – Patamares de Carga no ACL

O fechamento é feito às 24:00 horas do último dia do mês computando-se as energias consumidas versus valores contratados no respectivo mês apurado. Assim para cada patamar de carga leve, média ou pesada, computam-se as sobras ou déficits, sendo que os mesmos são precificados ao valor do PLD daquela semana do respectivo patamar.

Como exemplo, na figura 3 abaixo, mesmo a média de potência seja a contratada (100 MW, por exemplo) a liquidação financeira na CCEE será a somatória das diferenças precificadas ao PLD por patamar.

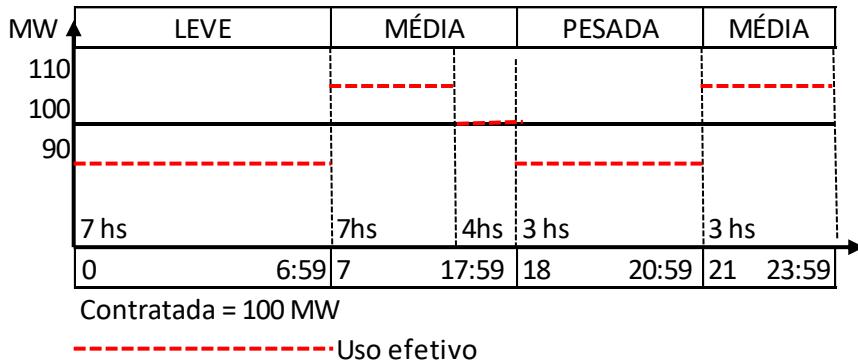


Figura 3 – Exemplo de Cálculo de Custo da Energia num dia típico

Desta forma a gestão do contrato de compra de energia se faz necessária não somente ao final de cada mês, mas diariamente de modo a que mesmo não ultrapassando o total de energia contratada no mês se possa ter ganho ou perda financeira em razão das diferenças do PLD em cada um dos patamares de carga.

O acesso aos dados da medição é em tempo real. A CCEE, bem como os representantes dos agentes consumidores, pode acessar os dados de medição a qualquer momento

Tomando, por exemplo, a curva de um dia da semana, que embora na média o consumo em MWh seja o mesmo entre a energia contratada flat de 100 MW médios e a energia efetivamente consumida, há uma diferença a ser computada pela contabilização CCEE. Os valores de PLD utilizados são da semana de 15 a 21 de setembro para a região Nordeste.

Horário	Patamar	Contratada		Utilizada		PLD R\$/MWh	Diferença R\$
		MW méd	MWh	MW méd	MWh		
0-7 hs	Leve	100	700	90	630	476,39	33.347,30
7 - 14 hs	Média	100	700	110	770	500,45	- 35.031,50
14 - 18 hs	Média	100	400	100	400	500,45	-
18 - 21 hs	Pesada	100	300	90	270	500,45	15.013,50
21 - 24 hs	Média	100	300	110	330	500,45	- 15.013,50
100 MW méd		2400	100 Mw méd	2400	Resultado	-	1.684,20

Tabela 5 - Cálculo do Custo da Energia da Figura 3

É interessante observar que o valor do PLD oscila conforme condições de operativas do sistema elétrico interligado Nacional – SIN e a situação dos reservatórios. No gráfico abaixo podemos verificar que, num período de observação entre janeiro de 2015 a setembro de 2018, em 15 dos 45 meses observados o valor esteve abaixo dos R\$ 200,00/MWh.

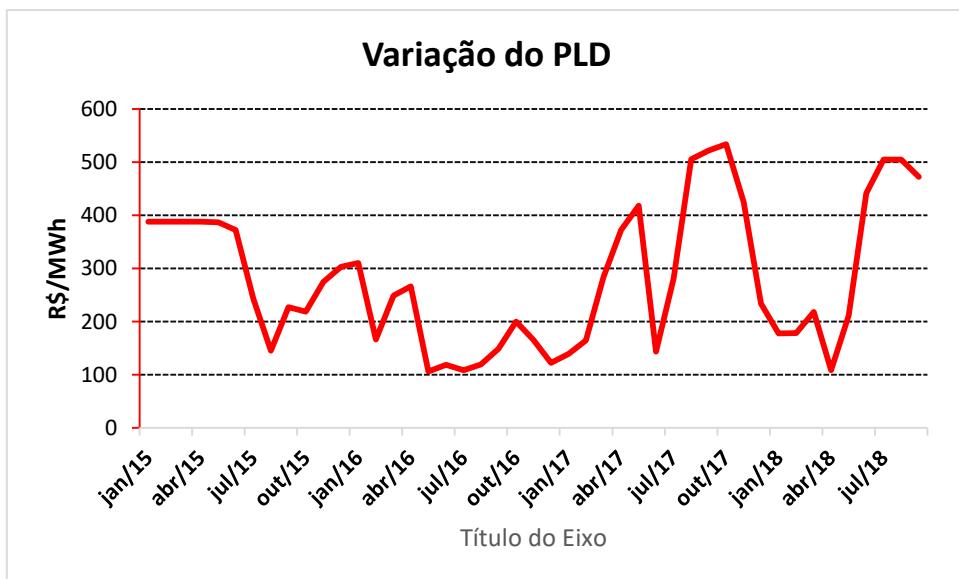


Figura 4 - Variação dos Valores do PLD entre jan/15 e set/18

1.8 Da Liquidação das Diferenças Mensais

Fechado o mês civil, é efetuada a leitura remota de todos os sistemas de medição de fronteira de geradores, distribuidoras e consumidores livres. As medições são disponibilizadas no primeiro dia útil de cada mês. A seguir os agentes deverão ajustar carga x contrato até o 6º dia útil.

As diferenças positivas ou sobras mensais de energia entre os valores contratados e consumidos podem ser tratadas por três maneiras distintas:

- Liquidação pela CCEE

Neste caso, se não houver nenhuma ação do consumidor, as sobras ou déficits serão liquidados pela CCEE de acordo com as regras de comercialização/liquidação, aprovado pela REN/ANEEL Nº 428/2011.

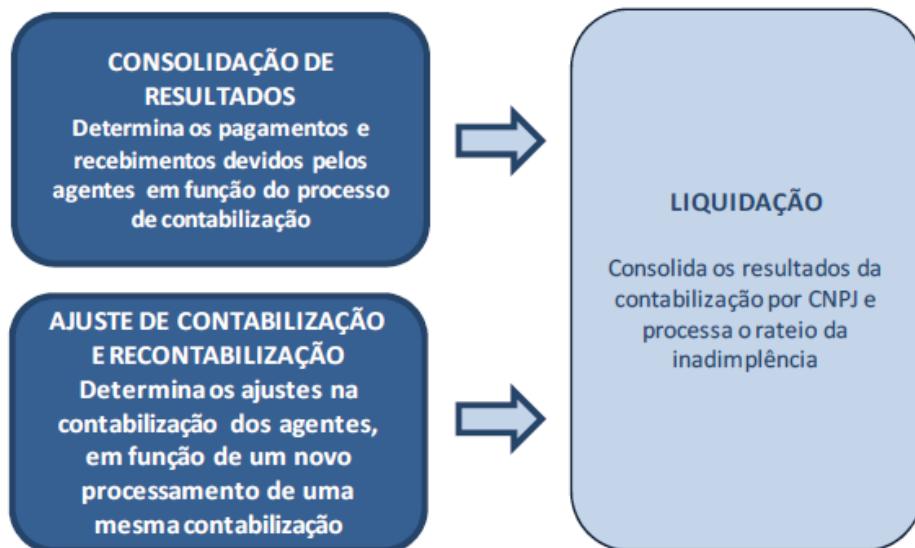


Figura 5: Relação do modulo Liquidação com os demais módulos das Regras de Comercialização (FONTE: CCEE)

Atualmente, os recursos arrecadados junto aos agentes em posição devedora, serão utilizados prioritariamente para pagamento dos agentes em posição credora e que possuem liminares concedidas pela justiça. Demais agentes poderão ficar com saldo credor sem prazo certo para recebimento, pois dependem da tramitação dos processos daqueles agentes com liminar.

A CCEE apresenta dados alarmantes que demonstram que mais de 5.700 credores do mercado de curto prazo (98% do mercado) receberam 11% de seus créditos entre as contabilizações de agosto de 2016 e setembro de 2017

- Cessão das Sobras de Energia Elétrica

Uma alternativa à liquidação pela CCEE é a comercialização da sobra de energia por meio de cessão de montante de energia e potência, conforme Art. 25 da Lei 12783/2013 regulamentada pelas resoluções ANEEL REN 611/2014 e REN 824/2018, sendo os valores livremente negociados entre cedentes e compradores devendo ser registrado na CCEE por um ou por outro e validados pela outra parte até o sexto dia útil do mês.

Art. 25. Os consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e aqueles alcançados pelo disposto no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, poderão ceder, a preços livremente negociados, montantes de

energia elétrica e de potência que sejam objeto de contratos de compra e venda registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme diretrizes e condicionantes do Ministério de Minas e Energia e regulamentação da Aneel.

- Recompra do Excedente de Energia pelo Comercializador

Uma segunda alternativa à liquidação pela CCEE é a negociação com o fornecedor da energia (Comercializador) ao consumidor livre da recompra da sobra. Estes preços também são livremente negociados.

A informação a CCEE é somente para o registro do volume negociado, transferindo esse volume de uma parte para a outra via sistema, também num prazo de até o sexto dia útil após o fechamento do mês.

1.9 Tratamento das Diferenças Apuradas pela CCEE

As diferenças apuradas na liquidação financeira do mês pela CCEE são pagas na ao final da contabilização. Não ficam retidos na CCEE recursos financeiros. A conta é zerada. Se alguém pagou, alguém recebeu.

Os valores pagos não correspondem ao exato valor da contabilização individual dos consumidores livres ou distribuidoras. Os valores pagos são os valores líquidos do saldo total das diferenças somados os valores pagos devido às liminares judiciais e a inadimplência.

Resolvidas estas questões judiciais haverá um acerto de eventuais penalidades por insuficiência de lastro de energia. A verificação do lastro é feita mensalmente com base na média do consumo medido dos 12 meses precedentes. Havendo saldo positivo deste lastro, o mesmo poderá ser utilizado, em algum momento, observada a média móvel dos últimos 12 meses.

Com relação ao lastro, é importante entender que o agente recebeu pela sobra em determinado mês ao PLD daquele mês. Essa sobra acumulada se constitui em lastro de energia que poderá ser utilizado a qualquer momento, mas, como o agente já recebeu por essa energia, ela deverá ser “devolvida” ao sistema, observada a média dos últimos 12 meses

Há ainda uma sobra de contratos do PROINFA que o consumidor livre paga e que está incluído na tarifa fio. Esses volumes vão se acumulando e se não há gestão sobre isto.

Conforme dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, os valores represados, R\$ 1,1 bilhão no final de 2015, tiveram crescimento contínuo e moderado até abril de 2017, quando atingiram R\$ 1,7 bilhão.

A estimativa da CCEE é que esse represamento chegue a R\$ 6 bilhões no fim de 2017 e R\$ 10 bilhões até o fim de 2018, caso nada seja feito para interromper essa trajetória.

1.10 Consulta Pública 033/2017 do Ministério das Minas e Energia e PL 1917/2015

Em 05 de julho de 2017, o Ministério das Minas e Energia lançou consultas públicas para obtenção de subsídios para o aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro.

As Consultas Públicas nº 33/2017 que trata da proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico e nº 42/2017, que levantou questões sobre a implementação do preço horário no Mercado de Curto Prazo (MCP), resultaram em uma proposta de aprimoramento do arcabouço legal, em que se destaca a alteração sugerida ao art. 1º da Lei 10.848/2004:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores:

Dentre as alterações propostas na legislação destacam-se os seguintes pontos principais:

1.10.1 – Redução do limite de potência para que os consumidores a partir de 1º de janeiro de 2020 de 3000 kW para 2000 kW; a partir de 1º de janeiro de 2022 redução para 500 kW e a partir de 1º de janeiro de 2024 redução para 300 kW e a partir de 2026 para todos as unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV.

1.10.2 Até 31 de dezembro de 2022, o poder executivo deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV

1.10.3 Estabelecimento de tarifas locacionais inclusive nas redes de distribuição para capturar os benefícios de geração próxima da carga.

1.10.4 Formatação do preço de curto prazo ao custo de operação.

1.10.5 Alteração nos patamares de carga leve, média e pesada para patamares horários incluindo um parágrafo 5-A no Art. 1º da Lei 10.848/2004:

§ 5º-A. Até 1º de janeiro de 2020, a definição dos preços de que trata o § 5º passará a ser realizada em intervalos de tempo horários ou inferiores. ”

Como esta minuta de projeto de lei elaborado a partir da consulta pública 33/2017 trata de assunto correlato ao que já está sendo proposto no Projeto de Lei nº 1917/2015, de autoria do Deputado Marcelo Squassoni, cujo objetivo é o de garantir aos consumidores de energia elétrica brasileiros o acesso ao mercado livre, ambiente no qual é permitido contratar energia elétrica de fornecedores outros que não apenas a concessionária de distribuição à qual a unidade consumidora está conectada, até 1º de janeiro de 2018, este referido projeto de lei deve incorporar as sugestões apresentadas na consulta pública do MME.

1.11 Audiência Pública ANEEL AP 020/2018

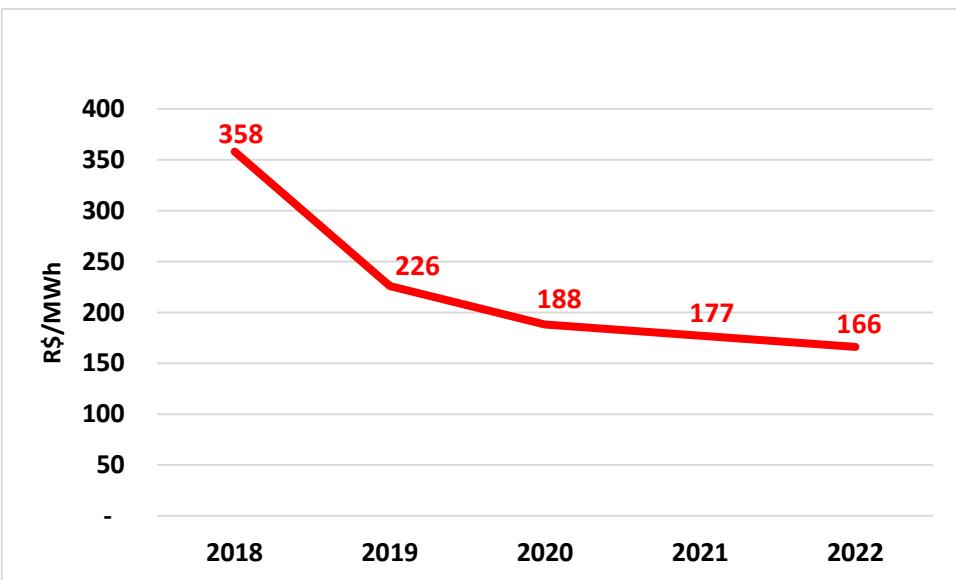
Em abril de 2018, a ANEEL abriu a audiência pública AP 020/2018 com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de ato regulamentar, a ser expedido pela ANEEL, para a aprovação das Regras de Comercialização versão 2019 onde propõe a alteração dos patamares para horários (NT 067/2018 – SRM/ANEEL).

Desta forma, partir de 01/01/2020 estes patamares serão horários, o que demanda um planejamento operacional em tempo integral para que não ficar sujeito a sobras e déficits durante o mês, mesmo atingindo a meta média de consumo.

1.12 Tendência de Preços de Energia no Mercado Livre

Os preços de compra no mercado livre são negociados entre consumidor e fornecedor ou comercializador e não são públicos. Entretanto existem algumas referências em relação a preços futuros.

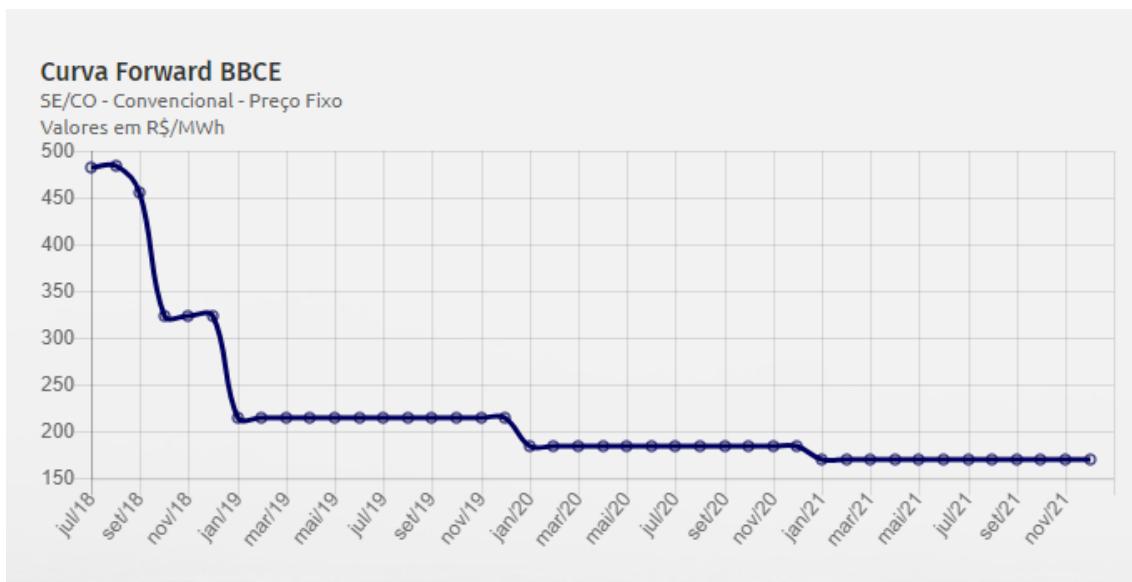
A consultoria Replace apresenta uma estimativa de preços médios de R\$ 358,00/MWh em 2018 chegando a R\$ 166,00/MWh em 2022. Estes preços se referem a energias contratadas no presente para uso futuro.



Fonte Replace Consultoria

Figura 6 – Estimativa de Preços de Energia no ACL - REPLACE

O BBCE é uma iniciativa de importantes comercializadores de energia, criada para ser uma fonte de liquidez e crescimento do mercado de livre que apresenta a seguinte curva de preços futuros de energia no mercado livre para energia convencional. O valor médio para 2018 é da ordem de R\$ 460,00/MWh passando a R\$ 214,00/MWh em 2019 chegando a R\$ 170,00/MWh em 2021. Segundo informação da BBCE, o preço para o submercado Nordeste é o mesmo do Sudeste Centro Oeste.



Fonte: www.bbce.com.br

Figura 7 – Estimativa de Preços de Energia no ACL - BBCE

Uma outra fonte de informações é a Dcide (www.dcide.com.br) que é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de processamento e captura de informação, modelagem quantitativa de risco, e plataformas de gestão de processos de interesse das empresas que atuam no mercado de energia elétrica do Brasil.

26-09-2018 / Semana 39							
Índices Curva Forward	Índice R\$/MWh	Variação Semanal	Variação Mensal	Variação Anual			
Convencional Trimestre ¹	244,92	14,73%	-36,72%	-27,59%			
Convencional Longo Prazo ²	164,16	0,32%	-9,33%	3,45%			
Incentivada 50% Trimestre ¹	264,76	10,46%	-35,24%	-31,11%			
Incentivada 50% Longo Prazo ²	206,47	0,22%	-8,72%	0,66%			
PLD da semana (SE ponderado)	441,87	-10,14%	-12,53%	-17,22%			

1 Reflete o preço de referência da energia, na respectiva fonte, de Outubro/2018 a Dezembro/2018 (trimestre móvel).
2 Reflete o preço médio de referência de energia, na respectiva fonte, de 2020 a 2023 (longo prazo).
Fonte: Pesquisa de preços Dcide 24-09-2018.

Fonte: www.dcide.com.br

Tabela 6 – Estimativa de Preços de Energia no ACL - DCIDE

1.13 Comparativo entre os preços de Energia Elétrica

Como pode se observar os preços no mercado cativo são previsíveis e tem mais estabilidade a longo prazo. Já no mercado livre há a necessidade de uma previsão de compra de mais longo prazo.

O preço da energia fora ponta, no caso da CELPE, para o ano tarifário de abril de 2018 a abril de 2019 é de R\$ 234,00/MWh e no mercado livre, para este ano de 2018 oscila entre R\$ 350 e R\$ 460,00/MWh.

Já para 2020 a tendência do mercado livre está estimada em R\$ 185,00/MWh desde que comprado com antecedência.

1.14 Legislação

Tipo	Número	Objetivo
Resolução Aneel	REN 414/2010	Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica
Lei Federal	Nº 10848/2004	Dispõe sobre comercialização de energia elétrica

Lei Federal	Nº 9074/1995	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos
Medida Provisória	Nº 2227/2001	Mecanismo de compensação das variações, ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de itens da “Parcela A” previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica
Decreto	Nº 2655/1998	Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico
Decreto	Nº 5163/2004	Comercialização de Energia
Resolução Aneel	REN 428/2011	Regulamento da CCEE
Lei Federal	Nº 12783/2013	Concessões de G T e D
Resolução Aneel	REN 611/2014	Registro de Contrato no ACL
Resolução Aneel	REN 824/2018	Venda de Energia Excedente
MME	CP 033/2017	Aprimoramento do marco legal
Aneel	AP 020/2018	Regras Comercialização 2019
Projeto de Lei	PL 1917/2015	Portabilidade da conta de luz

2 Análise da Operação do PISF – Demanda de Água e Energia Elétrica

Objetivo: Análise da operação do PISF sob o ponto de vista da demanda de água e consequentemente do consumo de energia elétrica necessário para atender esta demanda e respectivo processo de contratação de energia.

2.1 Introdução

O Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional, PISF, tem como operadora federal a CODEVASF, Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco e do Parnaíba, de acordo com o Decreto 5.995/2006 que instituiu o Sistema de Gestão do PISF – SGIB, alterado pelos Decretos 6969/2009 e 8207/2014.

Os referidos instrumentos legais também designam a ANA, Agencia Nacional de Águas, como entidade reguladora do PISF, cabendo-lhe aprovar as disposições normativas do Plano de Gestão Anual, PGA.

A CODEVASF prestação do serviço de adução de água bruta para o PISF para quatro estados do Nordeste Setentrional a saber:

Eixo Norte: Pernambuco, Paraíba Ceará e Rio Grande do Norte

Eixo Leste: Pernambuco e Paraíba

A vazão necessária por eixo, por estado e por ano estão no cenário de referência da tabela abaixo, extraído da memória de cálculo Aud_002_2016.

Estados	Vazão Disponibilizada (m ³ /s)		Soma (m ³ /s)
	Eixo Norte	Eixo Leste	
CE	7,57	0,00	7,57
PB	0,85	4,20	5,05
PE	0,59	4,80	5,39
RN	1,97	0,00	1,97
Total	10,98	9,00	19,98
Volume Anual (m³)	630.089.280	Perdas	24,3%

Tabela 7 – Cenário de Referência de Vazões nos Eixos Norte e Leste



Figura 8 – Mapa do Projeto de Integração - PISF

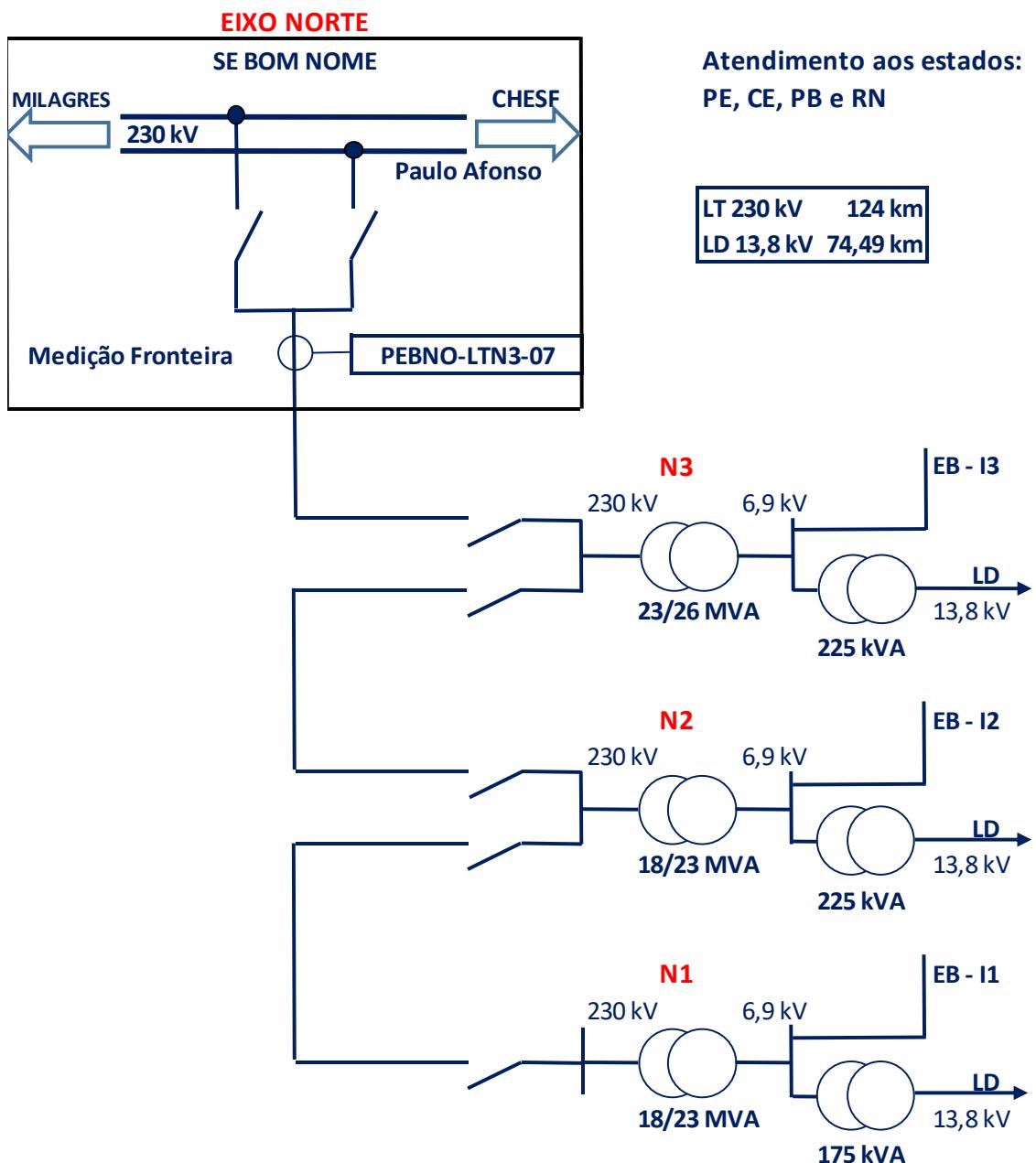


Figura 9 - Diagrama Unifilar Simplificado das Instalações do Eixo Norte

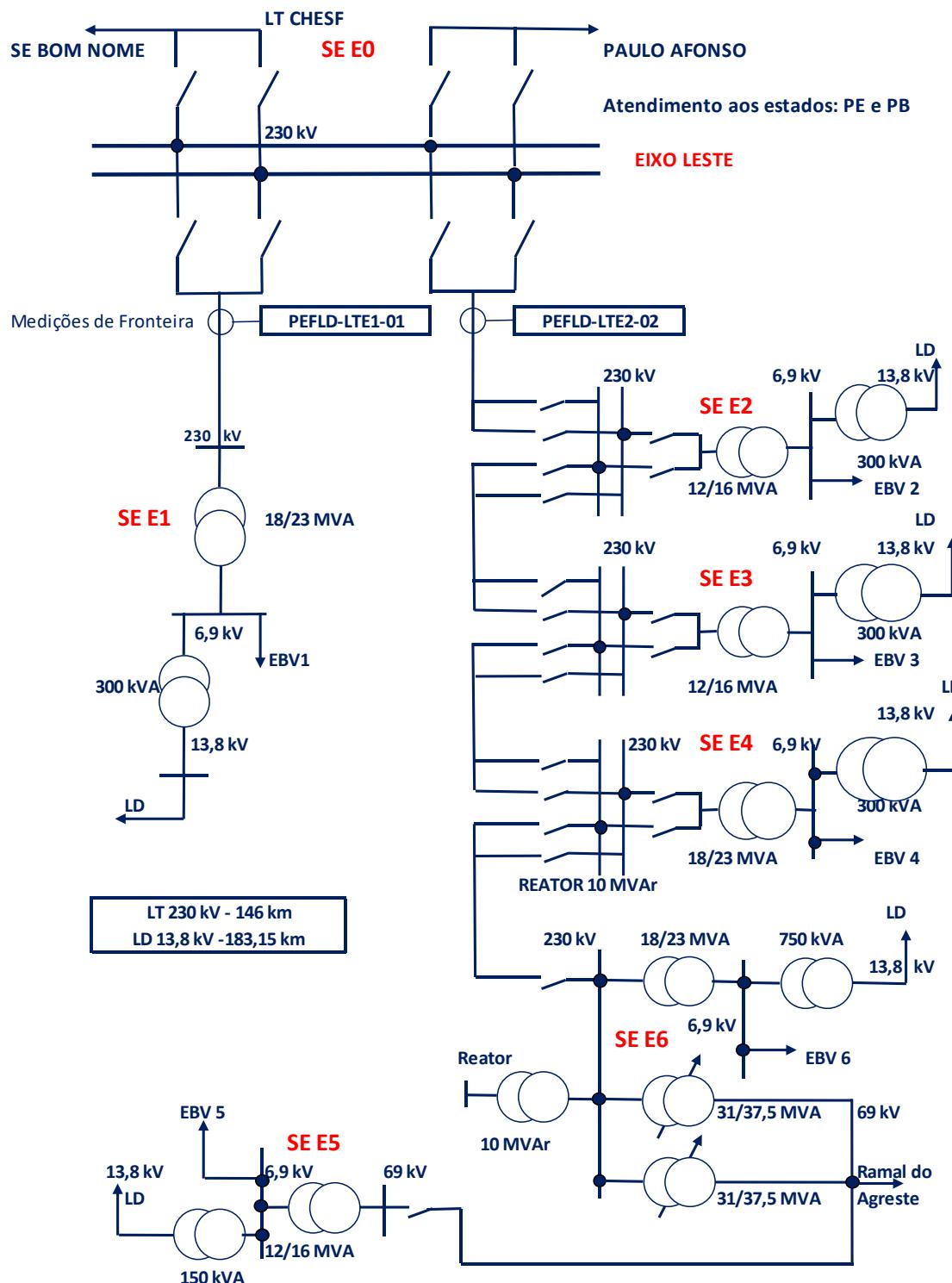


Figura 10 - Diagrama Unifilar Simplificado das Instalações do Eixo Leste

2.2 Procedimento para Estimativa de Demanda de Água

A energia necessária à pré-operação e testes do sistema é feita pelo Departamento de Projetos Estratégicos da Secretaria de Infraestrutura Hídrica do Ministério da Integração Nacional (MI) por solicitação da área de Desenvolvimento Integrado e Infraestrutura da CODEVASF.

A estimativa de energia necessária ao bombeamento de água bruta é feita no Plano Operativo Anual elaborado pelos estados de acordo com Art. 13 da Resolução ANA 2.333/2017.

O Plano Operativo Anual, é elaborado pelo Operador Estadual, designado para operar as infraestruturas hídricas interligadas ao PISF. Neste plano o Operador Estadual solicita os volumes mensais de água do projeto em cada ponto de entrega de seu interesse bem como os limites de vazões alocadas aos Pequenos Usuários, Sistemas Isolados de Abastecimento de Águas - SIAAs e Pequenas Comunidades Agrícolas.

Com base nos planos operativos estaduais a Operadora Federal, CODEVASF, elabora o Plano de Gestão Anual – PGA, contendo a programação de bombeamento e fornecimento de água bruta nos pontos de entrega.

O PGA é encaminhado à ANA e ao Conselho Gestor do PISF para aprovação, conforme cronograma apresentado na figura 11. Após a manifestação do Conselho Gestor e da ANA, o Operador Federal está apto a proceder a compra de energia para o ano seguinte.

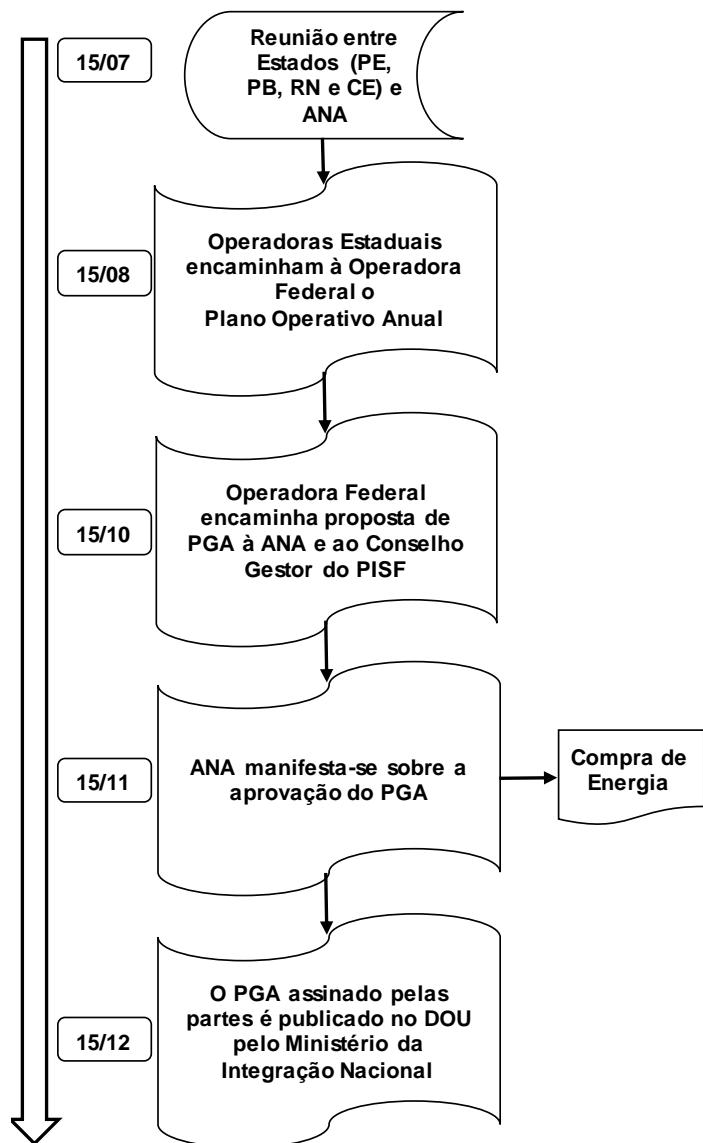


Figura 11 - Fluxograma para elaboração do PGA

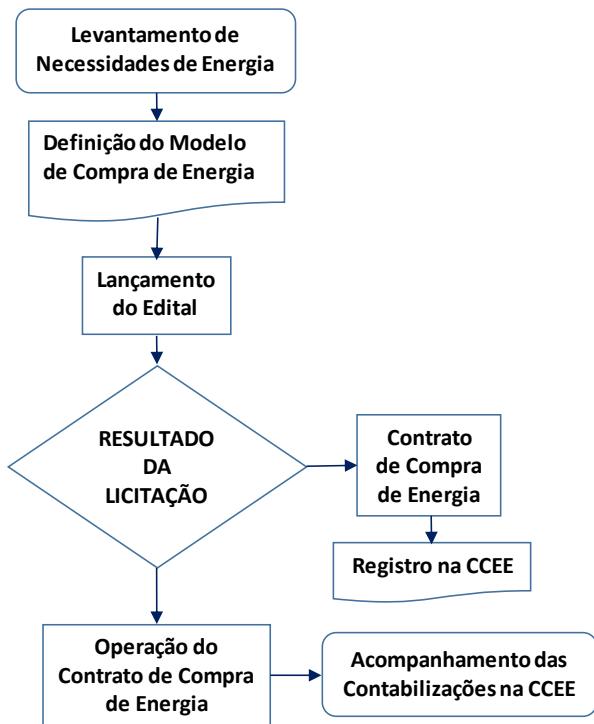


Figura 12 - Fluxograma para compra de energia

O PISF abastece, dentro dos dois grandes eixos, a 17 reservatórios de água no eixo Norte e 13 no eixo Leste. O sistema PISF engloba um número bem maior de açudes.

Reservatórios do Sistema Adutor Principal - Eixo Norte

Ordem	Nome do Reservatório	Volume Total (hm ³)	Domínio/Órgão
1	Tucutu	23,6	Federal/Codevasf
2	Terra Nova	17,1	Federal/Codevasf
3	Serra do Livramento	18,6	Federal/Codevasf
4	Mangueira	18,7	Federal/Codevasf
5	Negreiros	24,0	Federal/Codevasf
6	Milagres	17,4	Federal/Codevasf
7	Jati	27,9	Federal/Codevasf
8	Atalho (existente)	108,3	Federal/DNOCs
9	dos Porcos	97,4	Federal/Codevasf
10	Cana Brava	9,1	Federal/Codevasf
11	do Cipó	6,9	Federal/Codevasf
12	do Boi I	26,4	Federal/Codevasf
13	do Boi II		Federal/Codevasf
14	Morros	4,6	Federal/Codevasf
15	Boa Vista	213,2	Federal/Codevasf
16	Caiçaras	5,0	Federal/Codevasf
17	Ávidos (existente)	255,0	Federal/DNOCs
VOLUME TOTAL Norte		873,2	

Tabela 8 – Reservatórios do Sistema Adutor Principal – Eixo Norte

Reservatórios do Sistema Adutor Principal - Eixo Leste

Ordem	Nome do Reservatório	Volume Total (hm ³)	Domínio/Órgão
1	Areias	7,79	Federal/Codevasf
2	Braúnas	14,9	Federal/Codevasf
3	Mandantes	3,46	Federal/Codevasf
4	Salgueiro	4,37	Federal/Codevasf
5	Muquém	3,07	Federal/Codevasf
6	Cacimba Nova	2,78	Federal/Codevasf
7	Bagres	2,31	Federal/Codevasf
8	Copiti	6,23	Federal/Codevasf
9	Moxotó	1,25	Federal/Codevasf
10	Barreiro	2,23	Federal/Codevasf
11	Campos	3,55	Federal/Codevasf
12	Barro Branco	0,25	Federal/Codevasf
13	Poções (existente)	29,9	Federal/DNOCs
VOLUME TOTAL Leste		82,09	

Tabela 9 – Reservatórios do Sistema Adutor Principal – Eixo Leste

De acordo com o cenário de referência da memória de cálculo PISF (audi_02_2006) tem-se a seguinte estimativa de consumo de energia elétrica:

Estações de Bombeamento	Vazão bombeada (m³/s)	Volume mensal (m³)	nº horas/mês	Consumo mensal (MWh)	Consumo anual (MWh)
Eixo Norte					
B1 - 6842cv	16,400	42.508.800,00	476,13	5.497,70	65.972,34
B2 - 12160cv	15,893	41.194.656,00	461,41	10.380,55	124.566,56
B3 - 17201cv	15,413	39.950.496,00	499,88	15.223,43	182.681,20
Serviços auxiliares				14,58	174,96
Eixo Leste					
BV1 - 6680cv	10,000	25.920.000,00	514,29	5.859,66	70.315,91
BV2 - 4664cv	9,866	25.572.672,00	507,39	4.034,85	48.418,24
BV3 - 6781cv	9,676	25.080.192,00	497,62	5.680,39	68.164,73
BV4 - 6329cv	9,446	24.484.032,00	485,79	5.178,23	62.138,80
BV5 - 2842cv	7,484	19.398.528,00	598,72	2.845,77	34.149,19
BV6 - 4319cv	7,390	19.154.880,00	591,20	4.297,03	51.564,36
Serviços auxiliares				53,46	641,52
TOTAL					708.787,82

Tabela 10 – Cenário de Referência para Estimativa de Consumo de Energia Elétrica

Em resumo, no cenário de referência estimado, a necessidade de energia, é de:

Eixo	Previsão Energia (GWh)
Norte	373,4
LESTE	335,4
TOTAL	708,8

Tabela 11 – Estimativa Total de Consumo de Energia Elétrica

A dificuldade atual é a falta de previsão feita pelos estados que elaboram os Planos Operativos Anuais. Neste ano de 2018, até o mês de setembro, apenas o estado do Ceará enviou o plano completo, organizado pela COGERH, Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos, e o estado de Pernambuco que enviou um plano incompleto pela COMPESA, Companhia Pernambucana de Saneamento. Os demais estados da Paraíba e do Rio Grande do Norte não encaminharam seus planos.

2.3 Comparativo Previsão versus Consumo Efetivo

O fornecimento de água bruta no Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional – PISF tem sido feito em caráter experimental a partir de outubro de 2014.

De acordo com o edital CODEVASF 33/2017 para leilão de compra de energia no período de dezembro de 2017 a dezembro de 2018, os montantes adquiridos com modulação “Flat” foram:

Mês/Ano	Energia Contratada (MWmédios)	Energia Contratada (MWh)
dez-17	48,00	35.712,00
jan-18	56,80	42.259,20
fev-18	81,70	54.902,40
mar-18	41,70	31.024,80
abr-18	43,10	31.032,00
mai-18	43,10	32.066,40
jun-18	24,60	17.712,00
jul-18	24,60	18.302,40
ago-18	24,60	18.302,40
set-18	24,60	17.712,00
out-18	24,60	18.302,40
nov-18	24,60	17.712,00
dez-18	24,60	18.302,40
Total 2018		317.630,40

Tabela – 12 – Montantes de Energia Contratados no ACL 2017/2018

Nesta fase inicial e experimental a previsão de demanda de água dos estados depende do cronograma de enchimento das infraestruturas em cada um deles. Daí a imprevisibilidade inicial em relação a diferença entre os valores contratados e realmente utilizados. Desta forma os valores contratados e os efetivamente utilizados está disposto na tabela abaixo:

ANO	ENERGIA MWh		
	CONTRATADA	CONSUMIDA	DIFERENÇA
2014*	1.185	773	412
2.015	19.566	6.697	12.869
2.016	58.845	4.507	54.338
2.017	254.721	200.122	54.599
2018**	209.079	53.541	155.537
TOTAIS	543.396	265.640	277.755

*De outubro a dezembro

** Até junho

Tabela 13 – Comparativo entre Energia Contratada e Consumida 2014/2018

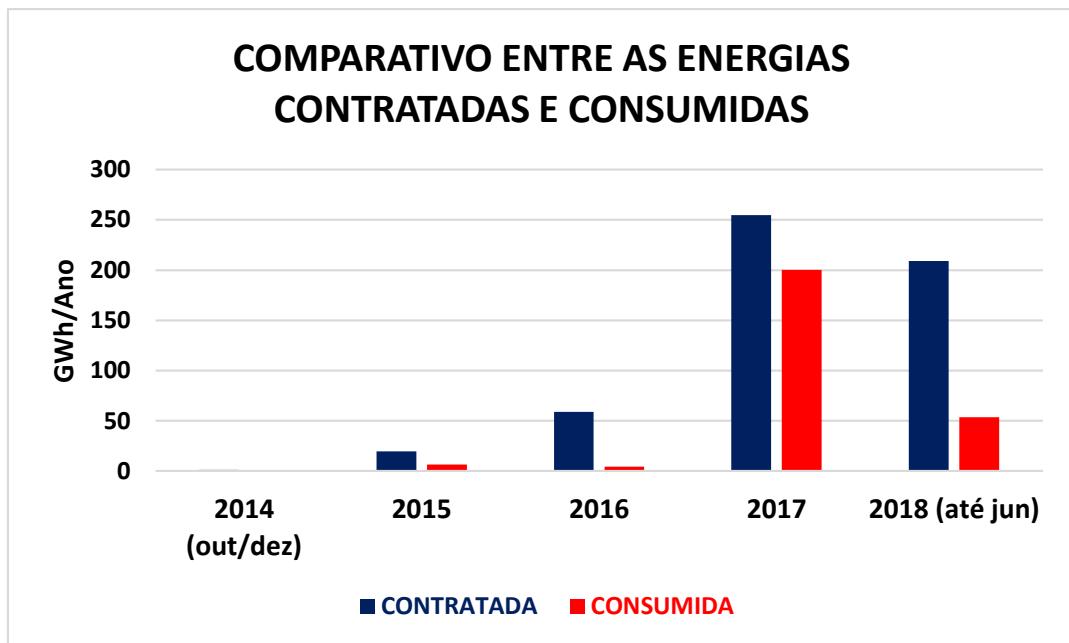


Figura 13 – Gráfico Comparativo entre Energia Contratada e Consumida

2.4 Legislação

Tipo	Número	Objetivo
Decreto	Nº 5955/2006	Sistema de Gestão SGIB
Decreto	Nº 6969/2009	Altera Art. 8º do Dec 5955
Decreto	Nº 8207/2014	Altera Decreto 5955
Resolução ANA	2333/2017	Condições Gerais PISF

3 Diagnóstico sobre as influências na gestão energética do PISF

Objetivo: Fazer um diagnóstico sobre a influência de cada ator na gestão energética do PISF pela Operadora Federal, sob o ponto de vista institucional.

A ordenação geral do setor elétrico que converge para o atendimento aos consumidores de energia elétrica, desde a atribuição na Constituição Federal no seu artigo 175 que incumbe ao poder público a prestação dos serviços de forma direta ou por meio de concessão ou permissão. Os serviços de energia elétrica são uma atribuição da União.

Esta ordenação é muito importante para o entendimento do funcionamento das várias instituições que regulam e fiscalizam todo o segmento de energia elétrica no tocante a definição de políticas para a energia, quantitativo e tipos de geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

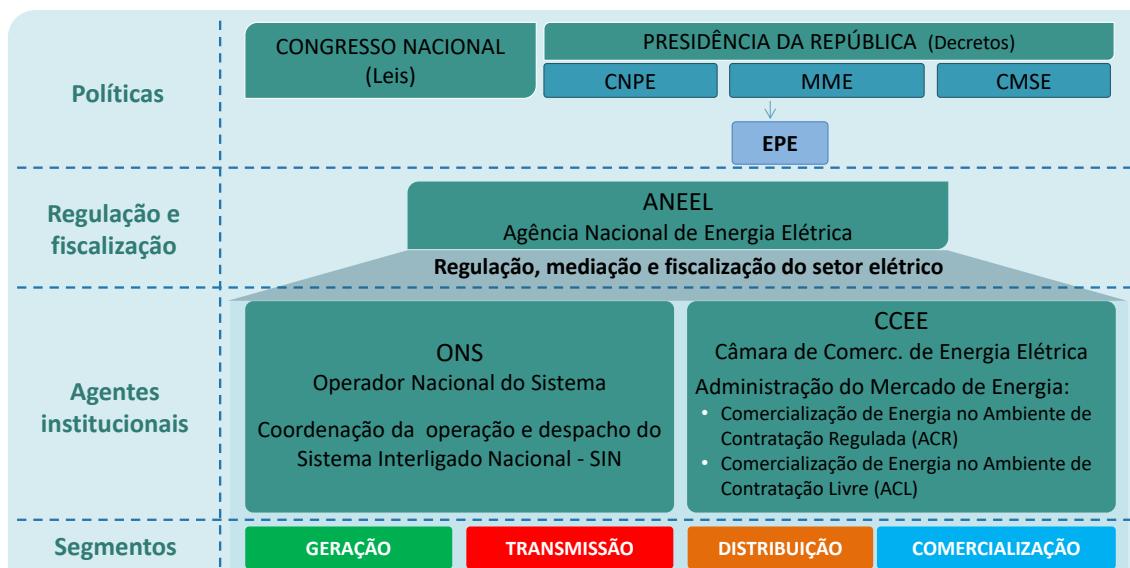


Figura 14 - MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Embora todos os agentes mencionados interfiram ou na gestão da energia elétrica ou na elaboração de regras futuras, os agentes que mais se relacionam com o processo do PISF estão relacionados no diagrama abaixo:

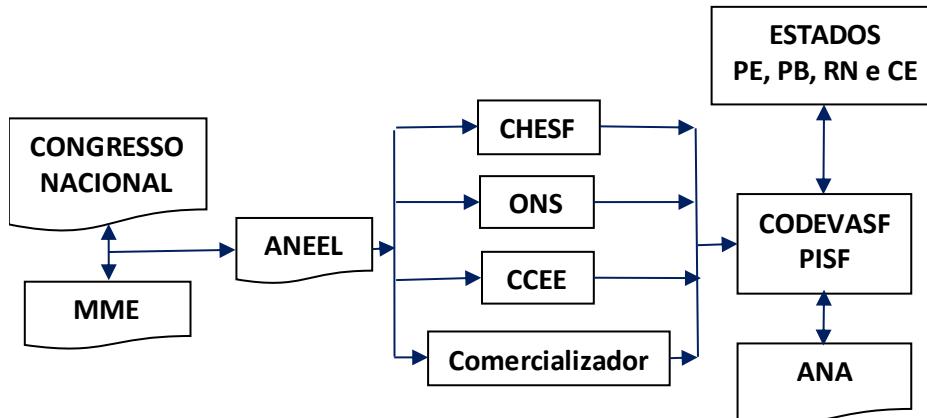


Figura 15 - Agentes Diretamente Relacionados com o PISF

3.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

O Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, criado pela Lei Nº 9.478/1997, tem por objetivo estabelecer as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia:

- (i) Proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;
- (ii) Proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendados pelo MME; e
- (iii) Proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.

Comentário: Este Conselho fornece as diretrizes básicas para o setor de energia brasileiro e não interfere na operação do PISF de modo direto.

3.2 Ministério das Minas e Energia – MME

[\(www.mme.gov.br\)](http://www.mme.gov.br)

O MME foi criado em 1960, pela Lei nº 3.782. Anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura.

O MME tem por objetivos principais:

- (i) Formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- (ii) Exercício da função de planejamento setorial;
- (iii) Exercício do Poder Concedente;
- (iv) Monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE.

Comentário: Neste caso o MME pode interferir no planejamento da operação do PISF haja vista a recente Consulta Pública 033/2017 que propõe um novo modelo regulatório para o setor de energia elétrica com consequências diretas nos custos do PISF. Detalha os comandos legais emanados pelo Congresso Nacional por meio de Decretos, via de regra, enviando à ANEEL para detalhamento destes comandos legais.

3.3 Ministério da Integração Nacional – MI

[\(www.integracao.gov.br\)](http://www.integracao.gov.br)

O Ministério da Integração Nacional é um órgão do governo federal brasileiro cuja criação se deu em 29 de julho de 1999, através da medida provisória nº 1.911-8, convertida na lei nº 10.683/2003. Responsável pela execução do projeto de integração PISF. Comentário: Por ser o ministério responsável pela execução do projeto é bastante impactante sua participação, pois oferece as condições para a operação do PISF e consequentemente dá as condições para o Operador Federal executar sua função.

3.4 Estados do Nordeste Setentrional

Os estados de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará são os estados recebedores de água bruta do PISF por meio dos eixos Leste (PE e PB) e Norte (PE, PB, RN e CE).

Em conformidade com o Decreto 5995/2006 e a Resolução ANA 2333/2017, os estados devem designar um Operador Estadual para se encarregar da operação das infraestruturas hídricas interligadas ao PISF, e elaborar o Plano Operativo Anual, observando as regras de operação e alocação negociada definidas para os reservatórios.

O estado do Ceará designou a COGERH, Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos e a COMPESA, Companhia Pernambucana de Saneamento enviou o Plano Operativo para a necessidade de saneamento.

Os demais estados, Rio Grande do Norte e Paraíba não designaram seus Operadores Estaduais.

O fornecimento destas necessidades para o abastecimento dos reservatórios e sua sazonalidade são fundamentais para o planejamento energético para efeito de compra eficiente de energia elétrica.

Comentário: O relacionamento entre o PISF e os estados é de fundamental importância no planejamento de compra de energia para o atendimento das necessidades dos mesmos e da compra eficiente da energia que contribui decisivamente para a modicidade tarifária.

3.5 Empresa de Pesquisa Energética – EPE

[\(www.epe.gov.br\)](http://www.epe.gov.br)

Criada pela Lei 10.847/2004 a EPE é uma instituição técnica especializada com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético do país.

Os serviços prestados na área de estudos e pesquisas destinam-se a subsidiar o planejamento do setor energético tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Comentário: A EPE é quem planeja toda a garantia da disponibilidade de energia e estrutura de transmissão para o escoamento da energia desde a geração até o consumo final feito pelas distribuidoras. Não interfere de maneira direta no dia a dia da operação do PISF.

3.6 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

O CMSE foi criado pela lei 10.848/2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

De acordo com o decreto 5.175/2004, o CMSE é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e composto por representantes do MME, Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Agencia Nacional do Petróleo - ANP, Câmara de Compensação de Energia Elétrica - CCEE, EPE e ONS.

Comentário: Criado após o racionamento de 2001 para efetuar o monitoramento do setor elétrico a fim de evitar falta de abastecimento. Não tem impacto na rotina de operação do PISF.

3.7 Agencia Nacional de Águas – ANA

(www.ana.gov.br)

A Agência Nacional de Águas é uma autarquia federal, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, e responsável pela implementação da gestão dos recursos hídricos brasileiros. Foi criada pela lei 9.984/2000 e regulamentada pelo decreto nº 3.692/2000.

No contexto do PISF, de acordo com a redação dada pela Lei nº 12.058/2009 que alterou o art. 4º da Lei 9.984/2000 estabelecendo a atribuição:

XIX - regular e fiscalizar, quando envolverem corpos d'água de domínio da União, a prestação dos serviços públicos de irrigação, se em regime de concessão, e adução de água bruta, cabendo-lhe, inclusive, a disciplina, em caráter normativo, da prestação desses serviços, bem como a fixação de padrões de eficiência e o estabelecimento de tarifa, quando cabíveis, e a gestão e auditagem de todos os aspectos dos respectivos contratos de concessão, quando existentes.

Também a mesma Lei, insere no inciso XXIV da Lei 9.984 a seguinte atribuição:

§ 8º No exercício das competências referidas no inciso XIX deste artigo, a ANA zelará pela prestação do serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, em observância aos princípios da regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia, modicidade tarifária e utilização racional dos recursos hídricos.

O Decreto nº 5.995/2006, no seu Capítulo III, atribui a Agencia Nacional de Águas – ANA, a competência regulatória para aprovação das disposições normativas do Plano de Gestão Anual do PISF.

CAPÍTULO III DA AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS

Art. 5º Os órgãos e entidades integrantes do SGIB observarão a competência regulatória da ANA, especialmente requerendo dela que aprove as disposições normativas do Plano de Gestão Anual do PISF que se insiram nos limites desta competência.

§ 1º A Operadora Federal deve cumprir as condicionantes estabelecidas na outorga de direito de uso de recursos hídricos, referentes às suas funções, bem como permitir a fiscalização do seu cumprimento pela ANA.

§ 2º Os contratos, convênios e consórcios dos órgãos e entidades federais com órgãos e entidades estaduais devem prever o cumprimento das obrigações constantes na outorga de direito de uso de recursos hídricos, em relação às atribuições que couber a esses órgãos e entidades estaduais no SGIB.

§ 3º Os contratos, convênios e consórcios mencionados no § 2º também preverão quais obrigações dos órgãos e entidades estaduais constarão no Plano de Gestão Anual.

Comentário: A Agência tem função primordial no controle, fiscalização e regulação das tarifas de fornecimento de água bruta ao projeto PISF.

3.8 Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL www.aneel.gov.br

Criada pela Lei 9.427/1996 tem por objetivos regular, fiscalizar e mediar os conflitos entre os agentes do setor elétrico.

Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Neste contexto em análise estabelece a regulamentação de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, disciplina as condições de fornecimento de energia elétrica tanto no mercado livre quanto no cativo e estabelece as tarifas específicas para o uso dos sistemas de transmissão e distribuição bem como os preços de energia no mercado cativo.

A regulamentação básica para o fornecimento aos consumidores está contida nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST e de Regulação Tarifária – PRORET.

Comentário: A ANEEL pelo seu papel de regulador das condições de fornecimento de energia elétrica tem papel preponderante nos custos da energia uma vez que estabelece as condições de operação no mercado livre e específica

as tarifas de uso do sistema de transmissão que é parte integrante do custo da energia elétrica.

3.9 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS [\(www.ons.org.br\)](http://www.ons.org.br)

Órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Criado pela Lei Nº 9.648/1998.

A Lei nº 9.648/98, em seu Artigo 13, alínea “f”, com redação dada pela Lei nº 10.848/2004, estabelece como atribuição do ONS propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. Essas regras são consolidadas nos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes. Os Procedimentos de Rede estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do SIN.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- ✓ Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- ✓ Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- ✓ Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Ao todo são 26 Procedimentos de rede sendo que o Módulo 3 define o acesso aos sistemas de transmissão tais como os dois pontos de acesso do sistema PIS ao sistema de transmissão da CHESF.

Pelo uso das instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou DIT de uso compartilhado, os acessantes aos sistemas pagam às transmissoras e ao Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS) o encargo de uso dos sistemas de transmissão (EUST), conforme os montantes de uso do sistema de transmissão

(MUST) especificados nos respectivos contratos de uso do sistema de transmissão (CUST).

Os critérios de acesso estão dispostos nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET Submódulo 3.3 – Custos de Transmissão regulados pela ANEEL.

Comentário: Os contratos de conexão com a rede básica são administrados pelo Operador Nacional tendo relação direta entre o PISF, CHESF e ONS.

3.10 Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE [\(www.ccee.org.br\)](http://www.ccee.org.br)

A Lei 9.648/1998 instituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – ASMAE, posteriormente Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e em 2004 foi constituída a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, como associação civil sem fins lucrativos. Dentre as suas atribuições está a gestão de contratos dos ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL).

A CCEE é responsável pela contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia. A instituição é incumbida do cálculo e da divulgação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia.

Ao final de cada mês são contabilizados o consumo real confrontados com os contratos que dão suporte aquele consumo e administrar as sobras e déficits do setor de energia elétrica.

Comentário: Agente importante no processo de administração da energia. É nesta Câmara de Compensação é que são liquidados os contratos mensalmente. A CODEVASF, operadora do PISF é agente da CCEE e seus procedimentos de comercialização devem ser observados neste processo.

3.11 Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF [\(www.chesf.gov.br\)](http://www.chesf.gov.br)

É uma sociedade anônima de capital aberto e de economia mista, regida pela Lei nº 6.404/1976, criada pelo Decreto Lei nº 8.031/1945. Atua em estrita consonância com a legislação vigente e com os atos de regulação emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel.

Atua na região Nordeste do Brasil nos segmentos de Geração, Transmissão e Comercialização de Energia Elétrica. Suas linhas de transmissão integram o

Sistema Interligado Nacional – SIN, que compõe a Rede Básica e são acessadas por geradores, distribuidores e consumidores livres.

Seu sistema de transmissão interliga as usinas hidrelétricas aos principais centros de carga dos estados do Nordeste e une a região aos sistemas do Norte, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

No caso do PISF existem dois pontos de conexão. Um na Subestação Bom Nome e outro no seccionamento da Linha de Transmissão que interliga a Usina de Paulo Afonso e a própria Subestação Bom Nome designado Ponto SE Floresta II.

Os contratos de conexão com a CHESF, nos dois pontos de acesso, têm seus custos definidos abaixo. Na conexão Bom Nome para o eixo Norte, ainda não há um valor estipulado.

PONTO DE CONEXÃO	EIXO	R\$/MÊS
BOM NOME	NORTE	S/VALOR
FLORESTA	LESTE	39.129,85

Tabela 14 – Valores de CCT nos Pontos de Conexão

Comentário: A concessionária CHESF é quem faz a conexão para que o sistema do PISF seja abastecido de energia. Importante parceiro que estabelece a qualidade da continuidade do fornecimento de energia.

3.12 Companhia Energética de Pernambuco – CELPE (www.celpe.com.br)

A Celpe é uma distribuidora do Grupo Neoenergia e atende a área de concessão do estado de Pernambuco onde estão localizadas as nove (9) subestações do PISF.

Em todas as subestações do PISF, seis no eixo Leste e três no eixo Norte tem um ponto de conexão com o sistema de distribuição da CELPE em tensão de 13,8 kV (Subgrupo A4). Esta conexão foi feita por ocasião das obras, mas significa que há alguma infraestrutura elétrica da distribuidora nestas subestações, embora com capacidade limitada a um período específico.

Em caso de uma alternativa de fornecimento pelo ambiente de energia regulada ACR, a distribuidora responsável pelo atendimento é a quem tem a concessão da área onde se localizam as unidades de consumo. Para tal são necessárias as tratativas reguladas caso esta seja uma alternativa a ser considerada.

Comentário: A CELPE por ser a concessionária de distribuição de Pernambuco onde as instalações de bombeamento de água estão instaladas, é um agente

importante em caso de uma decisão pelo mercado regulado. Neste caso todos os contratos tanto de conexão quanto de energia serão feitos com esta distribuidora.

3.13 CODEVASF [\(www.codevasf.gov.br\)](http://www.codevasf.gov.br)

Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (CODEVASF) é uma empresa pública brasileira, destinada ao fomento do progresso das regiões ribeirinhas dos rios São Francisco e Parnaíba e de seus afluentes, nos estados de Minas Gerais, Bahia, Pernambuco, Alagoas, Distrito Federal, Goiás, Sergipe, Piauí e Maranhão.

A CODEVASF é a Operadora Federal do PISF, atribuição estabelecida pelo Decreto nº 5.995/2006, alterado pelo Decreto nº 8.2017/2014.

Art. 3º O SGIB congregará grupos de assessoramento e instituições federais e estaduais, com interferência na gestão dos recursos hídricos, assim organizado:

.....
IV Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba
Codevasf, Como Operadora Federal; e

3.14 Comercializadoras de Energia Elétrica

Ao optar pelo ambiente de contratação livre (ACL), a unidade consumidora deve se associar à CCEE, submeter-se às regras de mercado, assinar os contratos de conexão e uso dos sistemas de distribuição ou transmissão, conforme o caso e efetuar a contratação da energia necessária ao seu suprimento.

As regras do mercado livre, bem como do regulado, são definidas pela ANEEL. Todos os contratos de energia, entre consumidor e gerador, são contabilizados mensalmente pela CCEE. As regras deste mercado estão estabelecidas na Lei nº 10.848/2004 e no Decreto nº 5.163/2004.

A energia é disponibilizada aos consumidores por agentes comercializadores, importadores, o excedente de energia dos autoprodutores e geradores. A energia excedente de outros consumidores livres também pode ser adquirida desde que sejam agentes cadastrados na CCEE.

Os agentes comercializadores não possuem usinas de geração de energia. Adquirem a energia de diferentes fornecedores, criando um portfólio diversificado de produtos a disposição dos consumidores.

Os agentes comercializadores são autorizados pela ANEEL e regulados pela Resolução Normativa REN nº 678/2015. Necessitam de integração de capital mínimo de R\$ 1 milhão e comprovar experiência na operação do mercado.

Hoje, 78% da energia consumida na indústria é fornecida pelo mercado livre, composto 869 consumidores livres e 4626 consumidores especiais totalizando 5.495 unidades consumidoras. O montante de energia é de 18.634 MW médios.

Existem 237 comercializadores de energia no Brasil cadastrados na CCEE.

A opção de compra neste mercado exige um planejamento de necessidades de energia de longo prazo (entre 3 e 5 anos) de modo a que a energia adquirida seja economicamente viável. A curto prazo tende ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, e a longo (5 anos) ao custo marginal de expansão.

Comentário: Importante parceiro na operação do PISF. Empresa vencedora de licitação para efetuar o fornecimento de energia através do mercado livre de energia.

3.15 Assessoria na Gestão de Energia Elétrica

Empresas de consultoria e assessoria cuja função é a de auxiliar no planejamento estratégico e contratação de energia, na gestão mensal da energia no mercado livre, assessoria técnica e regulatória nas diversas atividades envolvidas na administração, contabilização e processo de liquidação financeira da CCEE, tais como prazos, calendário de atividades da CCEE, entre outras tarefas necessárias a quem opera no mercado livre.

A inserção de uma empresa desta natureza pode trazer bons resultados a todo o processo de licitação, compra, gestão do contrato de energia e acompanhamento junto à CCEE.

4 Avaliação da Situação Atual

Objetivo: Fazer uma avaliação crítica sobre a situação atual com a identificação de lacunas identificadas e mapeamento de eventuais problemas ou fragilidades encontradas no processo de contratação de energia elétrica pela Operadora Federal até o momento, bem como nos modelos de gestão e regulação ora estabelecido com a indicação de pontos de aperfeiçoamento nesta gestão.

4.1 Planejamento das Necessidades de Energia

Um processo de compra de energia elétrica no mercado livre exige um planejamento de médio prazo para poder adquirir esta energia a preços competitivos com o mercado cativo. Horizonte ideal de cinco anos.

Como a operação do PISF está em fase de testes são naturais as incertezas e o domínio completo desta nova atividade. Considera-se o fato do sistema ainda não estar plenamente operacional o que dificulta a realização plena dos volumes inicialmente estimados.

A partir do início efetivo e pleno das instalações há a necessidade de que os estados supridos pela água bruta participem das discussões e tenham contratos firmes de quantitativo esperado de volume de água necessário para o abastecimento dos reservatórios de destino.

Conforme apresentado no item 2.3 que mostra o comparativo entre a previsão de consumo de energia e o consumo efetivo desde 2014, apurou-se um total de sobra de 277,7 GWh, sendo que até junho de 2018 esta diferença está apurada em 155,5 GWh.

ANO	ENERGIA MWh		
	CONTRATADA	CONSUMIDA	DIFERENÇA
2014*	1.185	773	412
2015	19.566	6.697	12.869
2016	58.845	4.507	54.338
2017	254.721	200.122	54.599
2018**	209.079	53.541	155.537
TOTAIS	543.396	265.640	277.755

Tabela 15 – Diferença entre as Energias Contratada e Consumida no ACL

Nesta tabela 15 há de se considerar que o PISF ainda não está totalmente concluído, que está em pré-operação e que houveram problemas operacionais que impediram o bombeamento de água neste ano de 2017.

4.2 Definição das Responsabilidade dos Estados

Como ainda não foram assinados os contratos de uso de água pelos estados atendidos é necessário que haja celeridade na sua celebração para que haja maior interação entre as partes: estados abastecidos, operador CODEVASF e agência reguladora ANA.

Os estados precisam definir seu Operador Estadual de modo a propiciar ao Operador Federal uma melhor previsibilidade na compra de energia. Segundo informações, apenas o estado do Ceará definiu a COGERH – Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos como sua Operadora Estadual tendo a mesma já enviado suas necessidades para 2019.

O estado de Pernambuco, por meio da COMPESA, enviou parcialmente suas necessidades para 2019 sendo que os estados do Rio Grande do Norte e Paraíba ainda não fizeram suas indicações.

Esta é uma ação urgente para o sucesso da operação do PISF bem como na gestão eficiente da compra de energia elétrica para o Programa.

Uma previsão de longo prazo de necessidade de água para os estados poderia ser feita com o auxílio de previsões dos institutos de meteorologia, bem como das previsões do próprio setor elétrico por meio da EPE, Empresa de Pesquisa Energética e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que tem planos quinquenais da operação energética, além da experiência da CHESF na operação das vazões do Rio São Francisco.

Estas previsões atualizadas periodicamente podem servir para a partir de um horizonte de 5 anos, ir fazendo os ajustes necessários à medida que as necessidades vão acontecendo. Isto é, pode-se tratar das sobras e déficits de energia com antecedência de modo a negociá-las no mercado com eficiência.

Além disto, de uma forma básica, poderia se partir do nível inicial em um dado momento em todos os reservatórios existentes, consideração da evaporação, do consumo anual de cada região atendida pelos reservatórios, previsão de precipitação pluviométrica e o nível dos reservatórios desejados.

Assim o volume de água bombeado seria a diferença entre o nível desejado do reservatório no ano i, menos o nível inicial no ano zero, evaporação, perdas e consumo de cada um deles. A partir da prática do planejamento da utilização dos recursos hídricos o processo tende a ser aperfeiçoado com o passar dos anos.

Não há como se fazer uma previsão eficiente de compra de energia se os estados não se envolverem profundamente nas necessidades de água dos usuários sob sua responsabilidade.

4.3 Processo de Compra e Venda de Energia

A comercialização de energia no mercado livre oferece modalidades de compra mais flexíveis de modo a minimizar os efeitos da imprevisibilidade do consumo como observado no PISF, pelo menos nesta fase pré-operacional e ainda não totalmente concluído. A partir da operação regular e com a base de dados que o tempo vai formando, o sistema tende a se tornar mais previsível. Entretanto contratos mais flexíveis introduzem riscos que são precificados. Um contrato flexível certamente oferece preços mais elevados que contratos de compra mais firmes.

A CODEVASF, por ser uma empresa pública sem fins lucrativos e sujeita a Lei nº 8.666/1993, que institui as normas para licitações e contratos da

Administração Pública, tem maiores limitações que uma empresa privada para compra e venda de energia.

Os processos licitatórios deveriam prever um contrato de compra e venda com modulação conforme a curva de carga, conter itens específicos para a liquidação de diferenças pré-definidos para que dentro de cada mês as diferenças possam ser negociadas sem onerar as tarifas de fornecimento de água bruta.

Encerrado o mês de consumo as sobras ou déficits são precificados ao PLD o que pode gerar ganhos ou perdas dependendo da relação entre PLD e o preço dos contratos. Como existem liminares e também a compensação de valores de inadimplência, nem sempre as diferenças são integralmente devolvidas.

Como poder ser visto no item 1.7 – Mecanismo de Compra de Energia no Mercado Livre, mesmo que o consumo de energia seja igual ao valor contratado, ainda assim pode haver diferença a ser liquidada. Desta forma fica evidenciada a necessidade da modulação da carga nos seus patamares horários.

Dentro das informações disponíveis no final de 2017 para a licitação da energia necessária para 2018, não se pode dizer que a compra foi boa ou ruim, mas foi o que havia disponível para estas condições.

O preço pago da ordem de R\$ 378,07/MWh pode ser considerado alto quando se observam os preços de longo prazo. Para o próximo ano, como ainda não se dispõe das necessidades totais de água bruta a incerteza na quantidade de energia a ser contratada permanece.

O processo de licitação deve ocorrer entre novembro e dezembro de 2018 e desta forma deve ser esperado um preço entre R\$ 325,00 e R\$ 225,00/MWh para 2019, conforme estimativas apresentadas. Se houvesse uma maior previsão temporal poderia a contratação ser feita a preços mais baratos abaixo dos R\$ 200,00/MWh para 2020.

Um bom comparativo para o preço da energia no mercado livre é o preço no mercado regulado que para até abril de 2019 é de R\$ 233,83/MWh fora ponta. Em abril de 2019 a ANEEL definirá o preço até abril de 2020, cujo reajuste deve estar próximo a variação do IGPM no período.

Esta contabilização por patamares horários feitos na CCEE vai, a partir de 01/01/2020, conforme PL 1917/2015 e proposta da consulta pública MME 33/2017, passar a ser por patamares horários o que torna mais difícil ainda o acompanhamento e gestão da operação de bombeamento.

O processo pode ser melhorado desde que o PGA, cujo cronograma está estabelecido no Art. 13 da Resolução 2333/2017 alterasse a decisão pelo menos até o início do segundo semestre ao invés de finalizar em dezembro de um ano para previsão de compra para o ano seguinte.

4.4 Gestão do Processo de Compra de Energia

Atualmente a CODEVASF dispõe de estrutura mínima para realizar um processo complexo de levantamento de necessidades, compra da energia e gestão dos resultados.

O processo de compra de energia para dezembro de 2017 e todo o ano de 2018 teve início com o edital 33/2017, na modalidade de leilão, em 29/11/2017, com propostas a serem entregues pelas comercializadoras habilitadas até 07/12/2017. O resultado foi divulgado no Diário Oficial em 12/12/2017, tendo vencido a empresa Bep Comercializadora de Energia Elétrica Ltda.

A compra foi feita com demanda média (flat) constante (MWmédio) e desta forma, como não há consumo no horário de ponta pode gerar uma diferença conforme descrito no item 1.7. Um aprimoramento nesta licitação seria a inclusão da modulação de carga nos seus patamares horários, que reduziria as diferenças por patamar.

Uma alternativa a este processo seria a contratação de uma consultoria especializada em prestar serviços nesta área do planejamento estratégico de aquisição, acompanhamento da gestão mensal da energia, atividades envolvidas na administração dos contratos e tratamento de eventuais sobras de energia que pudesse fazer este relacionamento com as comercializadoras na busca da melhor compra para o PISF e consequentemente refletindo na modicidade tarifária.

A outra opção, dentro da própria operadora CODEVASF seria de capacitar uma equipe para tal operação. Atualmente toda a gestão está concentrada em um único profissional o que torna a tarefa difícil, uma vez que tem que planejar, licitar, comprar, acompanhar a gestão do contrato e todo o processo de liquidação na CCEE.

Uma alternativa a ser considerada no processo de compra de energia para o próximo ano de 2019 é a utilização do lastro constituído pela diferença entre os valores de energia contratados e os efetivamente utilizados. Uma vez que muitos agentes, entre eles a CODEVASF, acumularam saldos positivos que deixaram de ser pagos em razão de liminares.

Com relação ao lastro, é importante entender que o agente recebeu pela sobra em determinado mês ao PLD daquele mês. Essa sobra acumulada se constitui em lastro de energia que poderá ser utilizado a qualquer momento, mas, como o agente já recebeu por essa energia, ela deverá ser “devolvida” ao sistema, observada a média dos últimos 12 meses.

4.5 Medição de Energia Elétrica

Todo o complexo sistema elétrico de abastecimento das estações de bombeamento bem como da operação dos serviços auxiliares ao processo, tem medição apenas nos pontos de conexão com a rede básica da CHESF.

São sete subestações de transformação 230/6,9/13,8 kV, uma subestação de transformação 230//69 e 230/6,9/13,8 kV e uma subestação de transformação 69/6,9/13,8 kV, num total de potência instalada de transformação em 230 kV de 199 MVA com ventilação natural e 248 MVA com ventilação forçada. Em tensão de transformação 69 kV uma potência de transformação de 12/16 MVA. Em tensão de 13,8 kV, 2,725 MVA.

A potência total de transformação é de 213,725 MVA com ventilação natural e 264 MVA com ventilação forçada. Em termos de linhas são 230 km de linhas de transmissão em 230 kV e 257,64 km de linhas de distribuição em 13,8 kV.

Tal sistema não deve ter medição apenas nos pontos de fronteira, dois na conexão Floresta e um na Subestação Bom Nome.

Existem perdas de energia nestas linhas que poderiam ser aferidas com precisão se houvessem outros pontos de medição. O custo para instalação de medição não é significativo quando se leva em conta os benefícios de se ter o conhecimento preciso dos efeitos das perdas elétricas.

Outro ponto a ser considerado em favor da instalação de medições nas subestações reside no fato de se poder aferir com mais precisão a eficiência dos sistemas de bombeamento de água.

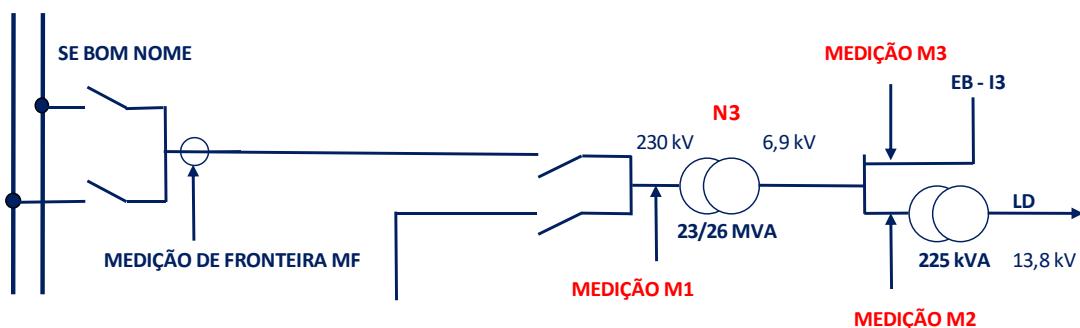


Figura 16 - Sistema de Medição Complementar

Desta forma podemos aferir as perdas nas linhas de transmissão pela diferença entre a medição de fronteira MF e o somatório as medições 1 nas entradas das Subestações alimentadas por esta conexão.

$$\text{Perdas LTs} = \text{MF} - \sum \text{M1}$$

As perdas na transformação (PTF) seriam obtidas pela diferença entre a medição M1 e a soma das medições M2 e M3.

$$\text{PTF} = \text{M1} - (\text{M2} + \text{M3})$$

Desta forma a gestão do processo de consumo de energia se tornaria mais gerenciável auxiliando assim o órgão regulador a estabelecer com mais precisão as perdas elétricas.

4.6 Detalhamento do Custo da Energia Elétrica no PISF

O custo da energia elétrica para a operação do PISF se compõe dos seguintes elementos:

- Encargos de Conexão ECT
- Uso do Sistema de Transmissão – EUST
- Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão PISF
- Operação e Manutenção do Sistema Elétrico do PISF
- Energia Elétrica para Bombeamento e Serviços Auxiliares
- Custo da Energia Elétrica do PISF

4.6.1 Encargos de Conexão - ECT

Trata-se dos dois pontos de conexão do sistema de transmissão do PISF: um na Subestação SE Bom Nome e outro na Subestação SE Floresta II com o sistema de transmissão da CHESF. Como este ponto de conexão é interno às instalações da transmissora, por questão de segurança, a mesma é quem deve dar a manutenção para tal.

Na SE Bom Nome o contrato de conexão CCT 012/2014 da CODEVASF com a CHESF não tem custo no momento devendo aguardar a finalização do processo de doação das instalações do PISF para a CHESF.

Na SE Floresta II o contrato de conexão CCT 013/2014 tem custo mensal de R\$ 39.129,85 (trinta e nove mil, cento e vinte e nove reais e oitenta e cinco centavos). Este valor é atualizado em julho quando entra em vigor as novas tarifas de uso do sistema de transmissão TUST publicadas pela ANEEL.

Do valor bruto de R\$ 39.129,85 são descontados os seguintes impostos:

- Imposto sobre Serviços – ISS – 5% - R\$ 1.956,49
- Retenção do COFINS – R\$ 1.173,90
- Retenção de CSLL – R\$ 391,301
- Retenção de IRPJ – R\$ 1.878,23
- Retenção de PIS – R\$ 254,34

4.6.2 Uso do Sistema de Transmissão – EUST

É o pagamento que se faz pelo uso do sistema de transmissão interligado pertencente a Rede Básica de Transmissão. Este pagamento é proporcional ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST para os horários de ponta e fora ponta. Os MUST são contratados por ponto de conexão que, no caso do PISF, são dois.

O contrato CUST 024/2014 (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão) assinado entre o ONS e o PISF contém os valores dos MUST para o período de 2018 a 2021, conforme Termo Aditivo 03:

PONTO DE CONEXÃO	POSTO TARIFÁRIO	MUST (MW)			
		2018	2019	2020	2021
SE FLORESTA II Eixo Leste	Fora Ponta	121,6	121,6	51,0	51,0
	Ponta	2,0	2,0	2,0	2,0
SE BOM NOME Eixo Norte	Fora Ponta	116,4	116,4	55,0	55,0
	Ponta	1,0	1,0	1,0	1,0

Tabela 16 – Valores Contratados de MUST com o ONS até 2021

A ANEEL publica as tarifas de transmissão (TUST) válidas entre 01 de julho e 30 de junho do ano seguinte. Em 2018, as TUST constam da Nota Técnica nº 146/2018-SGT/ANEEL, de 22 de junho de 2018. Com os valores publicado para o período de 01 de julho de 2018 até 30 de junho de 2019, os custos de uso do sistema de transmissão do PISF são:

PONTO	Eixo Norte - Bom Nome		Eixo Leste - Floresta II		Soma
POSTO	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	
TUST (R\$/kW.mês)	3,369	3,440	3,272	3,392	
MUST (kW)	1.000	116.440	2.000	121.600	
EUST anual (R\$)	40.428,00	4.806.643,20	78.528,00	4.949.606,40	9.875.205,60

Tabela 17 – Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST

A forma deste pagamento se dá por rateio sendo que o ONSS encaminha dividindo o pagamento total para todos os transmissores independente da conexão. São mais de 150 agentes de transmissão localizados em quase a totalidade dos estados brasileiros.

4.6.3 Operação e Manutenção do Sistema de Transmissão PISF

O sistema de transmissão PISF é composto por 270 km de linhas de transmissão em 230 kV e 9 subestações de 230/69/13,8/6,9 kV. O custo desta manutenção e operação não está sob a coordenação da CODEVASF.

4.6.4 Operação e Manutenção do Sistema Elétrico PISF

O sistema elétrico do PISF é composto por 257,64 km de linhas de distribuição em 13,8 kV, operação e manutenção de bombas de recalque que estão previstos na memória de cálculo do PISF.

4.6.5 Energia Elétrica para Bombeamento e Serviços Auxiliares

No cenário de referência da memória de cálculo do PISF estão calculadas as energias necessárias ao funcionamento do sistema. Esta previsão necessita das informações dos Planos Operativos Anuais dos Estados que compõem o Plano de Gestão Anual – PGA que contém as necessidades de água bruta para determinar o consumo de energia elétrica. No cenário de referência da Memória de Cálculo do PISF foi estimado um consumo anual de 708 GWh. Tal cenário espera o funcionamento pleno do PISF o que ainda não ocorreu.

O valor do contrato resultado do leilão 33/2017 da CODEVASF, para o ano de 2018 foi de R\$ 120.085.875,00 para um montante de energia de 317.687,50 MWh correspondendo a R\$ 378,07/MWh.

Sobre este valor da energia deve ser computado o ICMS cuja alíquota é de 25% sobre o total (Energia + ICMS) ou 33,33% sobre o preço da energia. O ICMS correspondente é de R\$ 40.028.625,00. Desta forma o total dispendido com a compra de energia para o ano de 2018 foi de R\$ 160.114.50,00.

Campinas, 19 de Novembro de 2018

Manoel Eduardo Miranda Negrisolo - Consultor