

**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 3 – MAPEAMENTO DAS ALTERNATIVAS

Versão 3

19 de Dezembro de 2018

Consultor: Manoel Eduardo Miranda Negrisoló

ÍNDICE

1 - Objetivo	3
2 - Introdução	3
3 – Estimativa das Demandas de Água Bruta	3
4 – Aquisição de Energia no Mercado Regulado de Energia - ACR.....	8
4.1 – Custo do Fio - ACR	9
4.2 – Custo da Energia no ACR.....	13
4.3 – Custo Total de Janeiro a Outubro de 2018 no ACR.....	13
5 – Aquisição de Energia no Mercado Livre de Energia – ACL	14
5.1 – Custo do Fio de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL	14
5.2 – Custo da Energia de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL.....	15
5.3 – Custo Total de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL	16
6 – Alternativas Gestão das Sobras e Déficits de Energia ACL	17
7 – Apoio na Gestão dos Contratos de Energia no ACL	18
8 – Alternativas de Contratação de Energia no ACL	20
9 – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST	21
10– Desafios Regulatórios.....	22
10.1 – Gestão dos Operadores Estaduais	22
10.2 – Conta de Compensação de Valores para Compra de Energia.....	22
10.3 – Ativos de Transmissão.....	23
10.4 – Operador Público ou Privado.....	25
10.5 – Considerações para Planejamento das Necessidades de Água Bruta	25
10.6 – Alternativas para Cálculo Regulatório do Custo da Energia.....	25

1 - Objetivo

Mapeamento de alternativas de estratégias para a atuação do regulador, visando uma aquisição eficiente de energia e a definição de uma tarifa módica a ser paga pelos usuários do PISF, tanto no cenário de um operador público quanto de um operador privado.

2 - Introdução

Para que haja um planejamento ideal da operação otimizada do PISF – Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional, é necessário que os estados atendidos, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará, façam seus Planos Operativos Anuais com 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. Com base no PGA, é feita a estimativa da energia a ser comprada para o abastecimento dos sistemas de bombeamento.

Para que tanto o operador federal CODEVASF quanto a Agência Reguladora ANA possam, a primeira planejar a operação e a segunda determinar as tarifas de água bruta, a informação contida nos PGAs é essencial e indispensável. Sem um planejamento ideal das necessidades não se conseguirá fazer, com eficiência, a gestão dos objetivos para os quais este projeto foi concebido.

Desta forma a previsão das necessidades de água bruta é essencial para o planejamento da operação quer seja feita por agente público ou privado.

3 – Estimativa das Demandas de Água Bruta

A ANA dispõe de um Sistema de Acompanhamento de Reservatórios – SAR, que monitora os níveis de um conjunto de reservatórios do Nordeste e Semiárido. Como exemplo observamos a acompanhamento do volume de água acumulado de um reservatório, Salgueiro, de modo a sugerir que os principais reservatórios que compõem os sistemas adutores dos eixos Norte e Leste possam vir a ser monitorados como elemento para um planejamento eficiente das necessidades de água a serem atendidas pelo PISF. A base de dados que vier a ser formada comporá a série histórica que em muito irão auxiliar os planejamentos futuros.

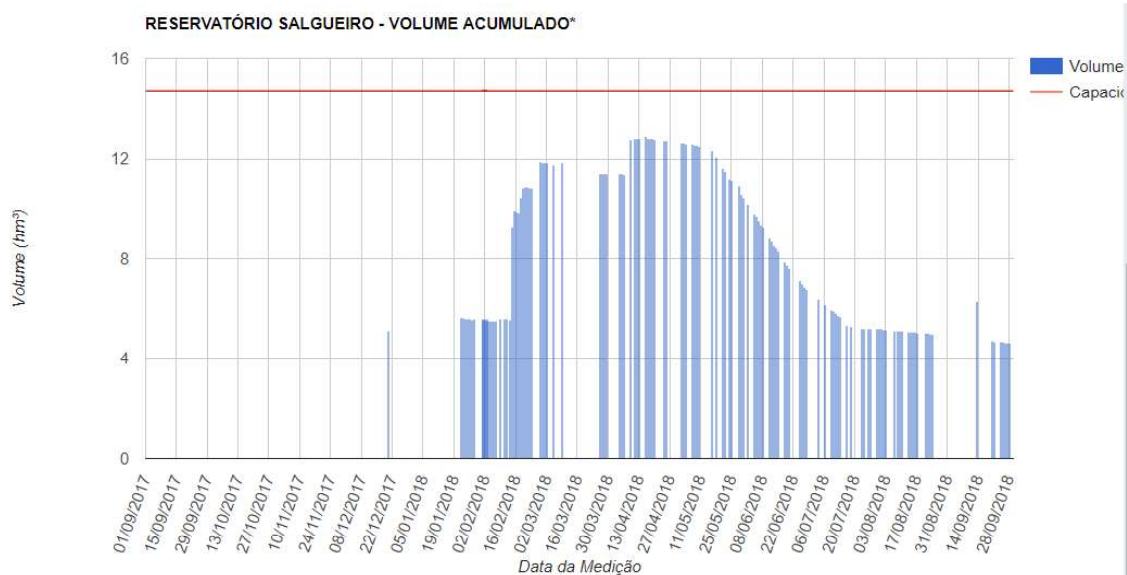


Figura 1 - Gráfico volume acumulado Salgueiro PE – SAR/ANA

A relação dos reservatórios dos sistemas adutores principais dos eixos Norte e Leste se encontram nas tabelas abaixo.

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 1 – Reservatórios do Sistema Adutor Principal – Eixo Norte

Reservatórios do Sistema Adutor Principal - Eixo Leste

Ordem	Nome do Reservatório	Volume Total (hm³)	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 2 – Reservatórios do Sistema Adutor Principal – Eixo Leste

A partir de uma data inicial, por exemplo o final do período de chuvas do Nordeste em agosto de cada ano, com os volumes iniciais, pode-se buscar um histórico de precipitação de cada região para poder se projetar uma expectativa de precipitação atmosféricas. Por exemplo, a Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos, FUNCEME dispõe de históricos de precipitação que podem servir de base para planejamentos futuros. (www.funceme.br).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico também faz o planejamento da operação num horizonte de 6 meses usando o histórico observado até o momento da análise, a afluência do pior ano e média dos últimos 5 anos. Na figura 2 abaixo temos a situação do reservatório de Sobradinho, como exemplo.

Sobradinho

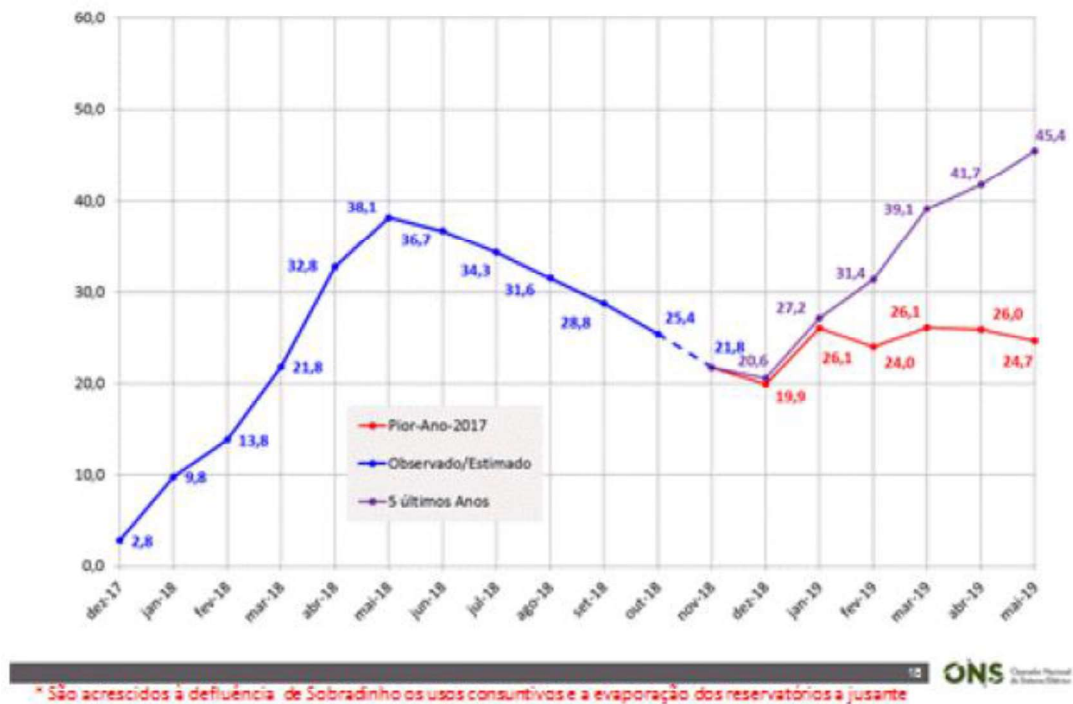


Figura 2 – Planejamento da Operação Reservatório Sobradinho

Outra fonte de dados pode ser obtida pelo site www.clima.cptec.inpe.br onde se pode observar o histórico de precipitação em mm de bacias hidrográficas.

BACIAS E SUB-BACIAS

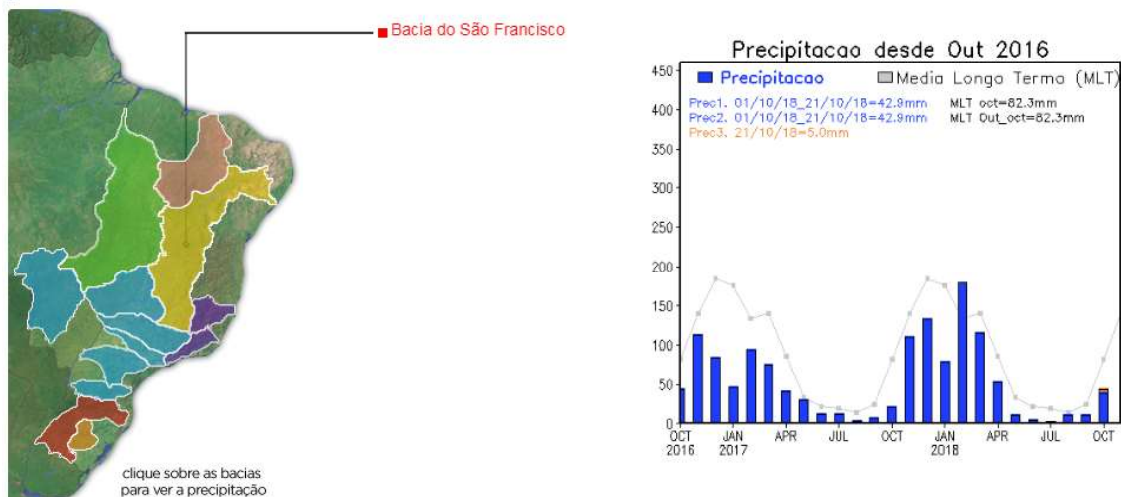


Figura 3 – Histórico de Precipitação na bacia do São Francisco

Com base em histórico e previsões existentes de médias de anos anteriores pode-se, com certa precisão, estabelecer qual os níveis esperados dos reservatórios no futuro. Somente com base de dados e conhecimento das necessidades de cada usuário do sistema PISF, é possível fazer um planejamento de necessidades de água bruta.

A experiência que o sistema for adquirindo e com a construção da base de informações é possível prever que num futuro próximo este processo pode estar bastante ajustado às necessidades. A situação ideal para a compra de energia seria de um horizonte mínimo de três anos.

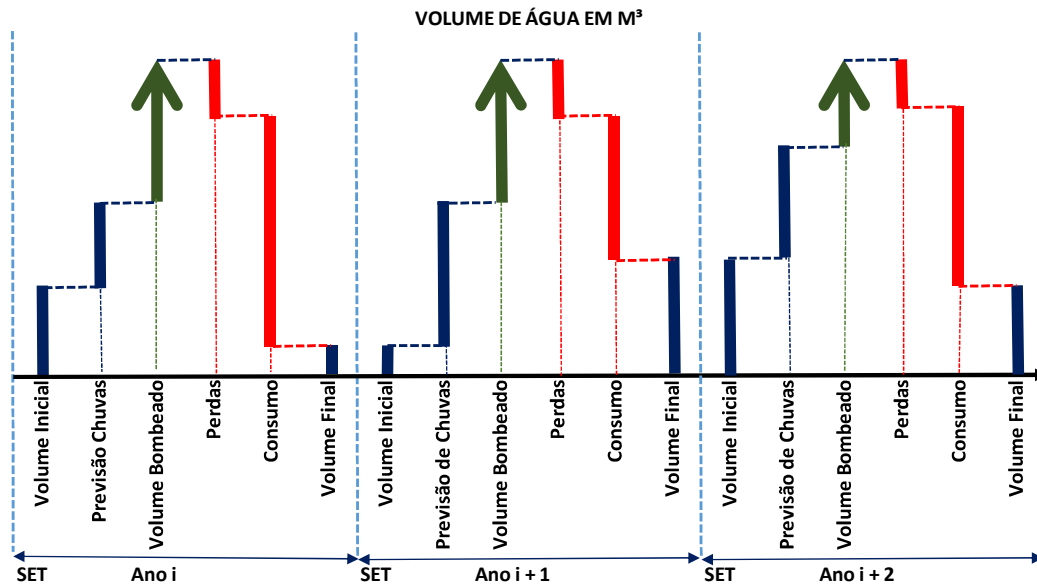


Figura 4 – Esquema Simplificado para Previsão de Demanda de Água pelos Estados

Como se trata de um planejamento baseado em expectativas de consumo versus precipitação pluviométrica, o mesmo deve ser atualizado constantemente. Para os Operadores Estaduais recomenda-se um acompanhamento mensal, entretanto para efeito de alterações nas quantidades requeridas, a periodicidade deve ser semestral coincidindo com o período chuvoso que vai de maio a agosto, uma vez que os Operadores Estaduais devem entregar as suas previsões até 15 de agosto de cada ano para o Operador Federal, a revisão deveria ocorrer em 15 de fevereiro de cada ano.

Este horizonte de três anos é necessário para que se possa fazer uma compra de energia de forma escalonada para o primeiro, segundo e terceiro ano de modo a utilizar as vantagens dos preços do mercado livre de energia, e ir ajustando progressivamente os quantitativos.

Assim a recomendação é que se faça no Plano Operativo Estadual para o ano seguinte, conforme Resolução ANA 2.333/2017, acrescido de uma previsão prévia para os dois anos seguintes.

4 – Aquisição de Energia no Mercado Regulado de Energia - ACR

Uma alternativa para atendimento das necessidades de energia do PISF é o atendimento no ambiente de contratação regulada de energia – ACR. Nesta alternativa as tarifas tanto de uso dos sistemas de transmissão, distribuição e de energia são regulados pela ANEEL.

Como as instalações do PISF estão localizadas no Estado de Pernambuco a distribuidora que é responsável pelos atendimentos neste estado é a CELPE – Companhia Energética de Pernambuco do Grupo Neoenergia.

Tomando-se as tarifas reguladas estabelecidas pela ANEEL faz-se uma estimativa dos custos da energia para os primeiros 10 meses de 2018, caso o atendimento tivesse sido feito nesta modalidade, apenas para efeito comparativo e orientativo para a tomada de decisão. As tarifas reguladas da CELPE estão nas tabelas 3 e 4 abaixo:

POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO		
	TUSD		TE
	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
P	4,38	13,96	345,23
FP	4,28	13,96	222,44

Tabela 3 - Tarifas CELPE A1 Tipo de 27/04/2017 a 26/04/2018

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

Tabela 4 - Tarifas CELPE A1 Tipo de 27/04/2018 a 26/04/2019

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL REN 722/2016, que estabelece critérios para o acesso à Rede Básica de acordo com o Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005, o consumidor deverá assinar um contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST como o ONS e um Contrato de Conexão às Instalações da Transmissora – CCT. No caso do PISF, ambos os contratos já estão assinados e em vigor.

As tarifas de uso do sistema de transmissão – TUST no período compreendido entre julho de 2017 e junho de 2019 estão na tabela 5 abaixo, definidas pela ANEEL conforme receitas anuais permitidas – RAP's das transmissoras para o ano tarifário que se inicia em 01 de julho de um ano até 30 de junho do ano seguinte. A TUST possui um sinal locacional e desta forma cada ponto de conexão tem uma tarifa diferenciada.

Tarifas de 01/07/2017 a 30/06/2018

Consumidor Livre	Ponto de Conexão	Barra Nº	UF	TUST (R\$/kW.mês)	
				P	FP
CODEVASF PIS (Eixo Norte)	B.Nome - 230	5401	PE	4,042	4,158
CODEVASF PIS (Eixo Leste)	Floresta II - 230	5420	PE	3,919	4,079

NT 188/2017 - SGT/ANEEL TUST 2017/2018

Tarifas de 01/07/2018 a 30/06/2019

Consumidor Livre	Ponto de Conexão	Barra Nº	UF	TUST (R\$/kW.mês)	
				P	FP
CODEVASF PIS (Eixo Norte)	B.Nome - 230	5401	PE	3,369	3,440
CODEVASF PIS (Eixo Leste)	Floresta II - 230	5420	PE	3,272	3,392

NT 146/2018 - SGT/ANEEL TUST 2018/2019

Tabela 5 – Tarifas TUST de 01/07/2017 a 30/06/2019

Os valores dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST estão contratados até 2021 de acordo com o Termo Aditivo nº 3 ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST nº 029/2014 com o ONS. Valores contratados constantes da tabela 6.

Valores Contratados de MUST (MW) com o ONS - Ponta (P) e Fora Ponta (FP)										
PONTO DE CONEXÃO	Período de Contratação		2018		2019		2020		2021	
	de	até	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
SE FLORESTA II (Eixo Leste)	01/jan	31/dez	2,00	121,60	2,00	121,60	2,00	51,00	2,00	51,00
SE BOM NOME (Eixo Norte)	01/jan	31/dez	1,00	116,44	1,00	116,44	1,00	55,00	1,00	55,00

Tabela 6 – Valores Contratados de MUST com o ONS

4.1 – Custo do Fio - ACR

O custo relativo ao uso do fio transmissão é o mesmo tanto se a unidade consumidora optar pelo mercado regulado ou livre. Desta forma considerando os valores de tarifa TUST regulados conforme tabela 5 para os dois pontos de conexão da CODEVASF, Bom Nome e Floresta II, bem como os valores de demanda contratados com o ONS, conforme Termo Aditivo nº 03 ao CUST 029/2014, tem-se os seguintes valores para o primeiro semestre de 2018, conforme tabelas 7 e 8 respectivamente para os Eixos Norte e Leste.:

BOM NOME - EIXO NORTE

MÊS	POSTO	MW	(R\$/MW) mês	EUST	PROINFA CDE (10,6%)	PIS/COFINS (7,60%)	TOTAL FIO
JAN	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
FEV	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
MAR	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
ABR	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
MAI	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
JUN	P	1,00	4,042	4.042,00	428,45	307,19	4.777,64
	FP	116,44	4,158	484.157,52	51.320,70	36.795,97	572.274,19
JUL	P	1,00	3,369	3.369,00	357,11	256,04	3.982,16
	FP	116,44	3,440	400.553,60	42.458,68	30.442,07	473.454,36
AGO	P	1,00	3,369	3.369,00	357,11	256,04	3.982,16
	FP	116,44	3,440	400.553,60	42.458,68	30.442,07	473.454,36
SET	P	1,00	3,369	3.369,00	357,11	256,04	3.982,16
	FP	116,44	3,440	400.553,60	42.458,68	30.442,07	473.454,36
OUT	P	1,00	3,369	3.369,00	357,11	256,04	3.982,16
	FP	116,44	3,440	400.553,60	42.458,68	30.442,07	473.454,36
Totais				4.544.887,52	481.758,08	345.411,45	5.372.057,05

Tabela 7 – Custo Fio de Janeiro a Outubro de 2018 – Eixo Norte

FLORESTA II - EIXO LESTE

MÊS	POSTO	MW	(R\$/MW) mês	EUST	PROINFA CDE (10,6%)	PIS/COFINS (7,60%)	TOTAL FIO
JAN	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
FEV	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
MAR	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
ABR	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
MAI	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
JUN	P	2,00	3,919	7.838,00	830,83	595,69	9.264,52
	FP	121,60	4,079	496.006,40	52.576,68	37.696,49	586.279,56
JUL	P	2,00	3,272	6.544,00	693,66	497,34	7.735,01
	FP	121,60	3,392	412.467,20	43.721,52	31.347,51	487.536,23
AGO	P	2,00	3,272	6.544,00	693,66	497,34	7.735,01
	FP	121,60	3,392	412.467,20	43.721,52	31.347,51	487.536,23
SET	P	2,00	3,272	6.544,00	693,66	497,34	7.735,01
	FP	121,60	3,392	412.467,20	43.721,52	31.347,51	487.536,23
OUT	P	2,00	3,272	6.544,00	693,66	497,34	7.735,01
	FP	121,60	3,392	412.467,20	43.721,52	31.347,51	487.536,23
Totais				4.699.111,20	498.105,79	357.132,45	5.554.349,44

Tabela 8 - Custo Fio de Janeiro a Outubro de 2018 – Eixo Leste

CUSTO FIO REDE BÁSICA - ATÉ OUTUBRO 2018

PONTO DE CONEXÃO	EIXO	EUST	CDE + PROINFA (10,6%)	PIS/COFINS (7,6%)	ICMS (25% Fora)	TOTAL FIO
BOM NOME	NORTE	4.544.887,52	481.758,08	345.411,45	1.790.685,68	7.162.742,73
FLORESTA II	LESTE	4.699.111,20	498.105,79	357.132,45	1.851.449,81	7.405.799,25
TOTAIS		9.243.998,72	979.863,86	702.543,90	3.642.135,50	14.568.541,98

Tabela 9– Custo Total Fio de Janeiro a Outubro de 2018

ENCARGO DE CONEXÃO CCT ATÉ OUTUBRO 2018

PONTO DE CONEXÃO	EIXO	VALOR MENSAL R\$	VALOR EM 10 MESES	ISS (5%)	TOTAL CCT
BOM NOME	NORTE	39.129,85	391.298,50	19.564,93	410.863,43
FLORESTA II	LESTE		-	-	-
TOTAIS		39.129,85	391.298,50	19.564,93	410.863,43

Tabela 10 – Custo de Conexão CCT de Janeiro a Outubro de 2018

Além destes custos devem ser considerados os custos referentes a conexão com a CHESF na conexão Floresta II, uma vez que ainda não está sendo cobrada a

operação e manutenção desta conexão, apenas está sendo faturado o CCT da Conexão da Subestação Bom Nome:

O custo total relativo ao uso do sistema de transmissão acrescido dos custos de conexão é apresentado na tabela 11 abaixo, considerando os 10 primeiros meses de 2018.

TOTAL FIO	R\$
REDE BÁSICA	14.568.541,98
CCT	410.863,43
TOTAL	14.979.405,41

Tabela 11 – Custo Total do Uso do Fio (Rede Básica + CCT) no ACR

Como o faturamento deste uso do sistema de transmissão é rateado entre todos os agentes de transmissão, em número de 203 em setembro de 2018, este imposto não é recolhido em apenas um estado. Desta forma foi assumido um valor percentual médio de 25%, por fora.

4.2 – Custo da Energia no ACR

O custo da energia elétrica no mercado regulado, no caso da CELPE, tem seus valores válidos de 27/04 de um ano até 26/04 do ano seguinte. Como nos dados disponíveis não há separação entre a energia consumida na ponta e fora ponta pelos preços serem os mesmos no mercado livre, foi feita uma proporção entre a demanda contratada na ponta e fora ponta para quantificar a energia consumida nestes postos horários.

Também no mercado cativo tem-se que considerar as bandeiras tarifárias de acordo com o estabelecido pela ANEEL. Os custos por tipo de bandeira são:

- Bandeira verde – R\$ 0,00/MWh
- Bandeira Amarela – R\$ 10,00/MWh
- Bandeira Vermelha 1 – R\$ 30,00/MWh
- Bandeira Vermelha 2 – R\$ 50,00/MWh

Nos primeiros 10 meses de 2018 os valores de bandeira foram:

- De janeiro a abril a bandeira foi verde – R\$ 0,00/MWh
- Em maio a bandeira foi amarela – R\$ 10,00/MWh
- De junho até outubro a bandeira foi vermelha 2 – R\$ 50,00/MWh

O efeito das bandeiras tarifárias está considerado na tabela 12 que mostra o consumo do PISF, proporcionalizado pelas demandas na ponta e fora ponta. Na tabela 12 estão os cálculos da energia de janeiro a outubro de 2018.

MÊS	POSTO	MW	CONSUMO (MWh)	ENERGIA (R\$/MWh)	BANDEIRA TARIFÁRIA	CUSTO ENERGIA R\$	ICMS (25%) PIS/COFINS (3,62%)	CUSTO TOTAL
JAN	P	3,00	221,21	345,23	-	76.369,19	30.620,43	106.989,62
	FP	238,04	17.331,26	222,44	-	3.855.166,03	1.545.739,03	5.400.905,06
FEV	P	3,00	229,39	345,23	-	79.193,06	31.752,67	110.945,73
	FP	238,04	17.972,11	222,44	-	3.997.716,56	1.602.895,04	5.600.611,59
MAR	P	3,00	128,50	345,23	-	44.362,92	17.787,43	62.150,35
	FP	238,04	10.067,74	222,44	-	2.239.468,64	897.920,88	3.137.389,52
ABR	P	3,00	18,28	345,23	-	6.309,14	2.529,67	8.838,80
	FP	238,04	1.431,80	222,44	-	318.489,33	127.699,14	446.188,47
MAI	P	3,00	64,53	382,83	10,00	28.531,88	11.439,93	39.971,82
	FP	238,04	5.055,62	233,83	10,00	1.184.494,19	474.926,08	1.659.420,27
JUN	P	3,00	12,87	382,83	50,00	24.066,87	9.649,68	33.716,55
	FP	238,04	1.007,98	233,83	50,00	247.388,47	99.191,06	346.579,53
JUL	P	3,00	19,57	382,83	50,00	26.632,59	10.678,41	37.311,00
	FP	238,04	1.533,06	233,83	50,00	370.167,46	148.419,62	518.587,09
AGO	P	3,00	61,04	382,83	50,00	42.511,32	17.045,03	59.556,35
	FP	238,04	4.782,67	233,83	50,00	1.130.022,08	453.085,34	1.583.107,42
SET	P	3,00	72,27	382,83	50,00	46.808,61	18.768,03	65.576,64
	FP	238,04	5.662,11	233,83	50,00	1.335.662,69	535.537,49	1.871.200,18
OUT	P	3,00	96,63	382,83	50,00	56.134,61	22.507,32	78.641,93
	FP	238,04	7.570,69	233,83	50,00	1.781.945,79	714.475,88	2.496.421,67
Totais			73.339,34			16.891.441,44	6.772.668,17	23.664.109,61

Tabela 12 – Cálculo do Custo da Energia no ACR de Janeiro a Outubro de 2018

Neste caso o ICMS considerado é do Estado de Pernambuco de 25% por fora ou seja de 33,33% sobre o total devido ao fato do consumo estar sendo feito em instalações localizadas neste estado.

4.3 – Custo Total de Janeiro a Outubro de 2018 no ACR

O custo total relativo aos primeiros dez meses de 2018, caso o fornecimento de energia elétrica houvesse sido feito pela CELPE como consumidor cativo, teria sido conforme tabela 13.

CUSTO TOTAL ACR ATÉ OUT 2018	
TOTAL FIO (RB + CCT)	14.979.405,41
ENERGIA	23.664.109,61
TOTAL ACR	38.643.515,02

Tabela 13 – Custo Total Fornecimento ACR de Janeiro a Outubro de 2018

As tarifas de energia no mercado regulado, ACR, são fixas pelo período de um ano de acordo com o calendário de cada concessão. No caso da concessionária CELPE, as tarifas são aplicadas de 27 de abril de um ano até o dia 26 de abril do ano seguinte. De abril de 2015 até abril de 2019 as tarifas estão na tabela 14.

Ano/Posto	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Ponta	310,76	345,52	345,23	382,83
Fora Ponta	192,21	220,06	222,44	233,83

Tabela 14 – Tarifas no ACR de 2015 a 2019

Para efeito de comparação no caso do PISF as tarifas são as fora ponta uma vez que o contrato do uso do fio é neste posto horário.

De acordo com a regulamentação da ANEEL o prazo para a mudança da opção atual do mercado livre (ACL) para o mercado regulado (ACR) é de no máximo 5 anos, podendo ser inferior, dependendo da disponibilidade de energia da concessionária de distribuição onde está localizada a unidade de consumo, no caso da CELPE. Em uma reunião com a área de planejamento da CELPE, a mesma manifestou a disposição ficando de ser formalmente confirmada, o que ainda não ocorreu.

5 – Aquisição de Energia no Mercado Livre de Energia – ACL

Esta alternativa já é a praticada atualmente pelo PISF tendo como operador federal a CODEVASF. Para efeito de comparação de custo entre as duas modalidades de compra de energia, faz-se uma simulação dos custos incorridos de Janeiro a Outubro de 2018 em ambos os casos: ACR e ACL.

5.1 – Custo do Fio de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL

Como não há alteração nos custos do fio entre as opções de mercado livre e regulado, os contratos vigentes CUST com o ONS e os contratos de conexão, CCT, com a CHESF permanecem com o mesmo valor.

TOTAL FIO	R\$
REDE BÁSICA	14.568.541,98
CCT	410.863,43
TOTAL	14.979.405,41

Tabela 15 – Custo Total do Uso do Fio (Rede Básica + CCT) no ACL

5.2 – Custo da Energia de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL

De acordo com as regras de comercialização da CCEE, a energia paga é a energia contratada. A sobra de energia é precificada ao valor do PLD por patamar diário de carga leve, média e pesada ao longo do mês. Para efeito de comparação o valor da sobra de energia foi calculado usando-se o PLD médio de cada mês. O resultado é aproximado. Na tabela 16 tem-se o valor pago e o valor devido a venda das sobras ao PLD.

ENERGIA (R\$ 378,00/MWh)

MÊS	MWh Contratado	MWh Consumido	R\$ contratado	ICMS (25% FORA)	TOTAL COM ICMS	PLD médio	LIQUIDAÇÃO CCEE (Aprox)
JAN	42.259,20	17.552,48	15.973.977,60	5.324.659,20	21.298.636,80	178,01	4.398.044,12
FEV	54.984,10	18.201,50	20.783.989,80	6.927.996,60	27.711.986,40	178,54	6.567.164,69
MAR	31.024,80	10.196,25	11.727.374,40	3.909.124,80	15.636.499,20	218,14	4.543.540,99
ABR	31.032,00	1.450,07	11.730.096,00	3.910.032,00	15.640.128,00	108,64	3.213.780,44
MAI	32.066,40	5.120,15	12.121.099,20	4.040.366,40	16.161.465,60	211,57	5.701.018,11
JUN	17.712,00	1.020,85	6.695.136,00	2.231.712,00	8.926.848,00	441,96	7.376.820,65
JUL	18.302,40	1.552,63	6.918.307,20	2.306.102,40	9.224.409,60	505,18	8.461.648,81
AGO	18.302,40	4.843,71	6.918.307,20	2.306.102,40	9.224.409,60	505,18	6.799.061,01
SET	17.712,00	5.734,38	6.695.136,00	2.231.712,00	8.926.848,00	472,75	5.662.419,86
OUT	18.277,80	7.667,32	6.909.008,40	2.303.002,80	9.212.011,20	271,83	2.884.246,78
TOTAL	281.673,10	73.339,34	106.472.431,80	35.490.810,60	141.963.242,40		55.607.745,46

Tabela 16 - Valores de energia entre Janeiro e Outubro de 2018 no ACL

CUSTO ENERGIA ATÉ OUTUBRO DE 2018	
CUSTO C/ ICMS	141.963.242,40
LIQUIDAÇÃO CCEE (aprox) -	55.607.745,46
VALOR LÍQUIDO	86.355.496,94
CUSTO EFETIVO MWh (s/ICMS)	693,55

Tabela 17 - Custo Efetivo da Energia entre Janeiro e Outubro de 2018

O imposto ICMS é pago sobre o valor total da nota fiscal sem havendo recuperação devido a liquidação das sobras. Entretanto, este valor não é devolvido neste montante. Do total são deduzidos os pagamentos dos agentes que tem decisões liminares e do pagamento das inadimplências.

5.3 – Custo Total de Janeiro a Outubro de 2018 no ACL

CUSTO TOTAL ACL ATÉ OUT 2018	
TOTAL FIO (RB + CCT)	14.979.405,41
ENERGIA (Contratada - Liquidação)	86.355.496,94
TOTAL ACL	101.334.902,35

Tabela 18 – Custo Total Fornecimento ACL de Janeiro a Outubro de 2018

Para efeito de comparação é interessante observar o custo da energia adquirida pela CODEVASF desde o início da operação do PISF. Para se obter o preço médio da energia, em um determinado período, no mercado livre seria necessário calcular a média ponderada entre os montantes de energia e os valores pagos. Entretanto os valores negociados não são públicos. Desta forma a informação disponível é a de compra feita pela CODEVASF. Os preços de energia contratados pela CODEVASF desde o início da operação em outubro de 2014 se encontram na figura 5.

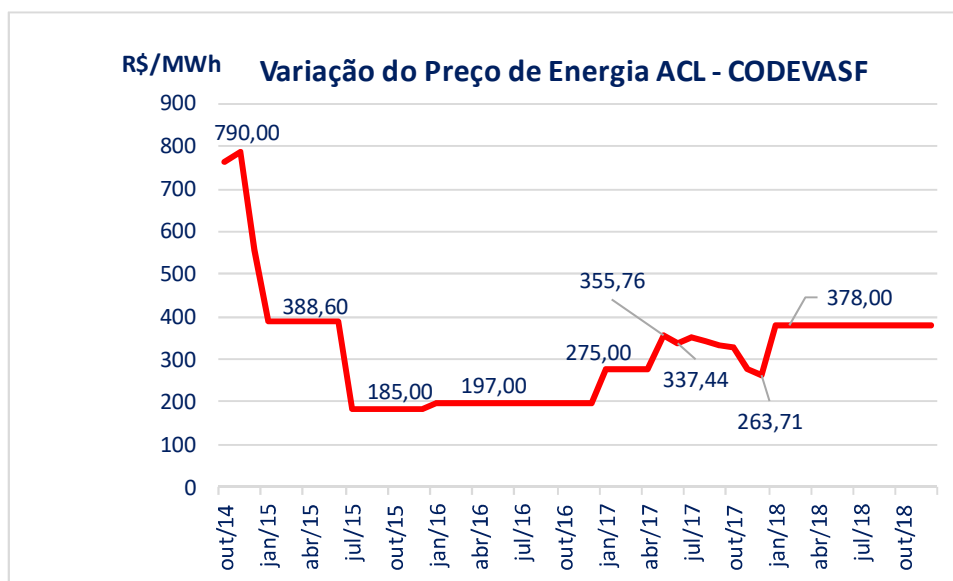


Figura 5 – Preços de Energia – CODEVASF

As diferenças entre as energias contratadas vs utilizadas (sobras ou déficits) são precificadas de acordo com o PLD por patamar de carga leve, média e pesada por dia útil, sábados, domingos e feriados. Neste momento a energia em MWh se transforma de MWh para um financeiro em Reais.

O objetivo deste cálculo é chegar a um valor aproximado do custo da energia no ACL de modo a mostrar a sistemática uma vez que o cálculo exato depende dos valores de PLD por patamar de carga e por dia. Os valores médios de PLD foram obtidos no site da CCEE (www.ccee.org.br) e estão na figura 6 juntamente com o valor contratado para 2018 de R\$ 378,00/MWh.

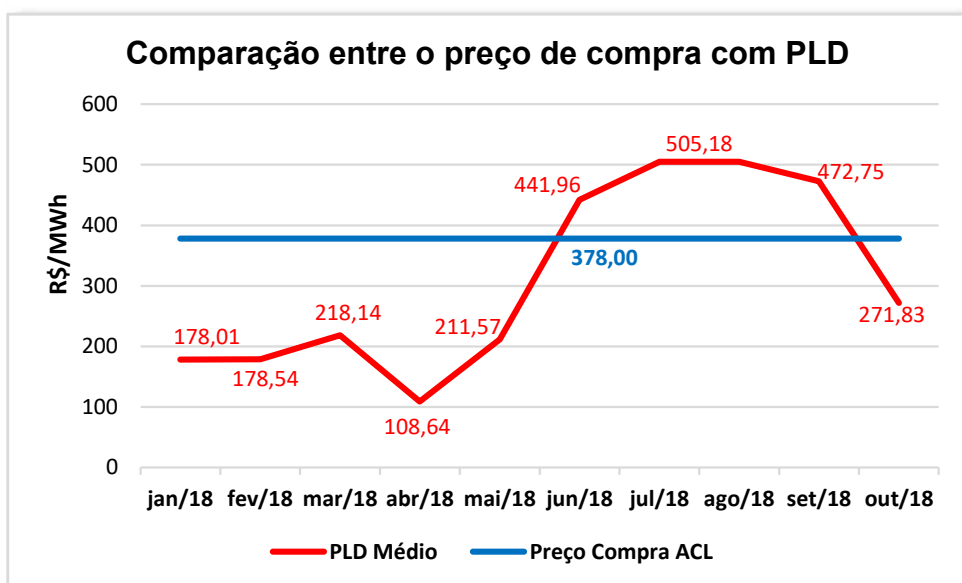


Figura 6 - Variação do PLD médio de Janeiro a outubro de 2018

Devido as liminares existentes e o pagamento das inadimplências, somente o saldo é compartilhado pelos credores do mercado.

As liminares discutem o parâmetro GSF (Generation Scaling Factor) que mede, em base mensal, a razão entre a energia produzida pelo conjunto dos geradores do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e a soma das garantias físicas dos mesmos, devido ao risco hidrológico.

6 – Alternativas Gestão das Sobras e Déficits de Energia ACL

Uma vez mantida a opção atual pelo Ambiente de Contratação Livre – ACL, com o objetivo do tratamento dos déficits e sobras de energias torna-se necessário definir qual a forma a ser adotada.

- 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.

Atualmente, o saldo entre os valores recebidos do mercado: distribuidores e consumidores livres, e valores pagos aos fornecedores: geradores é, em tese, distribuído entre os agentes credores. Entretanto o saldo é utilizado,

prioritariamente para pagamento dos agentes que possuem liminares e em seguida é liquidada a inadimplência. O restante, descontadas as liminares e inadimplência, é rateado entre os demais agentes credores. Este é o caso do PISF. Esta diferença fica sem prazo certo para recebimento, pois dependem da tramitação dos processos daqueles agentes com liminar. Trata-se de um ativo contábil e não financeiro cujo resgate depende da solução das ações.

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.

- 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.

A adoção destas formas de se antecipar à liquidação das sobras e déficits de acordo com as regras da CCEE, necessita de algum tipo de instrumento legal, no caso de um operador público como a CODEVASF, para flexibilizar esta operação, uma vez que a decisão tem que ser tomada em 5 dias úteis não havendo tempo para qualquer tipo de formalização para esta operação. Também os preços de negociação dependerão das condições de mercado naquele momento.

7 – Apoio na Gestão dos Contratos de Energia no ACL

Os consumidores que atuam no mercado livre precisam ser Agentes da CCEE e devem cumprir todas as regras e procedimentos de comercialização de energia definidos na regulamentação em vigor. Para tanto é necessário o conhecimento

de todos os mecanismos de mercado, tanto para uma aquisição mais adequada de energia quanto para gestão mensal das sobras e déficits de modo a obter um melhor resultado financeiro para o contrato.

Esta é uma tarefa que exige expertise que nem sempre estão disponíveis nas empresas que optam pelo mercado livre. Desta forma, uma alternativa bastante interessante é a contratação de uma consultoria para auxiliar neste processo e que pode atuar nas seguintes tarefas:

- ✓ Apoio no processo de elaboração do processo licitatório para compra de energia, no tocante as melhores modalidades de compra em função das características de uso da instalação;
- ✓ Registro e validação de contratos de compra e venda de energia e acompanhamento do processo de liquidação financeira;
- ✓ Acompanhamento dos relatórios de liquidação financeira, lastro de energia e potência, desconto nas tarifas fio e outros de interesse do Cliente e suporte na gestão da conta corrente bancária definida pela CCEE;
- ✓ 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, necessidade de aporte de garantias, quitação dos débitos e contribuição associativa, valores referentes ao PROINFA;
- ✓ Apoio nas ações junto à CCEE para preservação dos interesses do Cliente tais como: solicitação e acompanhamento de recontabilizações; interposição de recursos; ajustes na regulamentação para atender a necessidades específicas da empresa, representação em reuniões e assembleias, etc.;
- ✓ Representar o CLIENTE em reuniões da CCEE, incluindo a participação em Assembleias Gerais e Extraordinárias.
- ✓ Gerenciar as atividades envolvidas no processo de liquidação financeira da CCEE, tais como: prazos e quantias devidas nas liquidações financeiras; lastro de energia e potência; valores e datas de pagamento das contribuições da CCEE; valores de garantias financeiras no processo de liquidação financeira da CCEE;
- ✓ Zelar pelo cumprimento das regras de mercado, evitando pagamento de penalidades. Em caso de ocorrência de penalidade por culpa do CONTRATADO, o CLIENTE será ressarcido integralmente dos prejuízos gerados, desde que devidamente comprovadas.

8 – Alternativas de Contratação de Energia no ACL

De acordo com recomendações feitas no item 2 – Estimativa das Demandas de Água Bruta, o Plano Operativo Anual elaborado pelos Operadores Estaduais deveria conter melhores estimativas não somente para o ano seguinte ao plano bem como também uma primeira estimativa para os dois anos subsequentes.

Este plano deveria ser acompanhado mensalmente pelos Operadores Estaduais e atualizado semestralmente, conforme Resolução ANA 2333/2017 de modo a atualizar as estimativas incorporando os valores observados e projetando as melhores expectativas tanto de consumo quanto de precipitação pluviométrica.

Desta forma é possível programar a compra de energia no mercado livre com mais eficiência. Assim recomenda-se um procedimento para compra de energia para o ano subsequente ao Plano de Gestão Anual – PGA bem como para os dois próximos anos.

No primeiro ano do PGA (i+1), divide-se a compra em três partes: uma primeira fixa com, por exemplo, 40% da necessidade indicada no PGA. Uma segunda parte, com por exemplo 40% do total, adquirida por um contrato flexível onde se pode ajustar a demanda de energia as necessidades do momento. Esta modalidade de compra, por não ser fixa, normalmente tem um preço mais elevado, mas que composta com o custo da primeira parte da compra torna-se mais vantajoso quando não se tem uma demanda firme como é o caso do PISF neste início de operação.

Os 20% restantes do montante de energia necessários ao atendimento do projeto podem ficar expostos ao mercado de curto prazo, se houver necessidade. Uma modulação adequada durante o ano pode ser um facilitador para uma exposição calculada destes 20% de energia de modo a recorrer ao mercado de curto prazo nos períodos onde normalmente estes preços estão mais baixos. Especial atenção deve ser dada ao valor de exposição em relação a média móvel de consumo dos últimos 12 meses para evitar penalidades por falta de lastro.

Além desta recomendação, os contratos de compra devem prever modulação de acordo com a curva de carga para se evitar custos por variação de demanda nos patamares de carga que hoje são três (leve, média e pesada) e que passarão a ter patamares horários a partir de 2020.

Para os anos (i+2) e (i+3) se faria uma compra de montante fixo de energia para garantir um preço base menor do que os preços no mercado de mais curto prazo. A medida que o planejamento vai sendo revisto pelos Operadores Estaduais as compras vão também sendo ajustadas inclusive para o ano (i+1).

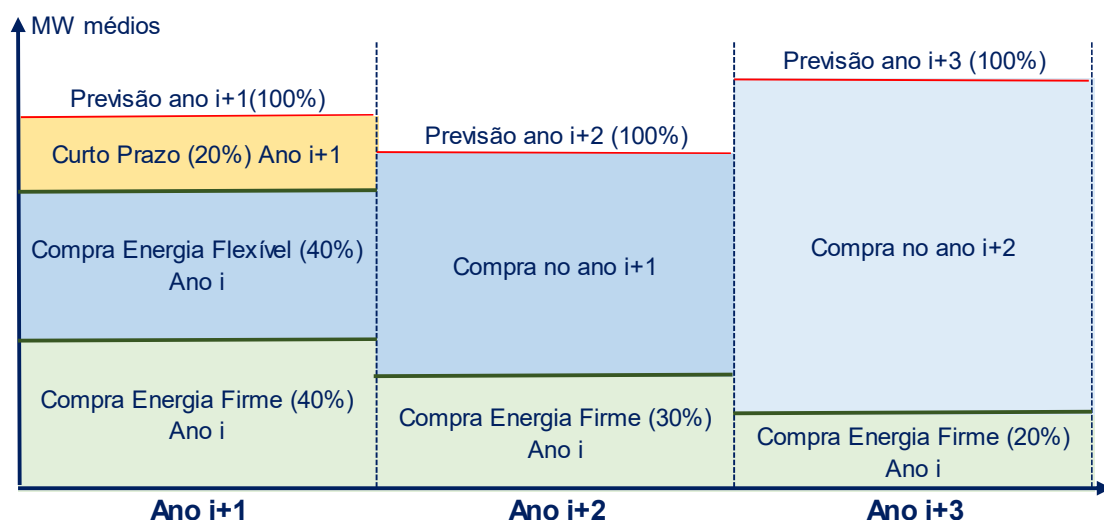


Figura 7 - Simulação de Procedimento de Compra de Energia – 3 anos

Uma alternativa de compra de energia no mercado livre é por contratação de Comercializadora Varejista. A diferença entre uma Comercializadora Varejista e uma Comercializadora Convencional é que no caso da Varejista ela e quem é associada a CCEE e na Convencional a unidade consumidora é quem o é.

Na Comercializadora Varejista o consumo faturado é igual ao consumo verificado, uma vez que ela tem um portfólio de muitos consumidores e assume o risco de mercado. O preço da energia é mais elevado devido a estes riscos. Além disto, é preciso desfiliar-se da CCEE para passar a consumir energia pela Comercializadora Varejista e deste modo abrir mão do saldo financeiro existente.

9 – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST

No Eixo Leste no ponto de conexão Floresta II tem-se 140 MVA de transformação com ventilação natural e 176 MVA com ventilação forçada. A reserva de potência contratada, MUST, é de 121,6 MW fora ponta neste mesmo ponto.

No Eixo Norte no ponto de conexão Subestação Bom Nome tem-se 59 MVA de transformação com ventilação natural e 72 MVA com ventilação forçada. A reserva de potência contratada, MUST, é de 116,44 MW fora ponta.

Os contratos de uso do sistema de transmissão assinados com o ONS são feitos por 4 anos, neste caso entre 2018 e 2021, renovados ano a ano, e não podem sofrer alteração para menos além de 10%. Na tabela 19 encontram-se os valores hoje contratados de MUST.

Uma vez que o projeto não está sendo utilizado na sua plenitude recomenda-se a redução de 10% nos MUSTs contratados para o próximo ano tarifário em junho de 2019.

Valores Contratados de MUST (MW) com o ONS - (P) e (FP) e Carga Instalada									
PONTO DE CONEXÃO	Potência Instalada	2018		2019		2020		2021	
INSTALAÇÃO	MVA-VN	P	FP	P	FP	P	FP	P	FP
SE FLORESTA II (Eixo Leste)	140,00	2,00	121,60	2,00	121,60	2,00	51,00	2,00	51,00
SE BOM NOME (Eixo Norte)	59,00	1,00	116,44	1,00	116,44	1,00	55,00	1,00	55,00

Tabela 19 – Valores Contratados de MUST com o ONS

10– Desafios Regulatórios

10.1 – Gestão dos Operadores Estaduais

Importante a mobilização dos Operadores Estaduais no sentido de aparelhar o estado no controle das informações relativas a situação de cada reservatório e das necessidades dos Pequenos Usuários, dos Sistemas Isolados de Abastecimento de Águas - SIAAs e das Pequenas Comunidades Agrícolas.

Há de se ressaltar, entretanto que como o PISF não está 100% operando é necessário que o cronograma da obra se verifique para que o planejamento seja bem executado.

Neste sentido é importante que os Estados definam e proporcionem as condições necessárias aos Operadores Estaduais para que elaborem um Plano Operativo com base em dados das necessidades de cada elemento que receberá a água bruta.

10.2 – Conta de Compensação de Valores para Compra de Energia

Pelo fato de o custo da energia ser uma despesa variável recomenda-se a criação de uma conta de compensação de valores para que eventuais saldos positivos e negativos possam ser compensados no ano subsequente. Como foi exemplificado no item 5 nos custos incorridos nos dez primeiros meses de 2018, existem saldos contábeis que devem ser considerados no evento tarifário posterior.

O operador federal do PISF deve ser incentivado a efetuar compra de energia e contratação do uso do fio (MUST) de modo eficiente tanto no preço de compra quanto na quantidade de energia necessária. Neste quesito há de se considerar

a dificuldade do operador federal devido ao Plano Operativo Anual elaborado pelos operadores estaduais e as condições de operação do PISF.

Se a opção for pelo mercado regulado, elimina-se o risco da previsão da quantidade de energia que passa a ser cobrada a energia efetivamente consumida.

Se a opção for por continuar a operar no mercado livre é preciso alterar o procedimento das operadoras tanto estaduais quanto a federal para que a compra seja feita de forma eficiente. Uma referência para balizar se o preço da energia está alto ou baixo é o preço do mercado regulado fora ponta. Como o fornecimento é no Estado de Pernambuco, as tarifas reguladas para a CELPE são:

- De 27/04/17 a 26/04/18 – Fora Ponta R\$ 222,44/MWh
- De 27/04/18 a 26/04/19 – Fora Ponta R\$ 233,83/MWh

A tarifa considerada deve ser a fora ponta devido a flexibilidade de operação do PISF. O horário de ponta para a CELPE fica entre 17:30 hs e 20:29 hs.

10.3 – Ativos de Transmissão

O sistema PISF é composto por um conjunto de ativos de transmissão necessários para a ligação entre a Rede Básica do Sistema Interligado e as Subestações de bombeamento do sistema. Estes sistemas são de uso exclusivo desde que não haja nenhuma outra carga a ser atendida na região. Quando outras cargas podem ser atendidas pelo mesmo sistema ele deixa de ser de uso exclusivo para servir ao uso coletivo. Neste caso os ativos devem passar a compor o sistema interligado, Rede Básica.

No Eixo Norte, entre a Subestação Bom Nome e as 3 Subestações do PISF N1/N2/N3, são 124 km de linhas de transmissão de 230 kV. No Eixo Leste, entre o ponto de conexão Floresta II e as 6 Subestações do PISF E1 a E6, são 146 km de linhas de transmissão de 230 kV. O total de linhas de transmissão é de 270 km.

Segundo a área de planejamento da CELPE, a mesma tem necessidade de conexão nestes ativos, bem como a Energisa Sergipe. Desta forma é possível transferir estes ativos para um operador de transmissão. Esta transferência poderia ser feita por licitação depois de processo junto a Empresa de Pesquisa Energética EPE e ANEEL. Desta forma, além de eliminar as despesas de operação destes ativos a União pode se ressarcir de parte deste investimento. Há também a previsão de geração de energia ao longo do PISF que, da mesma forma necessitariam destes ativos para escoamento da energia produzida.

Concretizada esta transferência, os CUST assinados com o ONS passariam a ser feitos nos nove pontos de conexão, nas Subestações tanto no eixo Norte quanto no eixo Leste, de acordo com as demandas específicas de cada subestação.

Em termos de valores em relação aos atuais pagos a diferença não é significativa uma vez que a tarifa de uso do sistema de transmissão contém uma parte selo bem maior que a parte locacional. Também os novos pontos de conexão estão próximos aos atuais.

Exemplificando pode-se observar na figura 8, em vermelho, quais os ativos do sistema do Eixo Norte que poderiam ser transferidos para a Rede Básica. O mesmo raciocínio se aplica aos ativos do Eixo Leste.

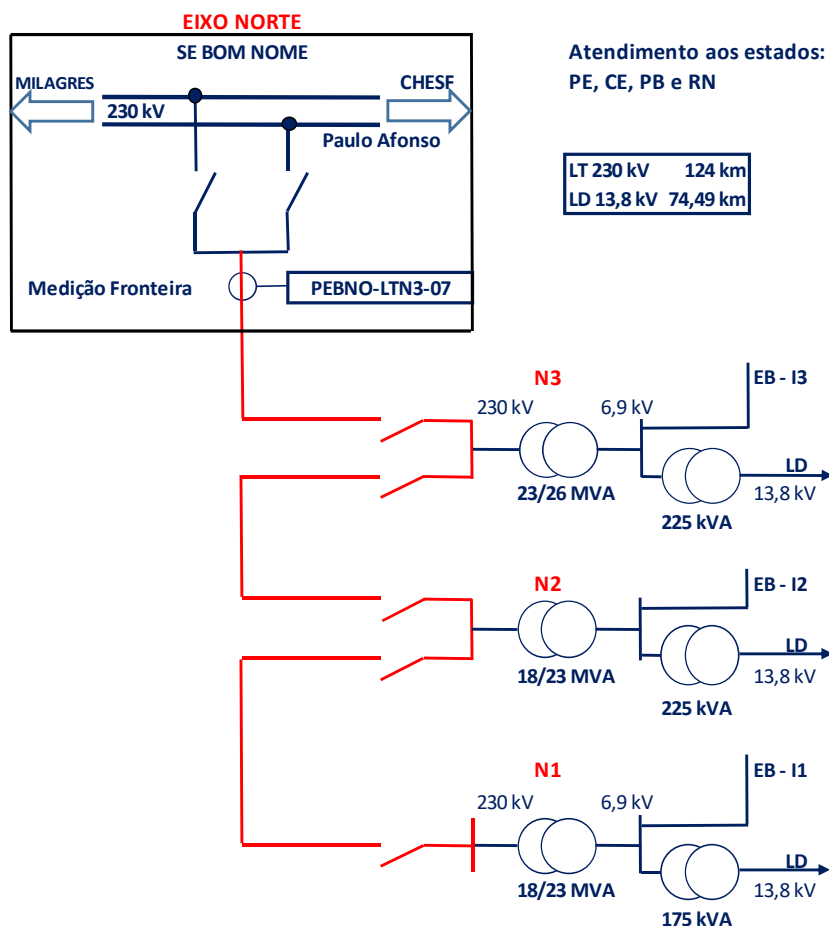


Figura 8 – Parte dos Ativos (vermelho) que seriam convertidos em Rede Básica

10.4 – Operador Público ou Privado

Em relação a natureza jurídica do operador se pública ou privada, em termos regulatórios deve-se estabelecer os mesmos princípios quanto a determinação das tarifas de água bruta.

Entretanto um operador privado tem muito mais agilidade principalmente no processo de compra e negociação de sobras e déficits de energia ficando a ele a decisão de, recebidas as informações das necessidades de água dos estados do Nordeste Setentrional, de operar no mercado cativo ou no mercado regulado. Neste caso seria do operador a decisão da melhor alternativa para a compra de energia assumindo os riscos de preço e de quantidade de energia contratada.

No tocante aos custos operacionais, parcela gerenciável pela empresa, o estabelecimento da receita deve ser por incentivo à produtividade, ou seja, não por custo, mas sim por preço.

No tocante ao processo de compra de energia pode-se fazer uma diferenciação estabelecendo incentivos e penalidades pela eficiência na gestão. Entretanto num cenário de incerteza de previsões de demanda de água seja mais difícil cobrar eficiência na compra quer seja um operador público ou privado.

10.5 – Considerações para Planejamento das Necessidades de Água Bruta

Para uma melhora no planejamento das estimativas de água de parte dos operadores estaduais, o cronograma estabelecido na Resolução Nº 2333/2017, poderia incluir, na previsão anual, uma primeira estimativa para os dois anos subsequentes, mantendo-se as revisões semestrais que vão ajustando de acordo com o verificado, conforme sugerido no Item 3 – Estimativa das Demandas de Água Bruta.

10.6 – Alternativas para Cálculo Regulatório do Custo da Energia

Alternativa 1:

Valores de Energia e Uso do Fio de acordo com os valores contratados com base no PGA, repassando para a tarifa os valores totais, deduzidos no ano seguinte as diferenças, positivas ou negativas, devidas a sobras e déficits do Mercado Livre. Os valores cobrados dos estados serão de acordo com os montantes de água bruta solicitados independentemente do seu uso.

Vantagens: É uma opção de operação mais simples tanto sob o ponto de vista de compra do Operador Federal quando do Regulador para o estabelecimento da tarifa. A energia pode ser adquirida por preços mais baixos do que no ACR.

Desvantagens:

1 - Não produz incentivo para uma boa compra pela condição do que for contratado terá o seu custo reconhecido.

2 – Em caso de sobras de energia tem-se um pagamento de tributos ICMS não recuperável.

Alternativa 2:

Nesta alternativa a opção de contrato de compra de energia seria no mercado regulado, ACR e não no mercado livre, ACL. Os Valores de Energia e Uso do Fio seriam os do Mercado Regulado (ACR) tomando por base os montantes de energia apontados no PGA. Como no mercado regulado a energia faturada é igual a energia consumida, no ano seguinte, a eventual a diferença entre o previsto na tarifa e o efetivamente utilizado, positiva ou negativa, será compensada.

Vantagens:

1 – Tarifas estabelecida pelo Regulador (ANEEL) de acordo com os Contratos de Concessão e as Leis emanadas pelo Congresso Nacional. Preços fixos com variação anual previsível.

2 – Preços da energia conhecidos no momento do estabelecimento da tarifa pelo Regulador ANA sendo que a variação que acontece na data da revisão da concessionária de energia tem um percentual previsível.

3 – A compra da energia é feita pelo Concessionário de Distribuição nos leilões promovidos pelo MME/ANEEL. Não há ação do consumidor neste evento.

4 – O montante de energia utilizado é igual ao valor pago pelo consumidor. O risco de planejamento dos volumes de energia é do Concessionário de Distribuição e não do Consumidor de Energia.

5 – A administração do Contrato é simples.

Desvantagens:

1 - Não há oportunidade de negociação de preço de energia. O preço pago é o preço regulado.

2 – O preço pago é superior nesta modalidade de ambiente regulado. Com um bom planejamento de compra o consumidor pode conseguir preços menores em outra modalidade de compra que não o mercado regulado.

3 – A migração para o mercado regulado depende da aceitação da distribuidora local, CELPE, que tem prazo de até 5 anos para atender à solicitação.

4 – Na eventual migração para o ACR a CODEVASF sairia do ACL e perderia os créditos contábeis existentes hoje junto à CCEE (cerca de R\$ 65 milhões),

ressalvada uma eventual sucessão financeira com a distribuidora do ACR (CELPE).

Alternativa 3:

Valores de Energia e Uso do Fio com os preços contratados no Mercado Livre (ACL) com montantes determinados pelos Estados no seu Plano Operativo Anual. Os valores cobrados dos estados serão de acordo com os montantes de água bruta solicitados independentemente do seu uso. Nesta opção haverá um saldo da contabilização das sobras e déficits cujo montante, positivo ou negativo, a ser compensado nas tarifas do ano seguinte somente se a Operadora seguir as regras de compra estabelecidas pela ANA.

Vantagens:

- 1 – Com planejamento, o preço de aquisição da energia pode ser menor que o preço no mercado regulado.
- 2 – Também o volume de energia contratado estará mais aderente ao consumo. Deve ser lembrado que não só o preço da energia é importante, mas também o volume a ser contratado. O valor total pago é o valor contratado. Se contrata um volume de energia maior que o utilizado paga-se pelo total.
- 3 – Planejamento de médio prazo com revisões periódicas e dividindo-se a compra em partes tem-se a oportunidade de melhorar o acerto no volume contratado e também a busca de oportunidades na operação em períodos de preços mais favoráveis. Considere-se também o fato que no período de chuvas no Nordeste tem-se o período de seca na região Sul e Sudeste quando os preços tendem a ser maiores.

Desvantagens:

- 1 – Risco do Operador Federal na previsão de volume de energia necessária.
- 2 – Dificuldade de agilidade de compra de energia e negociação de sobras e déficits no caso de ser Operador Federal um órgão público como a CODEVASF.
- 3 – Gestão dos contratos bastante complexa exigindo acompanhamento diário das condições de consumo de energia bem como das contabilizações na CCEE.
- 4 – Em caso de sobras de energia tem-se um pagamento de tributos ICMS não recuperável.

Campinas, 07 de dezembro de 2018

Manoel Eduardo Miranda Negrisolo - Consultor