



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

LYZ RODRIGUES PAULO LEITE

**ESTUDO SOBRE VIABILIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO DE
CENTRAL COGERADORA**

Campina Grande, Paraíba
Julho de 2015

LYZ RODRIGUES PAULO LEITE

ESTUDO SOBRE VIABILIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO DE
CENTRAL COGERADORA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica*

Área de concentração: Processamento de energia

Orientador:

Karcus Marcelus Colaço Dantas

Campina Grande, Paraíba
Julho de 2015

Dedico esse trabalho a minha irmã Anna Paula, que me toma como exemplo e que por ela tento sempre ser uma pessoa melhor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter me dado saúde e determinação nessa importante etapa.

Aos meus pais Rita e João Damasco, por aceitarem minha ausência durante o curso, por investir na minha educação e por se orgulharem tanto quanto eu da profissão que escolhi.

A minha irmã Anna Paula, por partilhar dos mesmos sonhos que eu, por resolver meus problemas, por cuidar dos meus pais e por ser a maior e melhor parceira em todas as batalhas da vida.

Ao meu namorado Caio, por dividir as alegrias e desgostos ao longo do curso, por sempre estar ao meu lado, estudando e cuidando de mim, e por ter tornado minha estadia em Campina Grande a mais alegre possível.

A UFCG, por ter lançado o desafio de me formar na melhor universidade em engenharia elétrica. E, ao Departamento de Engenharia Elétrica por fazer jus a esse mérito.

Ao professor Karcus, por toda a prestatividade, conselhos e dedicação para com a consolidação desse trabalho.

A Usina Monte Alegre, pela experiência que me proporcionou, pelos desafios e pela oportunidade de me aprofundar em um tema que gerou esse trabalho. Assim, agradeço a todos que compõem a usina, a equipe de eletricitas, ao engenheiro Valmor, a gerente Marlene e aos demais amigos que formei na empresa.

Por fim, agradeço imensamente, meus amigos e familiares, por todo carinho e incentivo.

*“É preciso saber que a vida é perfeita e sábia.
Quando ela não nos dá o que queremos, é porque ainda não é o momento certo.
Quando estamos prontos, os obstáculos desaparecem e tudo vem às nossas mãos. ”*

Autor desconhecido.

RESUMO

Pretende-se com esse trabalho estudar os mecanismos tecnológicos, econômicos e legais para consolidar um projeto de cogeração. Será feita revisão bibliográfica da tecnologia que propicia a cogeração utilizando a biomassa de cana-de-açúcar. Será apresentado a legislação atual e os mecanismos de comercialização da energia gerada no processo de cogeração. Para, assim, esse estudo ser aplicado para avaliar a viabilidade de investir em expansão no sistema de cogeração a partir da biomassa de cana-de-açúcar. A importância desse estudo dar-se pela necessidade de implementação de novas fontes de energia no Brasil, devido a realidade em que se encontra o setor elétrico atual do país, assim, espera-se que com a abordagem apresentada no texto que fique claro o mecanismo de implementação de novos empreendimentos geradores de energia elétrica.

Palavras-chaves: cogeração, energia elétrica, biomassa, setor elétrico.

ABSTRACT

Through this work It's intended to study technological, economic and legal mechanism to consolidate a cogeneration project. A bibliographic review of the technology that provides the cogeneration using sugarcane biomass will be carried out. There will be presented the current legislation and the energy trading mechanism generated during the cogeneration process, So that, this study can be applied to evaluate the viability to invest in expansion in cogeneration system from the sugarcane biomass. The importance of this study is the need to implement new energy sources in Brazil, due to the country's current power sector reality, so, it's expected to clarify through this approach presented in the text the implementation mechanism of new generating enterprises of electricity.

Keywords: cogeneration, energy, biomass, power sector.

SUMÁRIO

Lista de Ilustrações	x
Lista de Tabelas	xi
Lista de Abreviaturas e Siglas	xii
1 Introdução	1
1.1 O que é cogeração?	2
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura do trabalho	3
2 Fundamentação teórica	4
2.1 Contextualização	4
2.2 Tecnologias de cogeração	7
2.2.1 Sequência do aproveitamento da energia	8
2.2.1.1 Topping Cycles	9
2.2.1.2 Bottoming Cycles	9
2.2.2 Turbinas a vapor	10
2.2.2.1 Ciclo a vapor com turbina de contrapressão	10
2.2.2.2 Ciclo a vapor com turbina de condensação e extração	12
2.2.3 Turbinas a gás	13
2.2.4 Motores alternativos	15
2.2.5 Ciclo combinado	17
2.2.5.1 Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa	18
3 Legislação e regulamentação	19
3.1 Lei nº. 9.074, de 7 julho de 1995, regulamentada pelo Decreto nº. 2.003, de 10 de setembro de 1996	20
3.2 Sistemática do processo de autorização para produção de energia elétrica	20
3.2.1 Acesso aos sistemas de Transmissão e de Distribuição	23
3.2.2 Tarifação sobre o uso dos sistemas de transmissão e distribuição	25
3.2.2.1 TUST e TUSD	25
3.2.2.2 Encargos setoriais	26
3.3 Contratação da energia elétrica	27
3.3.1 Compra de energia elétrica – Tarifa de energia -TE	28
3.3.1.1 Grupo B	29
3.3.1.2 Grupo A	29
3.3.2 Preços de empate do mercado livre	30

3.3.3	Venda dos excedentes de energia elétrica	30
3.3.3.1	Leilões	31
3.3.3.2	Geração distribuída (ACL).....	32
3.3.3.3	Venda direta a consumidores livres	32
3.4	Cogeração qualificada.....	33
4	Análise da implantação da cogeração.....	36
4.1	Descrição da usina termelétrica típica para geração de 15 MW	36
4.1.1	Descrição da tecnologia de geração elétrica utilizando biomassa de cana-de-açúcar.....	36
4.1.2	Regime de operação.....	37
4.1.3	Sistema elétrico	37
4.1.4	Sistema termelétrico	38
4.2	Balanco de energia e combustível.....	39
4.2.1	Estimativa de bagaço necessário para a geração de 14 MWh de energia. 40	
4.3	Investimentos iniciais	40
4.4	Avaliação do investimento.....	41
4.4.1	Valor arrecadado com a produção energética.....	41
4.4.2	Cálculo do Payback	42
4.4.3	Cálculo da Taxa Interna de Retorno - TIR	42
4.5	Processo de implantação do empreendimento	43
5	Conclusões.....	44
	Bibliografia.....	45
	Anexo A.....	47
	Anexo B.....	55
	Anexo C.....	57
	Anexo D.....	58

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Esquema genérico do balanço energético em sistemas de cogeração (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).	2
Figura 2: Esquema de aproveitamento do calor no modelo topping (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado)	9
Figura 3: Esquema de aproveitamento do calor no modelo bottoming (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado)	10
Figura 4: Estágios da turbina de contrapressão.	11
Figura 5: Ciclo <i>Rankine</i> de geração de eletricidade (CARDOSO, 2011).	12
Figura 6: Geração de eletricidade em ciclos a vapor sem e com cogeração (BARJA, 2006).	12
Figura 7: Turbina a gás Allison 601-KB9, de 6,5 MW (Rolls-Royce Energy Systems, 1998).	13
Figura 8: Geração de eletricidade por turbinas a gás sem e com cogeração (BARJA, 2006).	14
Figura 9: Balanço térmico típico de planta de geração pura e com cogeração utilizando turbina a gás (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).	15
Figura 10: Sistema de geração elétrico puro e com cogeração utilizando motores alternativos (BARJA, 2006).	16
Figura 11: Balanço térmico do sistema de geração elétrico puro e com cogeração utilizando motores alternativos (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).	16
Figura 12: Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2015).	24
Figura 13: Esquema do acordo de cogeração.	39

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Matriz energética brasileira (ANEEL, 2015).	6
Tabela 2: Demanda térmica para processo de produção de alguns setores. COGEN, 2001	7
Tabela 3: Composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. .	26
Tabela 4: Características dos ambientes de contratação livre e regulado.	28
Tabela 5: Classes e subclasses do grupo B.....	29
Tabela 6: Classes e subclasses do grupo A.	29
Tabela 7: Valores de X e Fc em função da potência instalada e do combustível principal utilizado.....	34
Tabela 8: Termelétricas com cogeração qualificada (BIG – ANEEL, atualizado em 16/05/2015).....	34
Tabela 9: Características da caldeira típica utilizada no projeto.	38
Tabela 10: Custos típicos considerados no cálculo de viabilidade	41

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- °C = Graus Celsius, unidade de temperatura.
- ACL = Ambiente de Contratação Livre
- ACR = Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL = Agência Nacional de Energia Elétrica
- AT = alta tensão
- bar = unidade de pressão
- BIG = Banco de Informações de Geração
- CCC = Conta de Consumo de Combustíveis
- CCD = Contrato de Conexão à Distribuição
- CCEAR = Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
- CCEE = Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCT = Contrato de Conexão à Transmissão
- CDE = Conta de Desenvolvimento Energético
- CEMIG = Companhia Energética de Minas Gerais
- CNPE = Conselho Nacional de Política Energética
- COGEN = Associação da Indústria de Cogeração de Energia
- CPFL = Companhia Paulista de Força e Luz
- CUSD = Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
- CUST = Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
- DITs = Demais Instalações de Transmissão
- EPE = Empresa de Pesquisa Energética
- ESS = Encargo de serviço do Sistema
- LT = Linha de Transmissão
- ONS = Operador Nacional do Sistema Elétrico
- P&D = Pesquisa e Desenvolvimento
- PCHs = Pequenas Centrais Hidrelétricas
- PCI = Poder calorífico inferior
- PLD = Preço de Liquidação das Diferenças
- PROINFA = Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RGR = Reserva Global de Reversão

SAE = Secretaria de Assuntos Estratégicos

SIN = Sistema Interligado Nacional

t.v.h = tonelada de vapor por hora

TE = Tarifa de energia

TFSEE = Taxas de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR = Taxa Interna de Retorno

TMA = Taxa Mínima de Atratividade

TUSD = Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

TUST = Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão

UNICA = União da Indústria de Cana-de-Açúcar

UTE = Usina Termoelétrica

W, kW, MW = *Watts*, *quillowatts* (mil *watts*), e *Megawatts* (um milhão de *watts*)
respectivamente, unidades de potência elétrica

1 INTRODUÇÃO

A maior parte da geração de energia se concentra em fontes hidráulicas devido às características geoclimáticas do Brasil. Hoje a matriz hidráulica representa mais de 60% da capacidade energética do país (EPE, 2015).

A seca tem castigado fortemente as regiões Sudeste e Nordeste nos últimos dois anos. De acordo com o novo relatório setorial da Lafis, a usina de Três Marias, Minas Gerais, construída no leito do Rio São Francisco, está parando de gerar energia (Lafis, 2015). A seca na região poderá comprometer a geração em um dos maiores estados do país, impactando ainda mais as receitas do setor.

Para cumprir a entrega da energia prevista em contratos, as geradoras estão sendo obrigadas a recorrer a diferentes fontes (termelétricas, eólicas, solar, entre outras). E isso não é de hoje, historicamente, o Brasil sempre utilizou a energia provinda das termelétricas em momentos de carência de chuva.

Embora concebidas para operar em situações de emergência, nesses últimos dois anos de seca, as termelétricas vêm sendo utilizadas quase ininterruptamente. O problema é que o parque termelétrico brasileiro, por ter sido planejado para operar em curtos períodos como *backup* do sistema elétrico, é composto em grande parte por usinas movidas a óleo diesel e óleo combustível, que, além de poluentes, produzem uma energia mais cara.

Com esse cenário, fica evidente a necessidade de diversificação da matriz energética do Brasil bem como tornar prioridade a eficiência energética. Mais do que nunca, é importante conhecer as opções disponíveis para reduzir o consumo de energia, reduzir os custos e enfrentar a crise do setor com o menor prejuízo possível.

Nesse intuito, o presente trabalho tratará de apresentar uma forma econômica de produção energética, a cogeração, e como se dá sua inserção no mercado de venda de energia elétrica.

1.1 O QUE É COGERAÇÃO?

O sistema de cogeração é o processo onde são geradas duas formas de energia ao mesmo tempo a partir de uma mesma fonte, formalmente, o dicionário de Terminologia Energética (2001), do Conselho Mundial de Energia, conceitua cogeração como sendo a produção simultânea e sequencial de duas ou mais utilidades – calor de processo e potência mecânica e/ou elétrica, a partir da energia disponibilizada por um ou mais combustíveis.

Nesse aspecto, quando há demanda simultânea de energia térmica e elétrica-mecânica, a aplicação de cogeração se apresenta como provável alternativa visto a vantagem do uso racional de combustível. Em termos percentuais, consegue-se aproveitar até 85% da energia contida no combustível: até 35% é transformado em energia elétrica pelo sistema convencional e do restante, consegue-se aproveitar 50% para processo fabril. A figura 1 ilustra o balanço energético genérico em sistemas de cogeração.

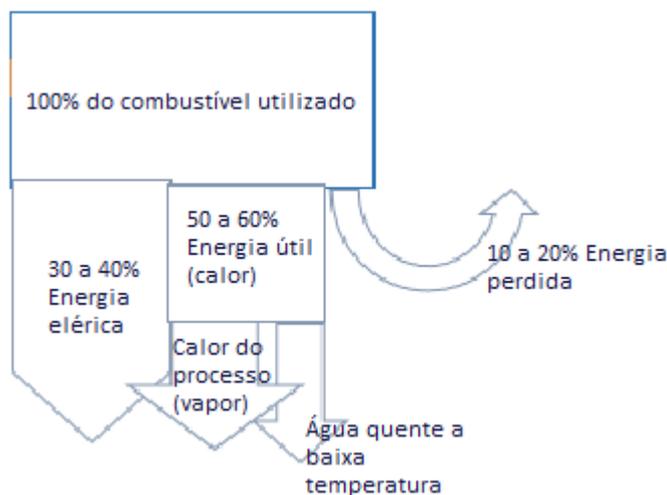


Figura 1: Esquema genérico do balanço energético em sistemas de cogeração (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é abordar temas pertinentes ao sistema de cogeração, bem como suas características estruturais: tipos de sistemas de cogeração, mecanismos de funcionamento, tecnologias, equipamentos utilizados, etc.

Especificamente, objetiva-se estudar a sistemática de autorização para se tornar gerador de energia elétrica, por meio do sistema de cogeração. Para tanto, faz-se necessário conhecer o sistema de regulamentação e legislação a fim de conseguir avaliar, do ponto de vista tecnológico, econômico e legal, a viabilidade de inserção de uma central cogeneradora no mercado de energia. Atentando sempre para a situação de como o setor se encontra.

Para tanto, os objetivos serão alcançados fazendo um estudo bibliográfico sobre as tecnologias que propiciam a cogeração de energia por biomassa e sobre a regulamentação necessária para inserir uma central cogeneradora ao mercado de energia.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido em três grandes blocos: a apresentação do tema de cogeração, o processo de regulamentação e a aplicação do estudo.

A apresentação do tema corresponde aos capítulos 1 e 2. Esses capítulos contêm definições acerca do tema cogeração e a acerca da tecnologia empregada. Traz também a contextualização necessária ao entendimento sobre o setor atual de energia elétrica.

O processo de regulamentação corresponde ao capítulo 3. Nesse capítulo são estudadas as leis que regem o sistema de geração e cogeração, a importação ou exportação de energia elétrica, a contratação de energia elétrica e a tarifação pertinente.

O terceiro bloco aplica a teoria estudada em projeto fictício – capítulo 4. Esse é o capítulo mais importante, pois, usa de forma sucinta e simplista a abordagem do texto para análise de viabilidade de implantação de cogeração.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Cogeração é a produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural ou biomassa, entre outros (COGEN, 2009).

Neste capítulo será estudada a contextualização pertinente ao tema, ressaltando atualidades do setor energético e as tecnologias empregadas no sistema de cogeração, os equipamentos utilizados e como acontece o processo.

2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A cogeração chegou a ser muito usada nas indústrias, até meados do século XX, perdendo em competitividade para a energia elétrica produzida por outras frentes de geração. Assim, a cogeração ficou limitada a sistemas isolados (como plataformas submarinas) e industriais com resíduos combustíveis (como indústrias canavieiras e de papel e celulose). Dado este justificado, entre outros fatores, pela elevada carga tributária e altos preços de insumos energéticos que tornava a produção de calor e eletricidade em separado mais atrativo que a cogeração.

Nos últimos quinze anos tem-se esperado mais da cogeração, bem como das demais fontes de energia, principalmente pela mudança climática e escassez da água, procura-se fontes de energia alternativa, limpa e barata (segundo o governo, energia alternativa é toda aquela não provinda da geração hidroelétrica e o conceito de limpa e barata está concomitantemente relacionado a eficiência energética).

O estudo Brasil 2040: Cenários de Adaptação à Mudança no Clima, elaborado pela Secretaria de Assuntos Estratégicos - SAE da Presidência da República, não foi otimista quanto às projeções sobre o impacto das mudanças climáticas na produção de energia para os próximos 25 anos. O estudo mostra que o aumento da temperatura global afetará o regime de chuvas do país e, conseqüentemente, a vazão dos rios que formam as principais usinas hidrelétricas. O Norte e o Nordeste tendem a se tornar mais

secos nas próximas três décadas, e são esperadas reduções de vazão nas regiões a partir de 10%; ao passo que na região Sul, principalmente na bacia do rio Uruguai o volume de chuvas e a vazão no rio devem aumentar em torno de 15% para o mesmo período de tempo; as estiagens que vêm castigando o Sudeste e Centro-Oeste também tendem a se tornar mais frequentes.

O Brasil, que depende fortemente de seus recursos hídricos, já racionou energia em, pelo menos, cinco ocasiões: em 1953, 1963 e 1967, foram realizados cortes diários de oito horas de duração; em 1986, um racionamento foi decretado na região Sul e pouco tempo depois outro foi sancionado no Norte e Nordeste; em junho de 2001, o governo decretou corte de 20% no consumo de energia com base na carga consumida no ano anterior. Depois do racionamento de 2001, o governo criou um programa de construção de termelétricas, para entrarem em operação quando a energia hidráulica falhasse.

No entanto, desde 2012, as térmicas a gás natural e a óleo diesel têm contribuído com cerca de um terço da geração de eletricidade consolidando-se como uma fonte de base, não mais com caráter emergencial, como foi proposto. Em 2001, sua capacidade instalada era de 5.127 MW e em 2014 chegou a ser 22.000 MW, um aumento de 419%.

Para esse ano e para 2016 há previsões de que as termelétricas continuarão acionadas durante todos os meses, para poupar os reservatórios, isso indica que o sistema de bandeiras tarifárias ficará vermelho nesses dois anos (a partir desse ano as contas de energia trazem esse sistema para indicar se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade, bandeira vermelha significa condições custosas de geração).

Este cenário vem modificando a intenção de investimentos no setor energético, atualmente, apostam-se todas as fichas na geração eólica, elas forneceram, somente em 2014, 35% de sua capacidade de geração, bem acima da média mundial, manteve contratação sólida nos leilões (2,2 GW) e colocou em operação volumes recordes de parques (2,8 GW).

Arelado a esse fator tem-se o preço de comercialização da energia produzida por cogeração que faz com que não haja, ou haja pouco interesse em investir nesse mecanismo de produção. A cogeração tem contribuído para amenizar a crise do setor energético, mas não em patamares condizentes com seu potencial e benefícios associados. “Discorrer sobre cogeração, em qualquer mídia, deveria ser sinônimo de

grande motivação, pois seria a oportunidade de debater e analisar empreendimentos de sucesso, desenvolvimento sustentável e benefícios energéticos importantes para o país e sociedade”, afirmou José Antônio Sorge, diretor de Regulação, Comercialização e Assuntos Jurídicos de Energia da Bertin Energia, em entrevista dada a revista Opiniões, abril de 2015. Para atrair mais investimentos para o setor é necessário se estabelecer uma política setorial de longo prazo, definindo o que o país espera da cogeração e qual será sua participação na matriz energética nas próximas décadas.

O Brasil possui no total 4.097 empreendimentos em operação totalizando 144.265.880 kW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 37.164.864 kW na capacidade de geração do país, proveniente dos 190 empreendimentos atualmente em construção e mais 628 em empreendimentos com construção não iniciada (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2015). Porém, como mostrado na tabela 1, advindo da biomassa cabe apenas uma pequena parcela na matriz energética, menor ainda se referindo ao bagaço da cana de açúcar.

Tabela 1: Matriz energética brasileira (ANEEL, 2015).

Empreendimentos em Operação										
Fonte			Capacidade Instalada			Total				
Origem	Fonte nível 1	Fonte nível 2	Nº de Usinas	(KW)	%	Nº de Usinas	(KW)	%		
Biomassa	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	387	9.933.550	6,8855	403	10.040.505			
		Biogás-AGR	2	1.722	0,0011					
	Biocombustíveis líquidos	Capim Elefante	3	65.700	0,0455	79	2.305.289	6,9597		
			Casca de Arroz	11	39.533				0,0274	
		Floresta	Óleos vegetais	2	4.350				0,0030	
			Carvão Vegetal	7	51.397				0,0356	
		Resíduos animais	Gás de Alto Forno - Biomassa	8	109.865				0,0761	
				Licor Negro	17				1.785.102	1,2373
			Resíduos sólidos urbanos	Resíduos de Madeira	47				358.925	0,2487
				Biogás - RA	12				2.081	0,0014
	Eólica	Cinética do vento	Biogás - RU	10	62.317	0,0431	12	2.081	0,0014	
			Cinética do vento	266	5.862.249	4,0635	266	5.862.249	4,0635	
	Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	1	24.400	0,0169	23	3.614.155		
			Carvão Mineral	13	3.389.465	2,3494				
Gás natural		Gás de Alto Forno - CM	9	200.290	0,1388	136	12.891.900	8,9362		
		Calor de Processo - GN	1	40.000	0,0277					
		Gás Natural	135	12.851.900	8,9084					
Outros Fósseis		Petróleo	Calor de Processo - OF	1	147.300	0,1021	1673	9.347.445	6,4793	
			Gás de Refinaria	7	339.960	0,2356				
		Óleo Combustível	39	4.090.553	2,8354					
		Óleo Diesel	1611	3.979.004	2,7581					
		Outros Energéticos de Petróleo	16	937.928	0,6501					
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1173	89.813.110	62,255	1173	89.813.110	62,255		
Nuclear	Urânio	Urânio	2	1.990.000	1,3793	2	1.990.000	1,3793		
Solar	Radiação solar	Radiação solar	317	15.179	0,0105	317	15.179	0,0105		
		Paraguai		5.650.000	3,9163					
Importação	Argentina			2.250.000	1,5596		8.170.000	5,6631		
		Venezuela		200.000	0,1386					
		Uruguai		70.000	0,0485					
Total			4097	144.265.880	100	4097	144.265.880	100		

O bagaço é considerado uma ótima alternativa para gerar energia, principalmente no estado de São Paulo, pois, de acordo com a União da Indústria de Cana-de-Açúcar - UNICA, a representatividade da bioeletricidade ofertada à rede elétrica pelas usinas paulistas poderia chegar a quase 50%, se houvesse uma política de incentivo para investimentos nessa fonte. Uma das vantagens da energia produzida em usinas sucroalcooleiras é a sazonalidade, a safra coincide com o período em que há pouca chuva e os rios estão com seus níveis bem abaixo do normal.

No cenário mundial e como estímulo ao estudo do tema, temos que cogeração ocupa espaços consideráveis nas matrizes energéticas de países europeus, podendo ser, em alguns, cerca da metade da oferta de energia. Na Europa, não há fontes primárias em seu território, a exceção do carvão, desconsiderado por razões ambientais; o gás, por exemplo, origina-se na Rússia e no Norte da África, como, ademais, todos os demais combustíveis utilizados. Esta política de escassez obrigou-a a optar pela eficiência energética, inclusive a busca de soluções alternativas, como a eólica e a solar; em outras palavras: esta política induziu-a ao “desperdício zero” (COGEN, 2015). Na Holanda e na Finlândia, a cogeração já representa mais de 40% da potência instalada.

2.2 TECNOLOGIAS DE COGERAÇÃO

A demanda de calor em qualquer processo deve ser bem compreendida. Com essa informação, pode-se aplicar da melhor forma possível a tecnologia adequada para implantar o sistema de cogeração. A tabela 2 apresenta as temperaturas típicas de alguns processos.

Tabela 2: Demanda térmica para processo de produção de alguns setores (COGEN, 2001).

Processos de baixa temperatura	<100°C	Água quente, condicionamento de ar, secagem de produtos agrícolas
Processos de média temperatura	100-300°C	Produção de açúcar e álcool, indústrias de papel e celulose, têxtil, química
Processos de alta temperatura	300-700°C	Algumas indústrias químicas
Processos de altíssima temperatura	>700°C	Siderúrgicas, indústrias cerâmicas (vidro) e fábricas de cimento

Todos os setores (residencial, comercial, industrial e agrícola) podem consumir simultaneamente energia térmica (considerando as várias aplicações: água quente/fria, aquecedores, etc) e energia eletromecânica (eletricidade e acionamentos mecânicos). O fornecimento dessas energias pode ocorrer de duas formas:

- Fornecimento separado de energia térmica e eletromecânica: quando existem duas fontes, cada uma responsável pela sua forma de energia.
- Cogeração: quando o suprimento das necessidades energéticas vem de uma mesma fonte de forma sequencial e simultânea.

Neste trabalho será discutido o suprimento da demanda energética sob a forma de cogeração no qual o combustível é a biomassa. As tecnologias para obtenção da energia elétrica a partir da biomassa preveem a conversão da matéria-prima em um produto intermediário que será utilizado em uma máquina motriz. Essa máquina produzirá a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica.

Segundo o Atlas da Energia Elétrica no Brasil (ANEEL, 2008), qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica é classificada como biomassa. De acordo com a sua origem, pode ser: florestal (madeira, principalmente), agrícola (soja, arroz e cana-de-açúcar, entre outras) e rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo). Os derivados obtidos dependem tanto da matéria-prima utilizada (cujo potencial energético varia de tipo para tipo) quanto da tecnologia de processamento para obtenção dos energéticos.

2.2.1 SEQUÊNCIA DO APROVEITAMENTO DA ENERGIA

O sistema de cogeração é dividido em função da sequência relativa de geração de energia eletromecânica para a térmica, podendo ser classificados como *Topping Cycles* ou *Bottoming Cycles*, com configurações a montante e a jusante, respectivamente.

2.2.1.1 TOPPING CYCLES

No sistema *topping*, primeiramente queima-se o combustível para produção de energia elétrica ou mecânica e o calor residual é utilizado sob a forma de calor útil em determinado processo da planta, tal como, cozimento, secagem, evaporação, entre outros.

A justificativa para a utilização desse processo é o fato de que a temperatura de rejeição da geração termelétrica encontra-se mais elevada que a temperatura encontrada nos processos industriais. Assim, consegue-se aproveitar toda a faixa da temperatura disponibilizada pelo combustível. Para a utilização fabril, a temperatura típica é na faixa 120 a 200°C. Já a geração de energia elétrica necessita de níveis mais elevados de temperatura, entre 400 e 950°C.

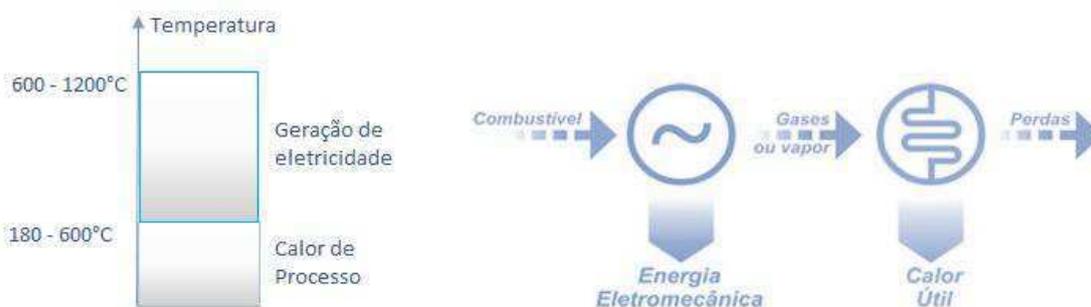


Figura 2: Esquema de aproveitamento do calor no modelo topping (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado)

2.2.1.2 BOTTOMING CYCLES

No sistema *Bottoming* a energia térmica rejeitada de processos industriais, normalmente através de gases de exaustão, é aproveitada em caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Esse vapor é utilizado como fluido de acionamento em um turbogerador para a produção de energia elétrica ou mecânica.

A aplicação dessa configuração se dá em processos industriais (tais como siderúrgicas, fornos cerâmicos, cimenteiras e refinarias de petróleo) que operaram em altas temperaturas (entre 1000 a 1200°C). Após o processo, os gases de exaustão ainda se encontram em temperaturas elevadas (entre 500 a 600°C) permitindo que o calor residual possa alimentar uma turbina a vapor.



Figura 3: Esquema de aproveitamento do calor no modelo bottoming (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado)

2.2.2 TURBINAS A VAPOR

Uma máquina motora a vapor tem como objetivo transformar a energia, contida no fluxo contínuo de vapor que recebe em trabalho mecânico. Sabe-se, da 2ª Lei da Termodinâmica, que somente parte da energia contida no vapor que chega à máquina poderá ser convertida em trabalho (a chamada exergia). A parte restante da energia, que não pode ser transformada em trabalho (a anergia), permanece no vapor descarregado pela máquina. O trabalho mecânico realizado pela máquina pode ser o acionamento de um equipamento qualquer, como, por exemplo, um gerador elétrico, um compressor ou uma bomba.

2.2.2.1 CICLO A VAPOR COM TURBINA DE CONTRAPRESSÃO

A biomassa é queimada em caldeira a fim de se produzir vapor que pode ser utilizado para rotacionar turbinas geradoras de energia elétrica ou turbinas usadas no trabalho mecânico da produção. Além disso, o calor que seria liberado para a atmosfera pode ser usado para suprir as necessidades térmicas da fabricação. Esse ciclo é o mais disseminado atualmente, contendo no Brasil a maioria dos equipamentos necessários para a sua implementação.

A geração termelétrica nas usinas de açúcar e álcool é tradicionalmente realizada em ciclos *Rankine* de contrapressão (Corrêa Neto, 2001). O que diferencia esse ciclo dos demais é a combustão externa ao fluido de trabalho. Com isso, pode-se utilizar qualquer tipo de combustível, sólido, líquido ou gasoso (como por exemplo, bagaço de cana, madeira, lixo, óleo diesel e gás natural).

O ciclo inicia-se com a pressurização do fluido de trabalho ou o bombeamento de água, com pressões da ordem de 60 atm (podendo chegar até 100 atm), que segue para o gerador de vapor ou caldeira. Nesta, ocorre a queima do combustível na qual a energia térmica liberada é transferida ao fluido de trabalho, que atinge temperaturas desde alguns graus de superaquecimento até acima de 500°C. No lugar da caldeira podem também ser utilizados reatores nucleares.

O vapor à alta pressão e alta temperatura é expandido na turbina. A energia originada da pressão do vapor é convertida em cinética durante esse processo. Em seguida, a quantidade de movimento do fluxo de vapor é transferida às palhetas fixas e móveis do rotor, em um ou mais estágios (vide figura 4), transformando-se em trabalho de eixo. Após a saída da turbina, o vapor saturado encontra-se comumente à baixa pressão e temperatura. Havendo a necessidade de retirada de calor para a condensação da água, que ocorre no condensador rejeitando calor ao ambiente. O ciclo se fecha quando a água condensada é bombeada novamente à caldeira.



Figura 4: Estágios da turbina de contrapressão.

Na figura 5 é ilustrado o esquema de geração com ciclo a vapor *Rankine*.

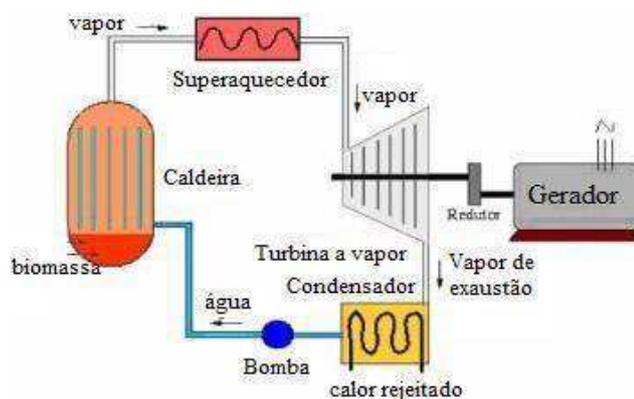


Figura 5: Ciclo *Rankine* de geração de eletricidade (CARDOSO, 2011).

A inserção da cogeração pode acontecer com a utilização do vapor que seria disperso no meio em etapas da produção ou com a utilização do vapor em qualquer outro ponto do ciclo. Na figura 6 são mostrados esquemas didáticos para comparação de geração de eletricidade em ciclos a vapor, sendo uma em sistema de cogeração. Com essa figura, pode-se notar a diferença da utilização do vapor após a geração de energia elétrica, no sistema de cogeração esse vapor torna-se útil ao processo, retornando dele para ser condensado e bombeado novamente para a caldeira.

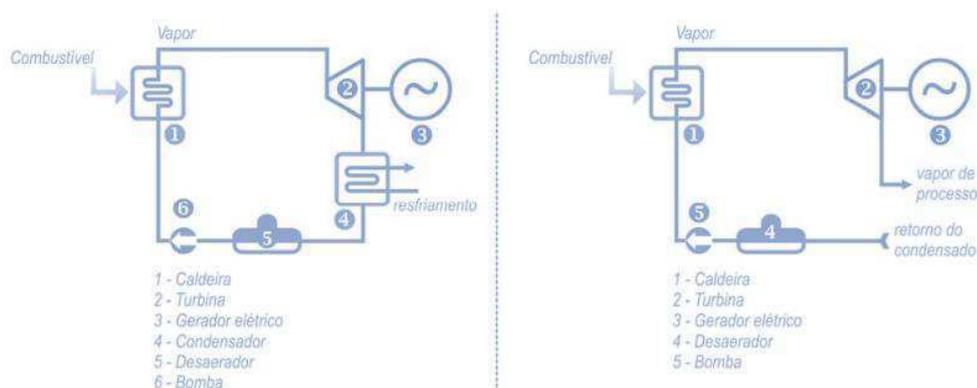


Figura 6: Geração de eletricidade em ciclos a vapor sem e com cogeração (BARJA, 2006).

2.2.2.2 CICLO A VAPOR COM TURBINA DE CONDENSAÇÃO E EXTRAÇÃO

Consiste na condensação total ou parcial do vapor ao final da realização do trabalho na turbina para atendimento às atividades mecânicas ou térmicas do processo produtivo. Esta energia a ser condensada, quando inserida em um processo de cogeração, é retirada em um ponto intermediário da expansão do vapor que irá

movimentar as turbinas (Atlas da Energia Elétrica no Brasil – ANEEL, 2008). Esse sistema difere em relação à contrapressão pelo fato de possuir um condensador na exaustão da turbina (que proporciona maior flexibilidade de geração termelétrica deixando se ser condicionada ao consumo do vapor de processo) e em relação aos níveis para aquecimento de água na caldeira (acarretando no aumento da eficiência global da geração de energia). Mesmo esse sistema seja mais vantajoso do ponto de vista de geração elétrica, a instalação desse sistema requer investimentos elevados, muito superiores comparados à implementação do sistema simples de condensação.

2.2.3 TURBINAS A GÁS

A turbina a gás é uma máquina térmica de combustão interna que trabalha em ciclo *Brayton* aberto (podendo também existir em ciclos com realimentação) realizando a conversão eletromecânica a partir da energia cinética de gases provenientes da queima contínua de um combustível. Ela recebe essa denominação por ter o ar como seu fluido de trabalho, no entanto, pode-se utilizar combustíveis líquidos e gasosos.

Trata-se de uma máquina composta basicamente por compressor, câmara de combustão e turbina. Onde, o ar atmosférico é comprimido em vários estágios no compressor e levado à câmara de combustão, lá o combustível é inserido para formar a queima (uma chama contínua) fazendo a temperatura da mistura se elevar em vários estágios, convertendo energia cinética do escoamento em trabalho mecânico. O que faz girar o rotor da turbina.

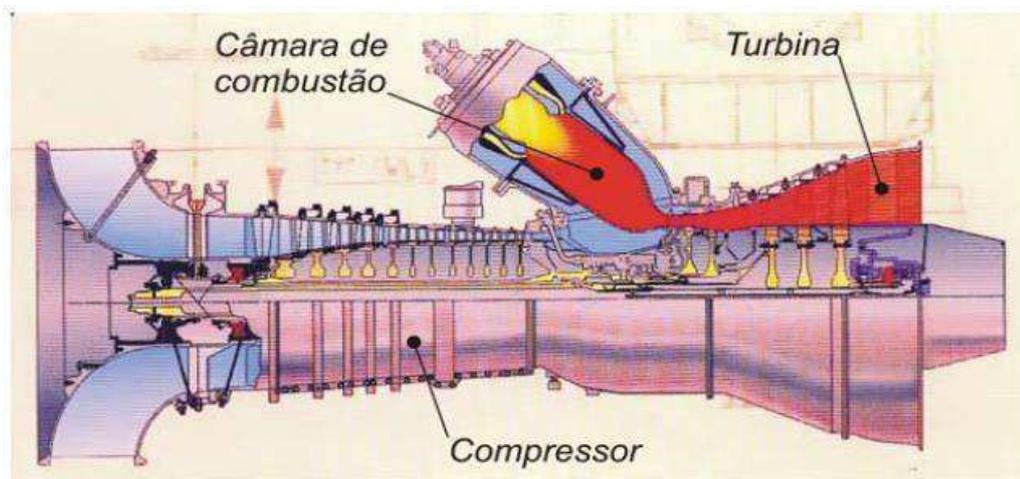


Figura 7: Turbina a gás Allison 601-KB9, de 6,5 MW (Rolls-Royce Energy Systems, 1998).

As turbinas a gás são divididas em duas classes principais, com aplicações específicas: aeroderivadas e *heavy duty*. As aeroderivadas possuem construção compacta e rendimento superior, da ordem de 35% a 42%, encontradas com potências entre 2,5 a 50 MW. As do tipo *heavy duty* são turbinas que possuem propositalmente rendimentos inferiores, com a finalidade de aproveitar seus gases de exaustão a temperaturas elevadas o suficiente ($\sim 600^{\circ}\text{C}$) para trabalhar em ciclo combinado, ou algum processo industrial específico. São encontradas com potências superiores a 250 MW, em alguns casos (BARJA, 2006).

Do ponto de vista de cogeração, a vantagem em se usar essa máquina dar-se pelo baixo custo de instalação, alto fator de disponibilidade, baixo custo de manutenção, altas temperaturas de exaustão e boa eficiência. A figura 8 diferencia o sistema de geração elétrica daquele onde há recuperação de calor dos gases da exaustão da turbina, o que caracteriza a cogeração, dessa forma, pode-se notar que os gases da exaustão podem ser utilizados em alguma etapa do processo, diminuindo assim as perdas.

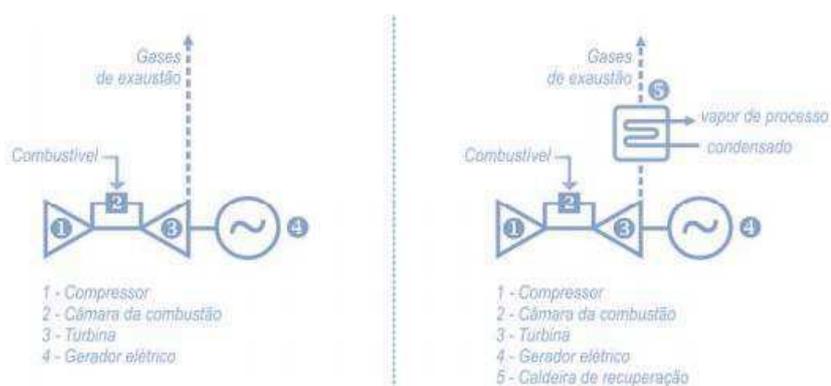


Figura 8: Geração de eletricidade por turbinas a gás sem e com cogeração (BARJA, 2006).

Utilizando turbinas a gás na cogeração tem-se uma eficiência global de aproximadamente 80% contra os 35% da produção sem o aproveitamento do calor residual. Na figura 9 tem-se um quadro comparativo esquemático.

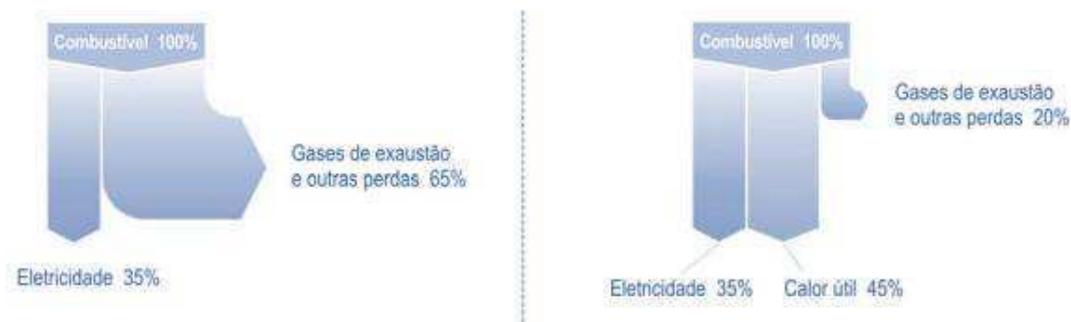


Figura 9: Balanço térmico típico de planta de geração pura e com cogeração utilizando turbina a gás (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).

2.2.4 MOTORES ALTERNATIVOS

O funcionamento do motor elétrico de combustão interna dar-se da seguinte forma: o deslocamento de um pistão sob um êmbolo puxa o ar atmosférico (comburente) para seu interior no qual é acrescido o combustível. Essa mistura de ar e combustível é comprimida e inflamada (gerando energia térmica). Nesse ponto, devido à temperatura elevada, a pressão atinge valores de 100 atm forçando o deslocamento do pistão a sua posição inicial (geração de trabalho mecânico). O movimento é rotativo devido a um eixo de manivelas conectado ao pistão.

A potência desses motores pode chegar a 100 MW apesar de sua construção compacta. Pode utilizar diversos tipos de combustíveis (tanto líquidos como gasosos). Além disso, apresenta elevada eficiência em ciclo simples o que leva a uma louvável alternativa para implantação de sistema de cogeração de pequeno porte (prédios comerciais, hospitais, hotéis e supermercados).

A figura 10 mostra duas plantas que utilizam motores alternativos, sendo uma de geração pura de eletricidade e outra de cogeração.

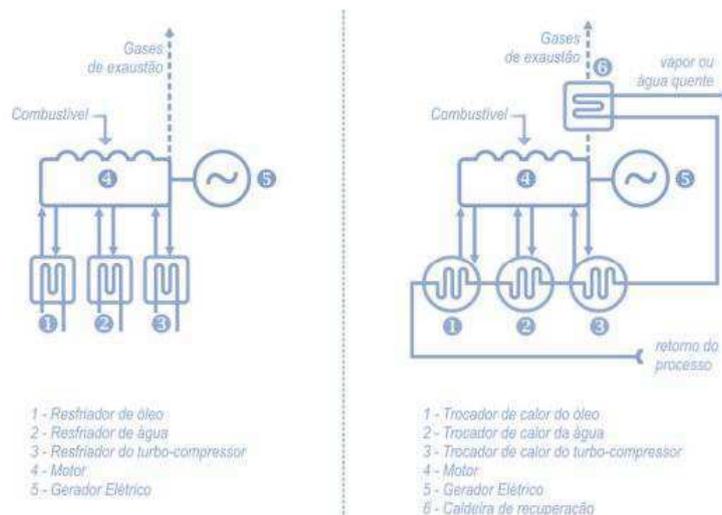


Figura 10: Sistema de geração elétrico puro e com cogeração utilizando motores alternativos (BARJA, 2006).

Para uma mesma quantidade de combustível consumida, o primeiro (vide figura 10) trabalha com eficiência elétrica de 35% (65% de perdas) enquanto o segundo mantém a mesma eficiência elétrica mas aproveita o que seria desperdiçado em trabalho útil no processo industrial (perdas totais se restringem a cerca de 25%) o que leva o sistema a uma eficiência global de 75%. O esquema comparativo do balanço energético pode ser visto na figura 11.

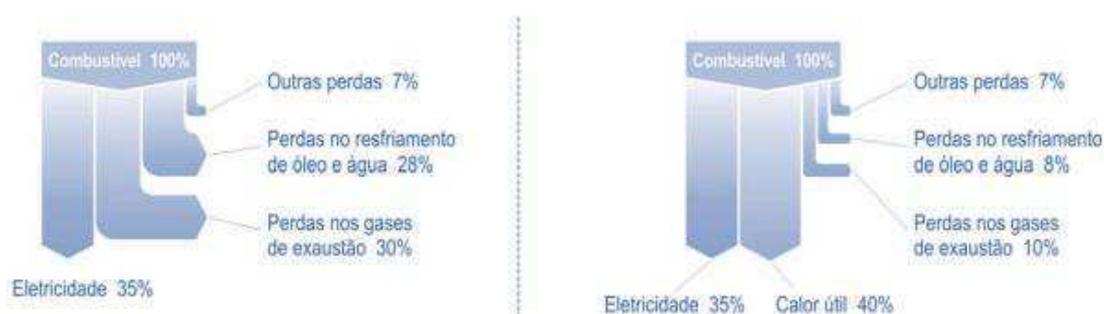


Figura 11: Balanço térmico do sistema de geração elétrico puro e com cogeração utilizando motores alternativos (Carvalho, Nogueira e Teixeira, 2004 – adaptado).

Existe no mercado dois tipos principais de motores adequados para cogeração que diferem entre si pelo modo da queima – ciclo diesel e ciclo *Otto*.

- Ciclo diesel: a combustão inicia-se por autoignição e se dá por meio de difusão. O motor suga o ar e ajusta a quantidade de combustível para uma dada potência. O combustível utilizado é o óleo diesel, sendo usual

também, a utilização do óleo combustível tipo A1. Rendimento em torno dos 50%.

- Ciclo *Otto*: a sucção é de uma pré-mistura de ar e combustível, a chama é do tipo pré-misturada (com alto risco de explosão) e a queima é iniciada por vela de ignição. Nesse ciclo pode ser utilizado combustíveis líquidos e gasosos tais como o biogás, o gás natural, o álcool, a gasolina, etc. Rendimento em torno de 35%

2.2.5 CICLO COMBINADO

Os estudos que visam aumento na eficiência de sistemas de cogeração indicaram uma nova estrutura de disposição das fontes geradoras (CORRÊA NETO, 2001). O ciclo combinado nada mais é que o arranjo entre dois ou mais ciclos com a finalidade de reduzir ao máximo as perdas energéticas, aumentando o rendimento global da planta.

A energia em forma de combustível é aproveitada em dois ciclos termodinâmicos consecutivos e só então se obtém a parcela de calor. O ciclo combinado é utilizado quando há alta demanda por produção de energia elétrica, deixando pequena a parcela de calor utilizada no processo fabril.

Seu princípio coincide com o da própria cogeração, caracterizado pelo aproveitamento da rejeição térmica de um ciclo primário de geração eletromecânica numa segunda máquina térmica (BARJA, 2006). A combinação mais usual é a configuração *Brayton-Rankine*, os gases da exaustão da turbina a gás (com temperaturas maiores que 550°C) são direcionados à caldeira do ciclo a vapor, dessa forma, o rendimento elétrico supera 60% e a eficiência total do processo pode chegar a 85%.

É importante salientar que o ponto ótimo de operação das turbinas a gás e a vapor na configuração de ciclo combinado não necessariamente otimiza cada ciclo em separado, ou seja, quando comparado a um ciclo simples possui eficiência energética inferior. Isso acontece propositalmente para se obter temperaturas mais elevadas nos gases de exaustão, valorizando o ciclo de vapor subsequente e aumentando como um todo, o rendimento da planta.

2.2.5.1 CICLO COMBINADO INTEGRADO À GASEIFICAÇÃO DA BIOMASSA

A gaseificação é a conversão de qualquer combustível líquido ou sólido, como a biomassa, em gás energético por meio da oxidação parcial em temperatura elevada (ANEEL, 2008). Esse gás pode ser utilizado em usinas térmicas movidas a gás para a produção de energia elétrica. Essa tecnologia, se empregada em larga escala, pode impulsionar a transformação da biomassa em importante fonte primária na geração termelétrica de alta potência, inclusive em sistemas de ciclo combinado, o que aumentaria o rendimento das máquinas.

Essa prática iniciou-se no século XIX e foi bastante utilizada até os anos 30 quando passou a perder mercado para os combustíveis derivados de petróleo. Ela ressurgiu nos anos 80 devido à necessidade de contenção no consumo de seu concorrente.

No entanto, a gaseificação da biomassa ainda não é uma prática comercial rentável. De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o empecilho para tanto é a obtenção de um equipamento capaz de produzir gás de qualidade, confiável e seguro adequáveis às condições particulares de combustível e da operação.

3 LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO

As utilidades produzidas em um sistema de cogeração (calor útil e energia eletromecânica) são consumidas, na maioria dos casos, no local da planta ou em malhas adjacentes. A eletricidade, no entanto, é flexível e apropriada para consumo remoto a grandes distâncias e isso acarreta em interesses econômicos sobre sua comercialização bem como regulamentação para tal.

Os setores elétricos são divididos em dois ambientes distintos, o regulado pelo governo (onde são inseridos os segmentos da transmissão e distribuição) e o livre, ou de concorrência aberta (para os segmentos de geração e comercialização). Este último, visa otimizar o mercado no que diz respeito à oferta e a formação do preço da energia elétrica.

O crescimento dos setores de base do país está ligado com a oferta (geração) de energia elétrica. Essa por sua vez necessita de um sinal econômico dado pelo governo afim de estar sempre à frente do desenvolvimento. O que justifica a regulamentação mínima imposta.

As seções seguintes abordarão a legislação pertinente ao processo de geração e cogeração de energia elétrica. Será apresentado a sistemática para se obter autorização para produzir e comercializar energia elétrica e as exigências para ter acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Também será abordado o mecanismo de contratação de energia elétrica, para isso, será apresentado como é feita a tarifação para a compra de energia e os ambientes de comercialização para a venda.

Nesse capítulo também será discutido o procedimento para tornar o empreendimento de cogeração como qualificado, enquadrar-se nessa modalidade garante que o empreendimento está conforme as normas estabelecidas pela ANEEL e que, portanto, pode participar das políticas de incentivo do governo.

3.1 LEI Nº. 9.074, DE 7 JULHO DE 1995, REGULAMENTADA PELO DECRETO Nº. 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996

Marco regulatório referente à cogeração ou à geração que visa definir regras para comercialização de energia elétrica entre geradores, consumidores livres e concessionários ou permissionários de serviço público de distribuição de energia.

Com ela, criou-se o conceito de autoprodutor e do produtor independente de energia elétrica:

“I – Considera-se Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II – Considera-se Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. ”

Para casos de cogeração, permitiu ao produtor independente a comercialização com consumidores de eletricidade (mesmo que esses consumidores sejam cativos) pertencentes ao complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo vindo de processo de cogeração. E também, a venda de energia elétrica para consumidores livres e para concessionário ou permissionário de distribuição.

Garantiu-se também o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento dos custos de transporte envolvidos. O texto com o decreto em suma encontra-se no anexo A. Os custos das instalações necessárias à conexão da central geradora aos sistemas de transmissão ou de distribuição são de competência do interessado, neste caso o acessante.

3.2 SISTEMÁTICA DO PROCESSO DE AUTORIZAÇÃO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A outorga de Autorização, opção da União para terceirizar a produção de eletricidade, é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (Lei nº. 8.987/95,

regulamentada pelo art. 63 do Decreto nº. 5.163/04); competência então delegada à ANEEL (BARJA, 2006).

Para venda de energia elétrica, implantar ou aprimorar centrais geradoras termelétricas deve-se atender os requisitos estabelecidos pela ANEEL, e obter Registro ou Autorização, o porte do empreendimento dita a necessidade de um documento ou outro.

- Para potência instalada de até 5 MW: registrar o empreendimento na ANEEL apontando suas características básicas e a identificação do proprietário (ou de sócios que possuem direito de utilização).
- Para potência instalada superior a 5 MW: pedir autorização da União (a título não oneroso, válida por 30 dias).

A autorização para comercializar a energia elétrica gerada em uma central cogeneradora poderá ser outorgada para qualquer potência (mesmo as inferiores a 5 MW), excluindo os casos de pessoas físicas. É obrigatório, com a Autorização, comprovar idoneidade do proprietário (ou de sócios que possuem direito de utilização) quanto das condições de operação da central e de sua conexão à rede afim de garantir que a eletricidade chegue de forma adequada à sociedade. A Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 conceitua essa exigência:

“Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço. ”

A Autorização é cedida em nome da pessoa (física ou jurídica), não do empreendimento, conforme texto retirado da Resolução ANEEL nº. 112, de 18 de maio de 1999.

“A Autorização é outorgada a: pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada à comercialização sob forma de produção independente; e pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas

em consórcio interessadas em produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.
”

A autorização gera a obrigação do pagamento da “taxa de fiscalização”, tributo destinado à manutenção dos serviços prestados pela ANEEL. O cálculo dessa taxa considera a modalidade, o porte e o benefício econômico anual do empreendimento. Autoprodutores e produtores independentes, relativos ao exercício de 2015, devem pagar o valor fixado de R\$ 578,86 por kW instalado.

Finalmente, a central cogeneradora deverá comprovar capacidade técnica sob três aspectos fundamentais: disponibilidade de combustível, tecnologia utilizada e conexão à rede.

a) Disponibilidade do combustível:

- Biomassa (ou produto residual de processo): deverá ser demonstrado de acordo com estudos feitos pelo interessado a disponibilidade, esse estudo deve considerar o processo industrial associado ou o fornecimento a terceiros.
- Combustíveis comerciais (óleo combustível, óleo diesel, gás natural, etc.): a disponibilidade será demonstrada mediante apresentação de contratos de fornecimento ou de declaração de estoque do fornecedor.

b) Tecnologia utilizada

A tecnologia da central deve ser adequada para satisfazer os princípios constitucionais de regularidade. A forma de comprovação dar-se-á com apresentação de portfólio contendo desenhos de arranjo geral, diagramas unifilares, fluxogramas de processo, balanços de energia e uso das águas (aos quais devem constar a geração bruta, o autoconsumo nos serviços auxiliares e no processo industrial) e o intercâmbio externo, se importação ou exportação.

c) Conexão à rede

A conexão da central deverá constar no memorial descritivo da mesma, também deve-se incluir a descrição das instalações da subestação, e da conexão do sistema transmissor à rede de distribuição e/ou diretamente para outros consumidores.

3.2.1 ACESSO AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DE DISTRIBUIÇÃO

Para que ocorra o transporte da energia elétrica produzida ou consumida pela central cogeneradora, é necessário que haja uma capacidade na rede reservada à central, em kW.

Para efetivação da conexão da central cogeneradora à rede de transmissão ou de distribuição, de acordo com a ANEEL, solicita-se acesso à concessionária ou permissionária de distribuição. No caso de tensões a partir de 230 kV ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS ou ainda à concessionária de transmissão, que analisarão a necessidade ou não de reforços na rede a ser acessada.

As instalações de transmissão, com tensões de até 750 kV, interligam os grandes centros de carga e de produção, destinam-se à formação do SIN. Referem-se, também as Demais Instalações de Transmissão - DITs, que são as linhas disponibilizadas às concessionárias ou permissionárias de distribuição e às centrais de geração.

As instalações de distribuição são vinculadas ao serviço público para o suprimento dos centros urbanos, de médias a baixas tensões (entre 69 kV e 127 V).

A concessionária ou permissionária de distribuição, de transmissão ou o ONS, após análise técnica, emite o “Parecer de Acesso” e sela contratos de uso e conexão dos sistemas elétricos.

- Para acesso de centrais cogeneradoras às instalações de transmissão: celebra-se o Contrato de Conexão à Transmissão - CCT, com a concessionária proprietária das instalações de transmissão, e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST, com o ONS.
- Para acesso de centrais cogeneradoras às instalações de distribuição: necessários o Contrato de Conexão à Distribuição - CCD e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD, com a concessionária proprietária das instalações de distribuição. No caso de centrais cogeneradoras que se qualifiquem para o despacho centralizado do ONS, também deverá ser firmado o CUST com o ONS, mesmo que se conectem a instalações de distribuição.

Nesses contratos, também fica estabelecido a potência máxima demandada ou injetada (em MW) no ponto de conexão, e essa potência definirá a “tarifa de uso” e o valor da multa caso a demanda extrapole seu limite.

A central geradora deve, preferencialmente, ter posse ou direito de uso sobre os terrenos por onde passar a linha de transmissão, caso a conexão seja diretamente à carga. Caso contrário, a ANEEL poderá declarar a área como “local de servidão administrativo”.

E quanto ao local de conexão da central cogeneradora, temos duas possibilidades:

- Sistema Interligado Nacional - SIN: formado pelas redes de distribuição, transmissão e DITs, das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.
- Sistemas Isolados: sistemas não conectados ao SIN. Somente 1,7% da capacidade de produção de energia elétrica do país encontram-se fora do SIN, encontrados em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

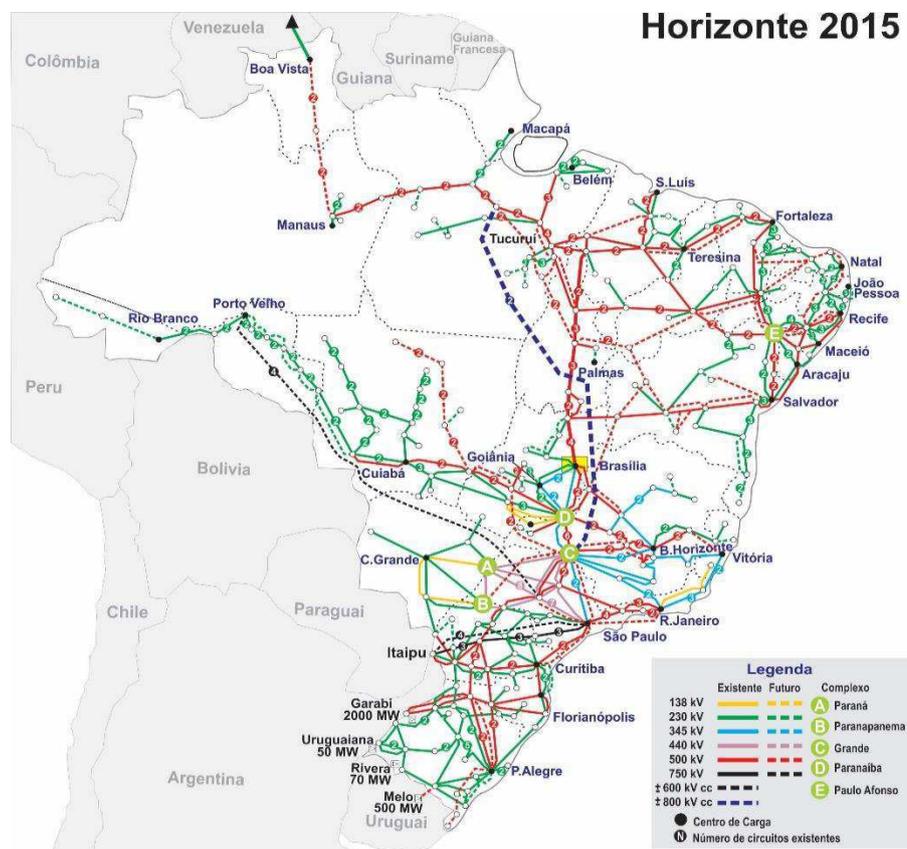


Figura 12: Sistema Interligado Nacional – SIN (ONS, 2015).

O despacho da central cogeneradora se classifica de três formas, dependendo do ponto de conexão e do porte do empreendimento:

- Operação isolada: central cogeneradora opera desconectada de sistemas externos.
- Operação interligada: central cogeneradora é conectada ao SIN.
- Operação integrada: ocorre quando uma central cogeneradora, conectada ao SIN, é despachada de forma centralizada pelo ONS.

3.2.2 TARIFAÇÃO SOBRE O USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

3.2.2.1 TUST E TUSD

As tarifas de uso do sistema elétrico são associadas aos devidos contratos firmados entre a central cogeneradora e a distribuidora (CUSD) ou ONS (CUST):

- Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST: representa a remuneração pela capacidade reservada no sistema ao transporte de energia gerada ou consumida pela central cogeneradora. É calculada por uma metodologia que considera a localização da geração ou carga frente às condições de carregamento da rede elétrica até aquele ponto. Ou por simulação nodal. Sendo assim, zonas de geração intensiva têm tarifas inferiores à média, pois aliviam o carregamento dos circuitos da região, isso também vale para geradoras instaladas em zona de consumo intensivo.
- Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD: remuneração paga referente a conexão às instalações de distribuição. Geralmente representa valores mais elevados, pois agrega valores também referentes ao sistema de transmissão.

Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, usinas nucleares, eólicas, térmicas a biomassa e cogeração qualificada que tenham menos de 30 MW de potência recebem desconto de 50% nas TUST e de TUSD. Usinas que entraram em operação antes de 2003 e movidas a biogás têm direito a 100% de desconto.

3.2.2.2 ENCARGOS SETORIAIS

Sob responsabilidade do “seguimento consumo”, os encargos setoriais são incorporados às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

A tabela 3 refere-se à composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição. A definição de cada encargo, de acordo com caderno Temático ANEEL 4, encontra-se no anexo B.

Tabela 3: Composição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST		Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD	
Fio	Encargo	Fio	Encargo
Remuneração	CCC	Remuneração	RGR
Depreciação	CDE	Depreciação	CCC
O&M	TFSEE	O&M	TFSEE
RGR		RGR	PROINFA
PIS/COFINS		P&D	CDE
P&D e Eficiência energética		Perdas técnicas	Transporte Itaipu
		Encargos de conexão	ONS
		TUST	Perdas comerciais
		PIS/COFINS	PROINFA
			ESS

Esses encargos, pagos pelo consumidor, recaídos sobre a comercialização de energia elétrica, são proporcionais a duas principais vertentes – ao uso ou demanda contratada e à energia efetivamente consumida:

a) Proporcionais à demanda contratada:

- Quota da Reserva Global de Reversão – RGR;
- Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- Taxas de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- Custo de conexão e tarifas de uso das instalações de transmissão da Rede Básica – $TUST_{RB}$ e tarifas de uso das instalações de fronteira – $TUST_{FR}$.
- Perdas elétricas do sistema de distribuição.

b) Proporcionais ao montante de energia:

- Encargo de serviço do Sistema – ESS;
- Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

3.3 CONTRATAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

No sistema de cogeração, quando há necessidade de venda ou compra de energia elétrica, um sistema regulatório, na legislação brasileira, ampara as três fases que caracterizam o setor: a produção, o transporte e o consumo de energia elétrica.

Para tanto, a central deverá estar conectada aos sistemas de transmissão ou distribuição, obedecendo às normas estabelecidas pela regulamentação da ANEEL nº. 281 de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

O disposto na Lei nº. 9.648, de 27 de maio de 1998, estabelece que a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Assim, os usuários desses sistemas são obrigados a celebrar os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição. Efetuar os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e de conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso, observando-se o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição.

A central cogeneradora pode ser exclusivamente fornecedora de energia elétrica para rede, exclusivamente importadora ou pode ora consumir ora vender energia dependendo da relação geração *versus* carga. Para venda ou consumo de energia elétrica é preciso firmar, entre a central geradora e a rede, um contrato propriamente dito. Essa comercialização pode ocorrer em dois ambientes distintos, de acordo com o Decreto nº. 5.163/2004, Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL.

Todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, têm de ser registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. A tabela 4 mostra a diferença desses dois ambientes:

Tabela 4: Características dos ambientes de contratação livre e regulado.

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente
Contratação	Livre negociação entre compradores e vendedores	Realização por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela ANEEL, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR
Preço	Acertado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

3.3.1 COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA – TARIFA DE ENERGIA -TE

A tarifa é aplicada de acordo com a energia elétrica consumida, em kWh, que corresponde ao valor de um quilowatt (kW) consumido no período de uma hora. Contudo, para efeito de aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo: industrial, residencial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público (BARJA, 2006).

As tarifas são associadas à demanda de potência, que corresponde a potência elétrica (em kW) solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora durante um intervalo de tempo de 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido no período de fornecimento, 30 dias. E ao consumo de energia, que corresponde à potência fornecida ao consumidor em um período de 30 dias. Nem todos consumidores pagam tarifas de demanda de potência, pois, depende da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual a unidade consumidora está inserida.

No anexo C, encontra-se a tabela atualizada da tarifação. Para consulta-la, basta selecionar a distribuidora e o grupo tarifário. A classificação dos consumidores é dada

pela classe e pelo nível de tensão em que são atendidos. Os consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV são classificados como Grupo B e os consumidores atendidos em alta tensão, a partir de 2,3 kV, são classificados no Grupo A.

3.3.1.1 GRUPO B

Consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV. Paga-se somente pelo consumo de energia (em R\$/MWh) que, no entanto, envolve o custo da demanda de potência. Nesse grupo, estão inseridas as classes e subclasses conforme a tabela 5:

Tabela 5: Classes e subclasses do grupo B.

B1	Classe residencial e subclasse residencial baixa renda
B2	Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural
B3	Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio
B4	Classe iluminação pública

3.3.1.2 GRUPO A

Consumidores atendidos em alta tensão, a partir de 2,3 kV. As tarifas são binômias, isto é, compostas pelo consumo de energia e pela demanda de potência (em R\$/kW). Esse grupo divide-se basicamente pelo seu nível de tensão, como mostrado na tabela 6:

Tabela 6: Classes e subclasses do grupo A.

A1	Para o nível de tensão de 230 kV ou mais
A2	Para o nível de tensão de 88 a 138 kV
A3	Para o nível de tensão de 69 kV
A3a	Para o nível de tensão de 30 a 44 kV
A4	Para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV
AS	Para sistema subterrâneo

Essas tarifas são aplicadas em três modalidades: convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul de acordo com as horas de utilização do dia (ponta ou fora de ponta) e dos períodos do ano (seco ou úmido).

- a) Tarifação convencional: tarifa de consumo de energia elétrica e de demanda de potência não variam independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
- b) Tarifação horo-sazonal Verde: tarifa de consumo varia de acordo com as horas de utilização do dia e do período do ano, mas a tarifa de demanda de potência é única.
- c) Tarifação horo-sazonal Azul: tarifa de consumo varia de acordo com utilização do dia e do período do ano e a tarifa de demanda de potência varia de acordo com as horas do dia.

Outro ponto importante para os consumidores desse grupo é a atenção com o fator de potência, este não deve ser inferior a 0,92 (indutivo ou capacitivo), caso contrário, acarretaria em cobranças sobre o consumo da energia reativa.

3.3.2 PREÇOS DE EMPATE DO MERCADO LIVRE

O preço de empate é uma referência usada para avaliar a atratividade do ambiente de contratação livre em relação ao regulado. É o valor exato no qual o custo da energia para o consumidor livre seria igual ao do cativo. Ao decidir migrar para o mercado livre, portanto, o consumidor deve considerar apenas ofertas de energia que estejam abaixo desse valor

Podem migrar para o mercado livre os consumidores com demanda entre 500 kW e 3 MW, desde que usem exclusivamente fontes incentivadas e aqueles com demanda maior que 3 MW, sem restrições.

3.3.3 VENDA DOS EXCEDENTES DE ENERGIA ELÉTRICA

A venda de eletricidade, sob o ponto de vista da central cogeneradora, ocorre de três formas distintas: por leilões de compra realizado no âmbito do ACR, por venda de excedentes no âmbito da geração distribuída (ACL) e por venda direta a consumidores livres, mediante contratos bilaterais livremente negociados.

3.3.3.1 LEILÕES

Os leilões são a principal forma de contratação de energia no Brasil. Por meio desse mecanismo, concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional garantem o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada. Quem realiza os leilões de energia elétrica é a CCEE, por delegação da Aneel.

- a) Leilão de Venda: torna disponível aos agentes distribuidores e comercializadores os lotes de energia ofertados por empresas geradoras, assegurando-se igualdade de acesso aos interessados.
- b) Leilão de Fontes Alternativas: instituído com o objetivo de atender o crescimento do mercado no ambiente regulado e aumentar a participação de fontes renováveis – eólica, biomassa e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas – na matriz energética brasileira.
- c) Leilões de Excedentes: objetiva vender os excedentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração decorrentes da liberação dos contratos iniciais.
- d) Leilão Estruturante: destinam-se à compra de energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e aprovados pelo presidente da República. Esses leilões referem-se a empreendimentos que tenham prioridade de licitação e implementação, tendo em vista seu caráter estratégico e o interesse público.
- e) Leilão de Energia de Reserva: a contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para essa finalidade, sejam novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.
- f) Leilão de Energia Nova: tem finalidade de atender ao aumento de carga das distribuidoras, assim, são vendidas e contratadas energia de usinas que ainda serão construídas. Esse leilão pode ser de dois tipos, A -5 (usinas que entram em operação comercial em até cinco anos) e A -3 (em até três anos).
- g) Leilão de Energia Existente: foi criado para contratar energia gerada por usinas já construídas e que estejam em operação, cujos investimentos já foram amortizados e, portanto, possuem um custo mais baixo.

- h) Leilão de Compra: distribuidores e comercializadores podem comprar energia das centrais geradoras, produtores independentes e comercializadores/ distribuidores que possuam sobras contratuais.
- i) Leilão de Ajuste: visam adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios oriundos da diferença entre as previsões feitas em leilões anteriores e o comportamento do seu mercado, para essa correção, são firmados contratos de curta duração - de três meses a dois anos.

No entanto, sob ponto de vista da cogeração, os leilões não são a principal alternativa para venda de energia elétrica. Em 2013 e 2014 foram contratados de todas as fontes um total de 14.752,76 MW de potência, sendo 4.819 MW provenientes de termelétricas, 33% do total, a biomassa contribuiu com 1.420 MW (9,6% do total contratado). As principais razões para ausência da oferta significativa nos leilões são: baixa competitividade nos preços e concorrência com as fontes eólicas, que predominam como vencedoras desses leilões.

3.3.3.2 *GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (ACL)*

O ambiente de contratação livre é o seguimento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (GANIM, 2009).

A geração distribuída é economicamente atraente (do ponto de vista de quem irá comprar a energia), na medida em que reduz os custos, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição.

As concessionárias de distribuição podem suprir até dez por cento do seu mercado por contratos com centrais cogeneradoras que abastecem próximos aos centros de consumo de energia elétrica, desde que estas centrais estejam conectadas ao sistema elétrico.

3.3.3.3 *VENDA DIRETA A CONSUMIDORES LIVRES*

A venda direta a consumidores livres acontece mediante contratos bilaterais negociados livremente. Deve-se observar que o empreendedor não pode negociar uma

quantidade de energia acima da capacidade de produção da central, nem vender o mesmo montante a dois compradores diferentes, uma vez que todos os contratos são homologados pela ANEEL.

3.4 COGERAÇÃO QUALIFICADA

Para efeito de implementação de políticas de incentivo à cogeração, a ANEEL estipulou (na Resolução ANEEL nº. 21/2000) requisitos mínimos necessários a boa geração tais como racionalidade e qualidade da energia elétrica, atendendo a esses pontos, a central seria, então, qualificada. Assim para se enquadrar na modalidade de cogeneradora qualificada, a central deve:

- Estar regularizada perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL nº. 112/1999 e legislação específica;
- Atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações abaixo:

$$\frac{E_t}{E_f} \geq 15\% \quad \text{Eq. (1)}$$

$$\frac{E_e + E_t/X}{E_c} \geq F_c \quad \text{Eq. (2)}$$

Onde:

E_f: Energia da fonte (utilizável) recebida pela central termelétrica cogeneradora, em MWh.

E_c: Energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados.

E_e: Energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh.

Et: Energia térmica utilizada, resultante do somatório do calor consumido no processo industrial nos últimos doze meses, em MWh.

Fc: Fator de cogeração.

X: Fator de ponderação

Os valores de **X** e **Fc** referidos na fórmula são aplicados em função da potência instalada na central e do combustível principal utilizado, conforme tabela 7, Resolução ANEEL nº. 21/2000:

Tabela 7: Valores de X e Fc em função da potência instalada e do combustível principal utilizado.

Potência Instalada	Combustível Principal			
	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
Até 5 MW	2,14	0,41	2,50	0,32
Entre 5 MW e 20 MW	2,13	0,44	2,14	0,37
Acima de 20 MW	2,00	0,50	1,88	0,42

A qualificação de central de cogeração deverá ser solicitada junto à ANEEL, mediante requerimento, conforme modelo encontrado no anexo D, acompanhado de relatório contendo os seguintes itens: declaração e demonstrativos dos requisitos mínimos já mencionados, finalidade a que se destina a geração térmica e balanço energético da planta para as principais condições de operação da central.

São com base nas centrais qualificadas que se pode estimar a participação de cogedoras na matriz energética do Brasil. As usinas térmicas com cogeração qualificada de acordo com o Banco de Informações de Geração – BIG ANEEL demandam potência conforme a tabela 8:

Tabela 8: Termelétricas com cogeração qualificada (BIG – ANEEL, atualizado em 16/05/2015).

Fase	Quantidade	Potência Outorgada (KW)	Valor percentual (%)
Construção não iniciada	7	18.046	0,45
Construção	1	7.902	0,2
Operação	81	4.006.714	99,36
Total	89	4.032.662	100

A operação de centrais cogeneradoras qualificadas comparadas com o total (4.226 empreendimentos em operação, 140.464.203 kW de potência outorgada) representam apenas 2,85% de participação quanto a potência outorgada na matriz.

4 ANÁLISE DA IMPLANTAÇÃO DA COGERAÇÃO

Decorridos todos os aspectos técnicos, econômicos e legais inerentes ao empreendimento de cogeração, foi feito um estudo de caso fictício para implantação de uma central cogeneradora.

O exemplo em questão consiste em analisar, dos pontos de vista abordados no texto, uma unidade termelétrica instalada nos arredores de uma usina de açúcar. Vale ressaltar que todos os valores utilizados são típicos para o porte da termoeletrica avaliada.

Ou seja, o ponto de partida para a análise é considerar uma planta em que já opere uma usina produtora de açúcar, para assim, poder avaliar quão rentável seria investir em tecnologia para a geração elétrica de uma segunda usina, anexa a primeira. A UTE fictícia analisada a seguir, por conversão, tem capacidade nominal de 15 MW e o combustível utilizado seria o resíduo de biomassa fornecido pela usina de açúcar.

Apesar de ser um exemplo didático, projetos de UTEs anexas às usinas de açúcar já foram afirmados por importantes comercializadoras de energia do país, tais como na Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, Energiza Comercializadora, Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, Companhia Tractebel Energia entre outros com essa finalidade.

O acordo entre as usinas, a forma de estimar o combustível para a geração elétrica e a análise do investimento típico será melhor abordado nas próximas seções. Vale ressaltar que as especificações dos equipamentos foram apresentadas de forma a atender a capacidade de geração, 15 MW, e o mais importante, os valores são baseados em orçamentos reais o que proporciona coerência e confiabilidade ao exemplo.

4.1 DESCRIÇÃO DA USINA TERMELÉTRICA TÍPICA PARA GERAÇÃO DE 15 MW

4.1.1 DESCRIÇÃO DA TECNOLOGIA DE GERAÇÃO ELÉTRICA UTILIZANDO BIOMASSA DE CANA-DE-AÇÚCAR

A Usina Termelétrica utiliza, como combustível, resíduos de cana-de açúcar proveniente da usina de açúcar. Esses resíduos serão queimados através de uma caldeira de alto rendimento.

O vapor, a alta pressão, produzido por essa queima aciona um conjunto turbo-gerador síncrono de 15 MW com turbina de condensação de múltiplos estágios e com extração para o vapor de processo. Essa turbina, mesmo sendo mais cara, é mais vantajosa quanto a geração energética comparada a turbina de contrapressão.

A produção desta energia elétrica acontece através do processo de ciclo térmico de condensação, **ciclo Rankine**. Isto é, a energia contida no vapor na entrada da turbina se transforma em acionamento mecânico para acionamento do gerador de energia elétrica e outra parte retornará ao ciclo térmico em forma de calor, através do condensado, o vapor que irá para o processo será retirado dos estágios da turbina.

4.1.2 REGIME DE OPERAÇÃO

A geração de energia elétrica ocorre em regime contínuo, 24h por dia e 6.221h por ano. Esse valor considera aproximadamente 96% de aproveitamento dos nove meses de produção em um ano. O tempo restante seria para paradas para manutenções periódicas dos equipamentos.

A importância de conhecer o regime de operação da usina termelétrica dar-se pela necessidade de mensurar o montante de energia gerado, para assim, avaliar custos, retornos, matéria prima e etc.

4.1.3 SISTEMA ELÉTRICO

É necessário a instalação de uma subestação de 69 kV e 20 MVA, do tipo abrigada, com painéis elétricos e que esteja interligada ao sistema elétrico de distribuição através de um ramal de conexão a ser construído.

Para a proteção da entrada de energia e proteção dos transformadores (2 de 10 MVA) devem ser instalados cubículos de proteção e controle de acordo com as exigências do Sistema de Distribuição.

Ademais, para o cálculo dos custos, agregado ao valor da subestação, estão: os transformadores, TP, TC, a proteção, chaves, obra civil, disjuntor de alta tensão – AT e toda a instalação geral.

4.1.4 SISTEMA TERMELÉTRICO

A usina termelétrica é composta basicamente de um pátio para estocagem de biomassa, uma caldeira geradora de vapor e um conjunto turbo-gerador para geração de energia elétrica.

- a) Caldeira de vapor com capacidade de 80 toneladas de vapor por hora com as seguintes características:

Tabela 9: Características da caldeira típica utilizada no projeto.

Pressão de trabalho	42 bar
Temperatura do vapor	420°C
Temperatura da água de alimentação	105°C
Combustível	Bagaço
Eficiência ao PCI	82%

- b) Turbo-Gerador de condensação com extração controlada, próprio para vapor, com potência nominal de 15 MW, composto por turbina, redutor, gerador, condensador e periféricos (ejetores, bombas de condensado, trocadores de calor, etc.)
- Turbina de múltiplos estágios de condensação, própria para vapor, com um ponto de extração, projetada para trabalhar com pressão manométrica de vapor na válvula de admissão de 21 kg.f/cm² e temperatura de 420°C.
 - Gerador tipo eixo horizontal e campo girante, totalmente fechado e resfriado, com potência nominal de 15 MW, fator de potência de 0,8 com as seguintes características elétricas: trifásico, 60 Hz, tensão nominal de 380 V e rotação de 1.800 rpm.

Além disso, tão importantes quanto esses equipamentos principais, compõem a UTE equipamentos periféricos aos turbo geradores (tais como termômetros, ejtores de ar, filtros, etc.), torres de resfriamento de água, conjunto moto-bombas para circulação de água nas torres, sistemas de tubulações, válvulas, ponte rolante, entre outros. Adentrar-se no dimensionamento de cada item desses não é o objetivo deste estudo, no

entanto, os custos típicos desses equipamentos foram considerados para o cálculo do investimento.

4.2 BALANÇO DE ENERGIA E COMBUSTÍVEL

A UTE, instalada anexa a usina de açúcar, teria desta todo o bagaço necessário para a produção energética. Em troca, por acordo entre as partes, fornecer-lhe-ia parte da energia elétrica produzida e vapor para a produção. Esse acordo pode ser compreendido na figura 13.



Figura 13: Esquema do acordo de cogeração.

Assim, para esse exemplo, fica estabelecido que a usina de açúcar tem o dever de fornecer 50 t de bagaço por hora para a geração de 14 MWe e a UTE, de fornecer 5 MWh de energia e 40 t de vapor por hora.

Acordos desse tipo são bilaterais, ou seja, quem decide investir na geração elétrica aproveitando resíduos de outra empresa pode negociar diretamente com ela a forma de pagamento. Para o exemplo ficou acertado esse mecanismo de troca, o que não é regra.

4.2.1 ESTIMATIVA DE BAGAÇO NECESSÁRIO PARA A GERAÇÃO DE 14 MWh DE ENERGIA

A geração de 14 MWh considera folga na capacidade nominal do gerador para que o mesmo não opere a plena carga, aumentando assim sua vida útil.

Para a produção de 1 kWh de energia, em média, uma turbina consome cerca de 4,6 kg de vapor, assim a quantidade necessária de vapor é

$$Qtd. vapor = \frac{4,6 \text{ Kg} \times 14 \text{ MW}}{1. \text{KW}.h} = 64,4 \text{ t de vapor por hora} \quad \text{Eq.(3)}$$

Somando-se as perdas e a operação, que, normalmente chega a representar 10% do valor considerado, temos:

$$Qtd. vapor. total = 1,1 \times 64,4 \text{ t} = 70,84 \text{ t de vapor por hora} \quad \text{Eq.(4)}$$

Para produzir 2,2 t de vapor, precisa-se de 1 t de bagaço, assim a quantidade de bagaço, por hora, será:

$$Qtd. bagaço = \frac{70,84}{2,2} = 32,2 \text{ t de bagaço por hora} \quad \text{Eq.(5)}$$

Assim, exigindo 55% a mais sobre o que é necessário de bagaço, pode-se fazer uma reserva para que nos meses de entressafra o abastecimento da caldeira não seja comprometido. Isso justifica requerer da usina de açúcar 50 t de bagaço por hora.

4.3 INVESTIMENTOS INICIAIS

Os equipamentos mais onerosos e importantes para o orçamento da usina termelétrica seria a caldeira, o gerador, a turbina e a linha de transmissão. A descrição dos custos usuais pertinentes à instalação da termelétrica considerados nos cálculos de viabilidade pode ser vista na tabela 10.

Tabela 10: Custos típicos considerados no cálculo de viabilidade

Legalização e registros	R\$ 300.000
Subestação 69 kV	R\$ 7.000.000
Turbina de condensação com extração	R\$ 6.000.000
Caldeira	R\$ 18.000.000
Linha de Transmissão – LT	R\$ 250.000/Km
Gerador 15 MW	R\$ 2.000.000
Painéis de excitação e proteção do gerador	R\$ 700.000
Obra civil e instalação de turbina e gerador	R\$ 1.000.000
Compra e instalação dos demais equipamentos	R\$1.000.000
Operação e manutenção	R\$ 2.000.000/ano

Os custos com a legalização e regulamentação englobam valores que arcariam com o projeto, a tarifação da concessionária, a tarifação paga a ANEEL, custos de utilização das linhas de transmissão e distribuição, etc. A extensão da linha de transmissão foi considerada de 5 km. E o custo com operação e manutenção se refere aos custos operacionais e administrativos, seguros, combustíveis, peças de reposição, etc.

4.4 AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO

A engenharia econômica é uma importante ferramenta para análise de rentabilidade de investimentos, podemos calcular o tempo de retorno do valor investido, a lucratividade ao ano, o risco inerente, etc. Para, contudo, prevê quão confiável seria investir em determinado projeto.

4.4.1 VALOR ARRECADADO COM A PRODUÇÃO ENERGÉTICA

O preço considerado para a venda da energia será de 160 reais, esse valor é razoável visto o prazo em que essas contratações geralmente ocorrem (20 anos), e os valores mínimos e máximos do Preço de Liquidação das Diferenças –PLD que atualmente estão em torno de 30 e 375 reais, respectivamente.

Assim, respeitando a negociação entre a termelétrica e a usina, podemos calcular quanto a termelétrica lucraria com venda da energia elétrica que lhe cabe.

$$6.221 \times 8 \text{ MW} = 49.768 \text{ MW de energia gerada ao ano} \quad \text{Eq.(5)}$$

$$49.768 \times 160,00 = 7.962.880,00 \text{ arrecadado com a venda ao ano} \quad \text{Eq.(6)}$$

Desse valor, deve-se subtrair os gastos com operação de manutenção ao ano (vide tabela 9), o que geraria uma receita de R\$ 5.962.880,00 ao ano, a tributação paga por esse montante é de 35% o que renderia R\$ 3.875.872,00 líquido.

4.4.2 CÁLCULO DO PAYBACK

O período de payback avalia quantos anos decorrerão até os fluxos de caixa acumulados se igualem ao montante do investimento inicial.

Para o cálculo do período de payback devemos considerar que o sistema se adequa a um fluxo de caixa simples, em que a finalidade do cálculo é saber em quantos anos o faturamento amortiza o investimento inicial.

$$\text{Investimento} = \sum \text{custos} = 37.250.000 \quad \text{Eq.(7)}$$

$$PBS = 37.250.000 / 3.875.872,00 = 9,611 \text{ anos} \quad \text{Eq.(8)}$$

4.4.3 CÁLCULO DA TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR

A TIR é uma taxa de desconto que iguala o valor presente do fluxo de caixa ao valor do investimento inicial do projeto. Serve como decisão no julgamento da viabilidade econômica do investimento frente a Taxa Mínima de Atratividade – TMA. Calculamos a TIR com a seguinte equação:

$$I - \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} = 0 \quad \text{Eq.(9)}$$

Onde:

- **I** : Investimento inicial, 37.250.000;
- **n** : Período de contratação, 20 anos;
- **FC**: Fluxo de caixa ao longo dos anos, considerando entradas fixas de 3.875.872,00.

Utilizando a ferramenta computacional WolframAlpha, o valor encontrado da TIR foi de 0,0829 ou 8,29% a.a.

A TIR normalmente é utilizada em comparação com a Taxa Mínima de Atratividade, que é a taxa utilizada como parâmetro pelo investidor para a tomada de decisão, ela representa o mínimo que o investidor de propõe a ganhar quando faz um investimento. Fica a critério do investidor a determinação da TMA, que normalmente utiliza taxas de bancos ou de algum fundo de investimento de sua confiança.

4.5 PROCESSO DE IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

Depois de estudar a viabilidade técnica e econômica e decidir por investir no empreendimento, deve-se seguir, para o exemplo estudado, os seguintes passos:

- Pedir autorização para se tornar **produtor independente de energia** à União; comprovar idoneidade do proprietário ou sócios; e comprovar condições de operação que assegurem a prestação adequada do serviço.
- Pagar R\$ 578,86 por KW instalado, para o exemplo, teríamos R\$ 8.104,04.
- Comprovar capacidade técnica:
 - Disponibilidade do combustível: contínua e proveniente da usina de açúcar;
 - Tecnologia utilizada;
 - Conexão à rede.
- Solicitar acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição:
 - Receber parecer de acesso;
 - Firmar os CUST e CUSD;
 - Estabelecer a potência demandada, 8 MW;
 - Afirmar inserção no SIN;
 - Pagar as TUST e TUSD.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho evidenciou a sistemática para a implantação de central cogeneradora a partir do aproveitamento da biomassa do bagaço da cana-de-açúcar. Para tanto, retratou o funcionamento do sistema, a regulamentação pertinente e a situação do setor energético atual.

Vimos que o sistema de cogeração é uma alternativa eficiente quanto ao uso racional da energia disponibilizada pela natureza, pois, utiliza os resíduos de uma outra produção qualquer para a produção de energia elétrica.

Avaliamos e comparamos a produção de energia elétrica e calor de forma separada e utilizando cogeração com todas as tecnologias abordadas no texto, assim, conclui-se que utilizando cogeração o rendimento da planta é sempre superior, e que a escolha de uma tecnologia ou outra depende de sua aplicação.

Constatamos que existe uma complexa regulamentação que rege os autoprodutores e produtores independentes de energia. Para poder produzir energia elétrica eles precisam de alvará, firmar contratos, pagar taxas, comprovar capacidade técnica, apresentar projetos, portfólios, licenças ambientais e etc.

Averiguamos o modo de avaliação econômica de um investimento típico, para tanto, calculamos o período de payback e a TIR que, para o caso hipotético, resultaram em aconselhamento em investir no empreendimento. Em análises reais, além desses métodos, também é levado em consideração os riscos inerentes ao projeto, a situação econômica atual e uma outra série de variáveis.

Concluimos, também, ao avaliar o sistema elétrico atual que existe uma preocupação por parte do governo em descentralizar a produção de energia elétrica. Isso devido as crises hídricas que comprometem o abastecimento das hidrelétricas. Sendo que a famigerada da vez é a energia eólica. As eólicas possuem grande representatividade nos leilões, melhores preços, incentivos federais e todo o aparato para um eminente crescimento. Usinas de açúcar, no entanto, não veem horizonte seguro para investir em geração de energia e um dos fatores é a instabilidade dos preços nos leilões.

BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª. ed. Brasília - DF: Aneel, 2008.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA - COGEN. **Conceito e Tecnologias**.

COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/cog_conceito.asp>. Acesso em: 08 abril 2015.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. Dissertação (Mestrado). Universidade de Brasília. Brasília, p. 157. 2006.

BASQUEROTO, C. H. C. C. **Cogeração de energia elétrica com bagaço de cana-de-açúcar compressado**. Faculdade de Tecnologia de Araçatuba. Araçatuba, p. 56. 2010.

BRANDÃO, S. D. S. **Cogeração**. Universidade de Coimbra. Coimbra. 2004.

CAMARGO, C. A.; USHIMA, A. H.; RIBEIRO, M. M. **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Alcool – Manual de Recomendações**. IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas. São Paulo. 1990.

CARDOSO, T. F. **Cogeração de energia através do bagaço de cana-de-açúcar: revisão de literatura**. Universidade de São Carlos. Sertãozinho, p. 22. 2011.

CARVALHO, F. D. R.; NOGUEIRA, L. A. H.; TEIXEIRA, F. N. Cogeração e Geração Distribuída. In: LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação**. Rio de Janeiro: Interciência, v. II, 2004. p. 1296.

CORRÊA NETO, V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE. Rio de Janeiro, p. 194. 2001.

DANTAS FILHO, P. L. **Análise de Custos na Geração de Energia com Bagaço de Cana-de-açúcar: um Estudo de Caso em Quatro Usinas de São Paulo**. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 175. 2009.

DANTAS, D. N. **Uso da biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistemas de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista**. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 131. 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Ministério de Minas e Energia. [S.l.]. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2014**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2014.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS. **Fontes de Energia e Eficiência Energética**: Oficina de trabalho da Plataforma Empresas pelo Clima. São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, 2011.

GANIM, A. **Sector elétrico brasileiro: aspectos regulamentares, tributários e contábeis**. Canal Energia: Synergia. Brasília. 2009.

LAFIS, **Relatório de Análise Setorial – Energia Elétrica Geração**. Disponível em: <<http://www.lafis.com.br/lafisinstitucional/relatorio-analise-setorial/Energia-Eletrica-Geracao.asp>>. Acesso em: 20 maio 2015.

NAGAOKA, M. D. P. T. **A comercialização da energia elétrica cogenerada pelo setor sucroalcooleiro em regiões do Estado de São Paulo**. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Botucatu, p. 137. 2002.

OLIVEIRA, M. P. D. **Cogeração de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar**. Centro Estadual de Educação Tecnológica "PAULA SOUZA". Taraquaritinga, p. 48. 2013.

PINTO, P. D. S. Z.; MARTONE; CARDOSO, L. M. **Análise da Viabilidade Econômica e Financeira para a Implantação de Sistemas de Cogeração**. Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Itajubá. 2001.

SAE - Secretaria de Assuntos Estratégicos. **Estudo Brasil 2040: Cenários de Adaptação à Mudança no Clima**, 2015.

SORGE, J. A. **O cenário atual da cogeração no setor sucroenergético**. [Ensaio Especial]. Opiniões, número 44, pág 64, abr-jun 2015.

UNICA. **Bioeletricidade: a energia verde e inteligente do Brasil**. UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR - UNICA. São Paulo. 2011.

WOLFRAMALPHA. Disponível em: < <http://www.wolframalpha.com/> >. Acesso em: abril 2015.

ANEXO A

DECRETO Nº 2.003, DE 10 DE SETEMBRO DE 1996.

Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995,

DECRETA:

CAPÍTULO I

SEÇÃO I

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 1º A produção de energia elétrica, por produtor independente e por autoprodutor, depende de concessão ou autorização, que serão outorgadas na forma da legislação em vigor e deste Decreto.

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

- Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

- Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Art. 3º Dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW, por produtor independente;

II - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10.000 kW, por autoprodutor.

~~§ 1º As licitações dos aproveitamentos hidráulicos a que se refere este artigo serão realizadas por iniciativa do poder concedente, ou a pedido de qualquer interessado, na forma estabelecida neste Decreto. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)~~

~~§ 2º O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente definirá o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico a ser licitado. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)~~

§ 3º Considera-se aproveitamento ótimo todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

§ 4º O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente poderá autorizar o interessado a realizar, por sua conta e risco, os estudos técnicos necessários para a definição do aproveitamento ótimo, ficando assegurado, no caso de aprovação desses estudos e sua inclusão no programa de licitações do poder concedente, o ressarcimento dos custos

incorridos, pelo vencedor da licitação, nas condições e valores estabelecidos no edital.

§ 5º Os estudos, inclusive os de impacto ambiental, e levantamentos visando à definição do aproveitamento ótimo relativo ao potencial hidráulico, aprovados pelo órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, serão fornecidos a todos os interessados na licitação, mediante ressarcimento, na forma estabelecida no edital.

Art. 4º Dependem de autorização:

- a implantação de usina termelétrica de potência superior a 5.000 kW, destinada a autoprodutor e autoprodutor independente;
- o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000kW, por autoprodutor.

Art. 5º O aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW e a implantação de usina termelétrica de potência igual ou inferior a 5.000 kW independem de concessão ou autorização, devendo, entretanto, ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro.

Parágrafo único. O aproveitamento de potencial hidráulico de que trata este artigo, que vier a ser afetado por aproveitamento ótimo de curso d'água, definido nos termos do § 3º do art. 3º, não acarretará ônus de qualquer natureza ao poder concedente.

SEÇÃO II

Da Licitação e do Contrato

Art. 6º A licitação para outorga de concessão a produtor independente e a autoprodutor obedecerá ao disposto na lei geral de licitações, na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no que couber, ao estabelecido neste Decreto e no respectivo edital.

~~Art. 7º Os requisitos para a habilitação ficarão limitados à comprovação da regularidade jurídico-fiscal e da qualificação técnica e econômico-financeira dos interessados. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)~~

Art. 8º O edital da licitação estabelecerá que, quando participarem e forem vencedoras empresas reunidas em consórcio, a concessão será outorgada de forma compartilhada entre elas, na proporção da participação de cada uma, ficando a empresa líder do consórcio responsável, perante o poder concedente, pelo cumprimento do contrato, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas.

Parágrafo único. No caso de licitação para produção independente, o edital poderá prever, alternativamente, que os consorciados constituam empresa específica, com a participação proporcional de cada um deles, que será a responsável pelo cumprimento do contrato de concessão.

Art. 9º As concessões relativas aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos serão outorgadas a título oneroso.

Parágrafo único. O edital da licitação indicará as condições de aceitabilidade das propostas, o critério de julgamento e a forma do pagamento devido pela outorga da concessão.

~~Art. 10. As concessões e autorizações, de que trata este Decreto, terão prazo de até trinta e cinco e de até trinta anos, respectivamente, contado da data de assinatura do contrato ou do ato autorizativo, podendo ser prorrogado, a critério do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, nas condições estabelecidas no respectivo contrato. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)~~

~~— § 1º A prorrogação deverá ser requerida até 36 meses anteriores à data final do respectivo contrato.~~

(Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

~~— § 2º A falta de manifestação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente nos dezoito meses seguintes ao pedido será havida como concordância com a prorrogação, nas mesmas condições vigentes.~~

(Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)

Art. 11. A concessão para aproveitamento de potencial hidráulico será formalizada mediante Contrato de Concessão de Uso de Bem Público.

§ 1º São cláusulas essenciais do contrato de concessão de uso do bem público as que definem:

os direitos e as obrigações do produtor independente, ou do autoprodutor, na exploração do aproveitamento hidráulico;

as condições de operação da usina e de comercialização da energia elétrica produzida;

os encargos financeiros da exploração da energia elétrica, conforme disposto na Seção V deste

Capítulo;

as penalidades a que estará sujeito o produtor independente ou autoprodutor e as hipóteses de caducidade da concessão;

as condições em que será admitida a transferência da concessão.

§ 2º A minuta do contrato constituirá anexo do edital da licitação.

Art. 12. Nos casos de autorização, o ato do poder concedente indicará os direitos e obrigações do autorizado e as hipóteses de revogação.

SEÇÃO III

Do Acesso aos Sistemas de Tratamento e de Distribuição

Art. 13. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente definirá, em ato específico, os critérios para determinação do custo de transporte, que deverá explicitar as parcelas relativas à transmissão e à distribuição, assegurado o tratamento isonômico para os produtores independentes e autoprodutores perante os concessionários e permissionários do serviço público de energia elétrica.

SEÇÃO IV

Da Modalidade da Operação Energética

Art. 14. A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada.

§ 1º Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletro energéticos existentes e futuros.

§ 2º Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.

§ 3º A operação da central geradora integrada será determinada com base nos estudos realizados pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema elétrico.

§ 4º Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

§ 5º As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico.

Art. 15. Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comercializados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.

Parágrafo único. Nos casos de operação não integrada ao sistema, os contratos de concessão ou as autorizações definirão o montante de potência, em MW, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado.

SEÇÃO V

Dos Encargos Financeiros da Exploração de Energia Elétrica

Art. 16. A partir da entrada em operação da central geradora de energia elétrica, o produtor independente e o autoprodutor sujeitar-se-ão aos seguintes encargos, conforme definido na legislação específica e no respectivo contrato:

- compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, pelo aproveitamento de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica;

- taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica, a ser recolhida nos prazos e valores estabelecidos no edital de licitação e nos respectivos contratos;

- quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sul/Sudeste/Centro-oeste ou subconta Norte/Nordeste:

incidente sobre a parcela de energia consumida por autoprodutor que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;

incidente sobre as parcelas de energia consumida ou comercializada com consumidor final, nos termos dos incisos II, IV e V do Art. 23 deste Decreto, por produtor independente que opere na modalidade integrada no sistema em que estiver conectado;

IV - quotas mensais da "Conta de Consumo de Combustíveis - CCC", subconta Sistemas Isolados, incidentes sobre as parcelas de energia comercializada com consumidor final por produtor independente, nos termos dos incisos II, IV e V do art. 23.

Art. 17. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, diretamente, por intermédio de empresas especializadas ou mediante convênios com órgãos estaduais, exercerá a fiscalização técnica das obras referentes aos aproveitamentos de potenciais hidráulicos por produtor independente e autoprodutor, visando garantir a compatibilidade com os projetos aprovados.

§ 1º O órgão regulador e fiscalizador poderá autorizar ou determinar

revisões dos projetos, inclusive para adequá-los à definição do aproveitamento ótimo.

§ 2º Também serão objeto de fiscalização as instalações e a operação das centrais geradoras que operem na modalidade integrada, podendo o órgão regulador e fiscalizador determinar as correções que forem consideradas necessárias para assegurar a adequada inserção dessas centrais geradoras no sistema elétrico.

Art. 18. O descumprimento das normas legais e regulamentares e o desatendimento às instruções e recomendações do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, inclusive as constantes do contrato, sujeitarão o produtor independente e o autoprodutor às penalidades de advertência e multa, conforme definido em contrato ou ato autorizativo, sem prejuízo do disposto no art. 22.

SEÇÃO VII

Dos Bens Utilizados na Produção de Energia Elétrica

Art. 19. Os bens e instalações utilizados na produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial hidráulico e as linhas de transmissão associadas, desde o início da operação da usina, não poderão ser removidos ou alienados sem prévia e expressa autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

§ 1º O produtor independente e o autoprodutor poderão oferecer os direitos emergentes da concessão ou da autorização, compreendendo, dentre outros, a energia elétrica a ser produzida e a receita decorrente dos contratos de compra e venda dessa energia, bem assim os bens e instalações utilizados para a sua produção, em garantia de financiamentos obtidos para a realização das obras ou serviços.

§ 2º No caso de inadimplência do produtor independente ou autoprodutor, poderá o poder concedente:

autorizar a transferência do contrato de concessão ou da autorização a qualquer interessado que atenda aos requisitos de qualificação técnica e econômico-financeira, previstos no edital da licitação ou no ato autorizativo;

declarar a caducidade da concessão, ou revogar a autorização, e promover nova outorga, para a mesma ou para outra finalidade.

§ 3º A execução da garantia não poderá comprometer a continuidade da exploração da central geradora.

§ 4º Na hipótese prevista na alínea b do § 2º, o poder concedente utilizará os recursos gerados com a nova licitação ou outorga para indenização da parcela dos investimentos já realizados e ainda não amortizados, podendo, inclusive, transferir diretamente aos credores do concessionário ou autorizado a parcela que a eles couber, até o valor dos débitos não liquidados e observado o limite da indenização aqui referida.

Art. 20. No final do prazo da concessão ou autorização, os bens e instalações realizados para a geração independente e para a autoprodução de energia elétrica em aproveitamento hidráulico passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos ainda não amortizados.

§ 1º Para determinação do montante da indenização a ser paga, serão considerados os valores dos investimentos posteriores, aprovados e realizados, não previstos no projeto original, e a depreciação apurada por auditoria do poder concedente.

§ 2º No caso de usinas termelétricas, não será devida indenização dos

investimentos realizados, assegurando-se, porém, ao produtor independente ou ao autoprodutor remover as instalações.

SEÇÃO VIII

Da Encampação e Caducidade

Art. 21. Por motivo de interesse público, o poder concedente poderá promover a encampação dos bens e instalações utilizados na produção independente ou autoprodução de energia elétrica assegurado ao interessado o direito à prévia indenização, nos termos da legislação em vigor.

Art. 22. A inadimplência contratual acarretará, a critério do poder concedente, a aplicação das sanções previstas no respectivo contrato ou a declaração de caducidade da concessão ou revogação da autorização.

§ 1º A declaração de caducidade deverá ser precedida da verificação da inadimplência, através de processo administrativo específico, assegurados o contraditório e ampla defesa.

§ 2º Não será instaurado o processo administrativo antes de notificados, ao produtor independente ou autoprodutor, os fatos constitutivos da inadimplência, fixando-lhe prazo para correção das irregularidades.

§ 3º A caducidade da concessão ou a revogação da autorização não acarretará, para o poder concedente, qualquer responsabilidade em relação aos encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pelo produtor independente ou autoprodutor, com relação a terceiros, inclusive seus empregados, ressalvada a indenização dos investimentos realizados, apurada na forma do disposto no caput do art. 20, deduzidos os valores das penalidades e dos danos porventura decorrentes do fato motivador da caducidade.

CAPÍTULO II

DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO PRODUTOR INDEPENDENTE

Art. 23. O produtor independente poderá comercializar a potência e/ou energia com:

- concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica;

- consumidores de energia elétrica nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 1995;

- consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

- conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

- qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias, contado da respectiva solicitação.

Parágrafo único. A comercialização de energia elétrica nas hipóteses dos incisos I, IV e V deste artigo deverá ser feita a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

Art. 24. Os contratos de comercialização de energia elétrica celebrados entre o produtor independente e o concessionário ou permissionário de serviço público de energia elétrica deverão ser submetidos por estes a homologação do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

Art. 25. Mediante ajuste com os concessionários ou permissionários do serviço público de energia elétrica e prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, poderá o produtor independente

permutar blocos de energia elétrica economicamente equivalentes:

- para possibilitar o consumo em instalações industriais de propriedade do produtor independente;

- para atender a consumidores interessados na energia elétrica do produtor independente, nas hipóteses previstas no art. 23;

~~— para atender a necessidades localizadas de energia elétrica, justificadas pelos concessionários ou permissionários do serviço público de distribuição. (Revogado pelo Decreto nº 5.163, de 2004)~~

Parágrafo único. O contrato de permuta deverá explicitar os custos das transações de transmissão e distribuição envolvidos.

Art. 26. O produtor independente integrado, ou que operar usinas térmicas em sistemas isolados, e comercializar energia elétrica nos termos dos incisos I, IV e V do art. 23, poderá utilizar o mecanismo de ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

Parágrafo único. No caso de comercialização de apenas parte da energia produzida, a utilização do mecanismo previsto neste artigo ficará limitada à parcela comercializada.

CAPÍTULO III

DAS DISPOSIÇÕES RELATIVAS AO AUTOPRODUTOR

Art. 27. A outorga de concessão ou de autorização a autoprodutor estará condicionada à demonstração, perante o órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, de que a energia elétrica a ser produzida será

destinada a consumo próprio, atual ou projetado.

Art. 28. Mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, será facultada:

- a cessão e permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina;

- a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, do excedente da energia produzida;

- a permuta de energia, em montantes economicamente equivalentes, explicitando os custos das transações de transmissão envolvidos, com concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição, para possibilitar o consumo em instalações industriais do autoprodutor em local diverso daquele onde ocorre a geração.

Art. 29. A parcela de energia produzida por autoprodutor que operar usinas térmicas em sistemas isolados, adquirida por concessionário ou permissionário do serviço público de distribuição, nos termos do inciso II do artigo anterior, fará jus ao ressarcimento do custo de combustíveis instituído na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, mediante autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

CAPÍTULO IV

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 30. A requerimento justificado do interessado, o poder concedente poderá declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa, de terrenos e benfeitorias, de modo a possibilitar a realização de obras e serviços de implantação de aproveitamento hidráulico ou de usina termelétrica, cabendo ao produtor independente ou autoprodutor

interessado promover, amigável ou judicialmente, na forma da legislação específica, a efetivação da medida e pagar as indenizações devidas.

Art. 31. O órgão regulador e fiscalizador do poder concedente expedirá as normas complementares, necessárias à aplicação do disposto neste Decreto.

Art. 32. Fica revogado o Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993.

Art. 33. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 10 de setembro de 1996;
175º da Independência e 108º da República.

Este texto não substitui o publicado no
DOU de 11.9.1996

ANEXO B

Remuneração do Capital – Refere-se à parcela da receita necessária para promover um adequado rendimento do capital investido na prestação do serviço de energia elétrica.

Depreciação – Refere-se à parcela da receita necessária à formação dos recursos financeiros destinados à recomposição dos investimentos realizados com prudência para a prestação do serviço de energia elétrica ao final da sua vida útil.

O&M – Refere-se à parcela da receita destinada à cobertura dos custos vinculados diretamente à prestação do serviço de transmissão ou distribuição de energia elétrica, como pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas.

P&D e Eficiência Energética – Refere-se à aplicação, anual, de no mínimo 0,75% da receita operacional líquida da concessionária em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética, voltados para o uso final da energia (Lei nº. 9.991/2000).

Reserva Global de Reversão (RGR) – Encargo pago mensalmente pelas empresas de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica. Tem, também, destinação legal para financiar a expansão e melhoria desses serviços, bem como financiar fontes alternativas de energia elétrica para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de novos potenciais hidráulicos, e para desenvolver e implantar programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, é limitado a 3,0% de sua receita anual (Decreto nº. 41.019/1957)

Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – Refere-se ao encargo que é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, para custear a geração em regiões do país não atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (Lei nº. 5.899/1973).

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – Receita destinada à ANEEL, a ser cobrada de todos os concessionários, permissionários ou autorizados, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores, e representa 0,5% do valor do benefício econômico anual auferido. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais (Lei nº. 9.427/1996, Decreto nº. 2.410/1997).

Rateio de Custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – Refere-se ao encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, participantes do PROINFA (Lei nº. 10.438/2002).

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – Refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional – universalização (Lei nº. 10.438/2002).

Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão (TUST) - Refere-se à receita devida a todas as empresas de transmissão de energia elétrica que compõem a Rede Básica e que é paga por todas as empresas de geração e de distribuição, bem como pelos grandes consumidores (consumidores livres) que se utilizam diretamente da Rede Básica.

Uso das Instalações de Conexão – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que se utilizam de linhas de transmissão que têm conexão com a Rede Básica.

Uso das Instalações de Distribuição – Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

Transporte de Energia Elétrica de Itaipu – Refere-se ao encargo devido pelas empresas de distribuição que adquirem cotas de energia elétrica produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu.

Operador Nacional do Sistema (ONS) – Refere-se ao ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS (entidade responsável pela operação e coordenação da Rede Básica) por todas as empresas de geração, transmissão e de distribuição bem como os grandes consumidores (consumidores livres) conectados à Rede Básica.

Encargo de Serviço do Sistema (ESS) – Este encargo é rateado por todos os usuários do SIN, com a finalidade de cobrir eventuais custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; à reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; à reserva de capacidade reativa, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação dos sistemas de transmissão; e à operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas (art. 59 do Decreto nº. 5.163/2004).

ANEXO C

Concessionárias	A4 AZUL				A4 VERDE				A3a				A3a VERDE				A3				A2				Vigência (Fim)
	Convencional		Incentivadas		Convencional		Incentivadas		Convencional		Incentivadas		Convencional		Incentivadas		Convencional		Incentivadas		Convencional		Incentivadas		
	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%			
AES SUL	269,07	299,06	329,04	269,07	306,87	344,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	269,07	279,76	290,46	269,07	279,76	290,46	18-abr-15		
AME	167,35	185,58	203,81	167,35	189,84	212,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167,35	175,41	183,48	167,35	175,41	183,48	31-out-15		
AMPLA	254,01	311,09	368,18	254,01	324,39	394,76	254,01	311,09	368,18	254,01	311,09	368,18	254,01	311,09	368,18	254,01	254,01	270,93	287,86	254,01	270,93	287,86	14-mar-16		
BANDEIRANTE	229,18	252,68	276,18	229,18	258,21	287,24	229,18	252,68	276,18	229,18	252,68	276,18	229,18	252,68	276,18	229,18	229,47	242,28	255,10	229,47	242,28	255,10	22-out-15		
BRAGANTINA	203,44	233,10	262,76	203,44	239,96	276,48	203,44	233,10	262,76	203,44	233,10	262,76	203,44	239,96	276,48	203,44	203,44	211,06	218,69	203,44	211,06	218,69	9-mai-15		
CAIUÁ	248,45	271,15	293,84	248,45	276,36	304,27	248,45	276,36	304,27	-	-	-	-	-	-	-	248,45	260,29	272,13	248,45	255,26	262,06	9-mai-15		
CEAL	195,31	235,22	275,13	195,31	244,51	293,70	195,31	244,51	293,70	-	-	-	-	-	-	-	195,31	209,32	223,13	195,31	209,32	223,13	27-ago-15		
CEB	204,59	223,10	241,61	204,59	227,36	250,13	204,59	223,10	241,61	204,59	223,10	241,61	204,59	227,36	250,13	204,59	204,59	212,29	219,98	204,59	212,29	219,98	25-ago-15		
CEEE	246,27	275,32	304,37	246,27	282,36	318,46	246,27	282,36	318,46	-	-	-	-	-	-	-	246,27	256,80	267,33	246,27	255,12	263,97	24-out-15		
CELESC	249,64	280,63	311,61	249,64	288,09	326,53	249,64	280,63	311,61	249,64	280,63	311,61	249,64	288,09	326,53	249,64	249,64	259,65	269,65	249,64	259,65	269,65	6-ago-15		
CELG	225,54	259,84	294,13	225,54	267,92	310,29	225,54	259,84	294,13	225,54	259,84	294,13	225,54	267,92	310,29	225,54	225,54	231,99	238,43	225,54	231,99	238,43	11-set-15		
CELPA	213,11	278,25	343,38	213,11	292,68	372,24	213,11	278,25	343,38	213,11	278,25	343,38	213,11	292,68	372,24	213,11	213,11	228,31	243,51	213,11	228,31	243,51	6-ago-15		
CELPE	178,74	219,85	260,95	178,74	229,21	279,67	178,74	229,21	279,67	-	-	-	-	-	-	-	178,74	193,77	208,81	-	-	-	-	28-abr-15	
CELTINS	180,50	261,92	343,33	180,50	280,64	380,78	180,50	253,78	327,05	180,50	253,78	327,05	180,50	270,63	360,76	180,50	-	-	-	180,50	209,97	239,44	3-jul-15		
CEMAR	172,03	231,66	291,29	172,03	245,43	318,83	172,03	231,66	291,29	172,03	231,66	291,29	172,03	245,43	318,83	172,03	172,03	190,01	207,98	-	-	-	27-ago-15		
CEMAT	240,40	281,51	322,63	240,40	291,07	341,75	240,40	273,30	306,20	240,40	273,30	306,20	240,40	280,95	321,49	240,40	240,40	257,00	273,60	240,40	257,00	273,60	7-abr-15		
CEMIG	224,62	259,37	294,11	224,62	267,25	309,87	224,62	259,37	294,11	224,62	259,37	294,11	224,62	267,25	309,87	224,62	224,62	231,63	238,63	224,62	231,63	238,63	7-abr-15		
CEPISA	184,83	218,09	251,35	184,83	225,82	266,82	184,83	218,09	251,35	184,83	218,09	251,35	184,83	225,82	266,82	184,83	184,83	197,72	210,62	-	-	-	-	27-ago-15	
CERON	214,28	244,55	274,82	214,28	251,59	288,90	214,28	251,59	288,90	-	-	-	-	-	-	-	214,28	217,60	220,92	-	-	-	-	29-nov-15	
CLFSC	271,89	313,78	355,68	271,89	323,47	375,04	271,89	313,78	355,68	271,89	313,78	355,68	271,89	323,46	375,04	271,89	271,89	296,44	320,99	-	-	-	-	2-fev-16	
COELBA	156,70	209,73	262,76	156,70	222,06	287,42	156,70	204,43	252,16	156,70	204,43	252,16	156,70	215,52	274,35	156,70	156,70	172,00	187,30	156,70	172,00	187,30	21-abr-15		
COELCE	199,68	221,22	242,76	199,68	224,98	250,28	199,68	224,98	250,28	-	-	-	-	-	-	-	200,50	207,87	215,23	-	-	-	-	21-abr-15	
COPEL	242,85	266,22	289,58	242,85	271,63	300,41	242,85	266,22	289,58	242,85	266,22	289,58	242,85	271,63	300,41	242,85	242,85	253,39	263,92	242,85	253,39	263,92	23-jun-15		
COSERN	177,90	211,22	244,54	177,90	218,89	259,87	177,90	218,89	259,87	-	-	-	-	-	-	-	177,90	191,58	205,26	177,90	189,39	200,88	21-abr-15		
CPFL PAULISTA	238,41	265,24	292,06	238,41	271,56	304,72	238,41	259,86	281,32	238,41	259,86	281,32	238,41	263,69	288,98	238,41	238,41	262,58	286,75	238,41	249,43	260,45	7-abr-15		
CPFL PIRATININGA	245,20	269,17	293,13	245,20	274,60	304,00	245,20	274,60	304,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244,63	255,10	265,58	22-out-15	
ESCELSA	236,11	285,19	334,27	236,11	296,81	357,50	236,11	277,34	318,56	236,11	277,34	318,56	236,11	287,10	338,08	236,11	236,11	258,69	281,26	236,11	252,06	268,00	6-ago-15		
ELEKTRO	272,21	308,37	344,53	272,21	316,56	360,91	272,21	306,57	340,93	272,21	306,57	340,93	272,21	314,33	356,46	272,21	274,22	290,82	307,41	271,88	279,13	286,37	26-ago-15		
ELETROPAULO	206,03	225,83	245,64	206,03	230,66	255,29	206,04	226,74	247,44	206,04	226,74	247,44	206,04	232,44	258,84	206,04	-	-	-	206,08	217,10	228,11	3-jul-15		
EMG	231,78	276,49	321,19	231,78	286,87	341,95	231,78	286,87	341,95	-	-	-	-	-	-	-	231,78	253,47	275,16	231,78	247,71	263,64	17-jun-15		
ENERSUL	209,59	256,63	303,67	209,59	267,46	325,32	209,59	254,28	298,97	209,59	254,28	298,97	209,59	264,56	319,54	209,59	209,59	221,11	232,64	209,59	231,94	254,29	7-abr-15		
EPB	167,90	214,42	260,94	167,90	225,24	282,58	167,90	225,24	282,58	-	-	-	-	-	-	-	167,90	183,56	199,23	-	-	-	-	27-ago-15	
ESE	163,85	205,43	247,01	163,85	215,08	266,31	163,85	215,08	266,31	-	-	-	-	-	-	-	163,85	180,96	198,07	-	-	-	-	21-abr-15	
LIGHT	212,12	244,26	276,41	212,12	252,32	292,52	212,12	244,26	276,41	212,12	244,26	276,41	212,12	252,32	292,52	212,12	-	-	-	212,12	225,08	240,04	6-nov-15		
RGE	263,93	294,47	325,01	263,93	301,63	339,32	263,93	301,63	339,32	263,93	301,63	339,32	263,93	301,63	339,32	263,93	263,93	274,64	285,36	263,93	274,64	285,36	18-jun-15		

ANEXO D

 ANEEL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	REQUERIMENTO DE QUALIFICAÇÃO DE CENTRAL COGERADORA	SCG SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO
ENDEREÇO: SGAN 603 – MÓDULO J - TEL.: (061) 312-5753 – FAX.: (061) 312-5777 – CEP. 70.830.030 - BRASÍLIA – DF		

1. IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

DENOMINAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:			
PROPRIETÁRIO:			
ENDEREÇO DO PROPRIETÁRIO:			
DISTRITO:		MUNICÍPIO:	
ESTADO:		E-mail:	
CNPJ/CPF:	TEL.: ()	FAX.: ()	
PRODUTOS INDUSTRIAIS	PRINCIPAL	SECUNDARIO.....	TERCIARIO... □
PRODUÇÃO ANUAL (ton, m ³ , etc...) □ □ □

2. LOCALIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO:

ENDEREÇO:		
DISTRITO:	MUNICÍPIO:	ESTADO:
TEL.: ()	FAX.: ()	E-mail:
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	LATITUDE:	LONGITUDE:
ALTITUDE (m):	Temperatura Ambiente Média Anual (°C):	Umidade Relativa Média Anual (%):

4. CENTRAL COGERADORA:

Potência Elétrica Instalada (kW):	Consumo interno anual de energia elétrica (MWh):
Nº de Unidades Geradoras:	Fator de Disponibilidade:

COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

COMBUSTÍVEL	CONSUMO NOMINAL (kg / dia)	PODER CALORÍFICO INFERIOR (kJ/kg)
Principal		
Secundário 1.....		
Secundário 2.....		

GERADORES ELÉTRICOS

GERADORES	Potência Nominal (kVA)	Tensão Nominal (kV)	Fator de Potência Nominal (%)
01			
02			
(1)			

TURBINAS FORNECENDO DIRETAMENTE TRABALHO MECÂNICO (SOPRADORES, MOENDAS, ETC)

EQUIPAMENTO MOTRIZ	Tipo (a vapor, gás, ...)	Potência (kW)	Rotação (rpm)	Destino (soprador, moenda, ...)	Consumo Específico □ (-.....kWh)
01					
02					
(1)					

MISTURADORES DE VAPOR (DESTINADO AO PROCESSO INDUSTRIAL)

MISTURADORES	Tipo	Destino	Consumo de vapor (t/h)	Pressão do vapor (bar)	Temperatura do vapor (°C)
01					
02					
(1)					