AUTARQUIA ASSOCIADA À UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA PARA A IMPLEMENTAÇÃO DO
REATOR NUCLEAR SMART NO BRASIL**

CORDELIA MARA FAZZIO ESCANHOELA

**Dissertação apresentada como parte dos
requisitos para obtenção do Grau de
Mestre em Ciências na Área
de Tecnologia Nuclear - Reatores**

**Orientador:
Profa. Dra. Gaianê Sabundjian**

**São Paulo
2018**

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Autarquia associada à Universidade de São Paulo

**Estudo da viabilidade econômica para a implementação do reator nuclear SMART no
Brasil**

CORDELIA MARA FAZZIO ESCANHOELA

**Dissertação apresentada como parte dos
requisitos para obtenção do Grau de
Mestre em Ciências na Área
de Tecnologia Nuclear - Reatores**

Orientadora:
Profa. Dra. Gaianê Sabundjian

Versão Corrigida
Versão Original disponível no IPEN

São Paulo
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho,
para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte

Como citar:

ESCANHOELA, C. M. F. ***Estudo da viabilidade econômica para a implementação do reator nuclear SMART no Brasil.*** 2018. 138 p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear), Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, IPEN-CNEN/SP, São Paulo. Disponível em: <www.teses.usp.br> (data de consulta no formato: dd/mm/aaaa)

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de geração automática da Biblioteca IPEN/USP,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Escanhoela, Cordelia Mara Fazzio

Estudo da viabilidade econômica para a implementação do
reator nuclear SMART no Brasil. / Cordelia Mara Fazzio
Escanhoela; orientadora Gaianê Sabundjian. -- São Paulo,
2018.

138 p.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em
Tecnologia Nuclear (Reatores) -- Instituto de Pesquisas
Energéticas e Nucleares, São Paulo, 2018.

1. Reatores inovadores. 2. Viabilidade econômica . 3.
Reator SMART. 4. Fontes alternativas. I. Sabundjian, Gaianê ,
orient. II. Título.

*Dedico este trabalho aos meus filhos
Natália, Matheus e Pedro Victor.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pelo desenvolvimento e conclusão desta dissertação e do curso de Mestrado.

Aos meus filhos Natália, Matheus e Pedro Victor, pela paciência e apoio incondicional em todos os sentidos.

À minha orientadora Prof. Dra. Gaianê, pela confiança, por todas as intervenções sempre muito pertinentes e generosidade.

À minha co-orientadora Profa. Dra. Ana Cecília, pela colaboração, ensinamentos e amizade.

Ao Professor Dr. José Flávio, pelo apreço, orientações muito importantes no campo da Econometria, discussões e interesse pelo trabalho.

Aos Professores Dr. Ildo Sauer, Dr. Roberto Hukay e Dr. Miguel E. M. Udaeta, pela gentil acolhida, dicas e esclarecimentos.

À minha irmã Cecília Amélia e sobrinhas Marília e Mariana, pelo incentivo e apoio, material e moral.

A todos os colegas que sempre estiveram ao meu lado, me proporcionando o estímulo e a força necessária para continuar, mesmo quando o cansaço pelo exaustivo trabalho pedagógico em dupla jornada tentava me fazer desistir.

Às minhas queridas e inesquecíveis mães Angelina e Cecília, *in memoriam*, “por tudo”!

E a todos, enfim, que de alguma forma me auxiliaram nesta desafiadora caminhada.

RESUMO

ESCANHOELA, Cordelia Mara Fazzio. Estudo da viabilidade econômica para implementação do reator nuclear SMART no Brasil. 2018. 138p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – IPEN-CNEN/SP. São Paulo.

A energia que sustenta a atividade humana é, hoje, predominantemente elétrica, sendo produzida em sua maior parte por fontes fósseis poluentes, emissoras de gás carbônico. Na busca de soluções para essa problemática, fontes alternativas limpas e sustentáveis têm sido estudadas e já inseridas em diversos países, inclusive no Brasil. Nossa principal fonte, a hidrelétrica, apesar de não poluente corre, hoje, o risco do esgotamento em decorrência de grandes demandas e das mudanças climáticas. Dentre outras fontes brasileiras ainda não intensamente exploradas situam-se a biomassa, eólica, solar e nuclear; a energia nuclear pode ser uma interessante opção pois, além de limpa, oferece as vantagens da disponibilidade de combustível (urânio e tório) e o conhecimento da tecnologia aplicada nas usinas de Angra 1 e 2 e futuramente em Angra 3. A energia nuclear das gerações III+ e IV traz uma proposta bastante promissora em termos de segurança e economia, os reatores inovadores, que estão sendo desenvolvidos em muitos institutos de pesquisa de vários países, entre eles, o Brasil.

O presente trabalho considera essa opção e estuda a viabilidade de implementação do reator inovador SMART no Brasil; esse reator foi desenvolvido pelo KAERI; é modular do tipo PWR, apresenta potência de 100 MWe; atende uma demanda de 100.000 habitantes, possui sistema passivo de segurança e configuração integral.

O trabalho fundamenta-se em projeções de demanda energética a médio e longo prazo com ênfase na eletricidade. A viabilidade econômica do projeto foi avaliada por meio das técnicas Taxa Interna de Retorno; Valor Presente Líquido; *Payback* Descontado e Valor do Pagamento Periódico; foram selecionadas e estudadas três tarifas e três formas de captação de recursos; foi também calculado o custo unitário por MWh do reator SMART e comparado ao de uma hidrelétrica de igual potência. Os resultados demonstraram que o projeto é viável em quatro situações distintas e o custo unitário resultou 39% inferior ao da hidrelétrica.

ABSTRACT

ESCANHOELA, Cordelia Mara Fazzio. Study on the economic feasibility for the implementation of the SMART nuclear reactor in Brazil. 2018. 138p. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares – IPEN-CNEN/SP. São Paulo.

The energy that sustains the human activity is, nowadays, predominantly electric, being the most part produced by fossil sources polluting, carbon dioxide emitters. In the search for solutions to this problem, clean and sustainable alternative sources have been studied and already inserted in several countries, including Brazil. Our main source, hydroelectric, although not polluting, has the risk of depletion today, due to big demands and climate change. Among other Brazilian sources identified as viable alternatives and not yet intensely explored are biomass, wind, solar and nuclear; the nuclear power can be an interesting option as, besides being clean, it offers the advantages of fuel availability (uranium and thorium) and the knowledge of the technology applied in Angra 1 and 2 plants and in future in Angra 3. The nuclear energy of the III + and IV generations brings a very promising proposal in terms of safety and economy, which are the innovative reactors that are being developed in research institutes of several countries, including Brazil. The present work considers this option and studies the feasibility of implementing the innovative reactor SMART in Brazil. This reactor was developed by KAERI; it is a modular PWR type; has a power of 100 MWe; meet a demand of 100,000 inhabitants; features passive safety system and integral configuration.

The work is based on projections of energy demand in the medium and long-term with emphasis on electricity. The economic viability of the project was evaluated through the Internal Rate of Return techniques; Net Present Value; Discounted Payback and Periodic Payment Amount; three rates and three forms of fundraising were selected and studied; the unit cost per MWh of the SMART reactor was also calculated and compared to a hydroelectric plant of equal power.

The results showed that the project is viable in four different situations and the unit cost was 39% lower than the hydroelectric one.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO.....	14
2.1. Organização da dissertação.....	14
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
4.1. Eletricidade.....	18
4.2. Fontes de energia	19
4.2.1. Fontes energéticas no Brasil.....	20
4.2.1.1. Hidreletricidade	21
4.2.1.2. Termeletricidade a gás natural	21
4.2.1.3. Termeletricidade a biomassa	22
4.2.1.4. Termeletricidade a carvão	23
4.2.1.5. Termeletricidade a petróleo e derivados	24
4.2.1.6. Eólica e outras renováveis	25
4.2.1.7. Energia Nuclear.....	28
5. PROJEÇÕES DE DEMANDA ENERGÉTICA	29
5.1. IEO 2016	29
5.1.1. Metodologia.....	30
5.1.2. Pontos relevantes.....	31
5.2. DE 2050	34
5.2.1. Metodologia.....	34
5.2.2. Pontos relevantes.....	37
Fonte: Elaboração EPE	39
5.3. Energias 20, 35 e 60	39
5.3.1. Metodologia.....	40
5.3.2. Pontos relevantes.....	41
6. FUNDAMENTAÇÃO TEORICA	43
7. GERAÇÃO TERMONUCLEAR.....	46
7.1. Fissão e fusão nuclear	46
7.2. Reatores nucleares	50
7.2.1. Tipos de reatores	50
7.2.1.1. Reator PWR	52
7.2.1.2. Reatores inovadores	55
7.2.1.2.1. Reatores SMR	56

7.2.1.2.1.1. Reatores SMR selecionados	57
7.2.1.2.1.2. System-Integrated Modular Advanced Reactor (SMART)	60
7.3. Panorama da energia nuclear mundial.....	77
7.4. Geração termonuclear no Brasil.....	82
7.4.1 Evolução do Programa Nuclear Brasileiro.....	83
7.4.2. Usinas em operação Angra 1 e Angra 2.....	86
7.4.2.1. Usina Angra 1.....	88
7.4.2.2. Usina Angra 2.....	88
7.4.2.3. Usina Angra 3.....	89
7.4.2.3.1. Caracterização do empreendimento.....	90
7.4.2.3.1.1. Custos vinculados à Angra 3.....	91
7.4.2.3.1.3. Garantia física de energia	92
8. ANÁLISES ECONÔMICO-FINANCEIRAS	93
8.1. Viabilidade econômico-financeira.....	93
8.1.1. Estrutura do Projeto.....	95
8.2. Métodos quantitativos de análise econômico-financeira	96
8.2.1. Valor Presente Líquido (VPL).....	97
8.2.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)	97
8.2.3. Retorno do capital	98
8.2.3.1. <i>Payback</i> Simples.....	98
8.2.3.2. <i>Payback</i> Descontado.....	99
8.3. Amortização de um Projeto de Investimento	99
8.4. Custo do Capital.....	100
8.4.1. Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC).....	100
8.5. Tarifa de energia elétrica.....	102
9. METODOLOGIA DA VIABILIDADE ECONÔMICA.....	103
9.1. Apuração dos custos	104
9.2. Geração de receitas (anuais)	105
9.6. Cálculo da Anuidade e Valor Unitário (PMT).....	108
9.7. Resultados e discussões.....	109
9.7.1. Valor Unitário de Geração (FCLD)	109
9.7.2. Resultados do PBD, VPL e TIR.....	110
9.7.3. Aplicação da técnica PMT	115
10. CONCLUSÕES.....	120
APÊNDICE - PLANILHAS	122

A – Fluxo de caixa 1, tarifa de R\$ 238,21/MWh	122
B – Fluxo de caixa 2, tarifa de R\$ 200,00/MWh	124
C – Fluxo de caixa 3, tarifa de R\$ 180,00/MWh	126
D - Fluxo de caixa 4 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, $k = 8,25\%$	128
E – Fluxo de caixa 5 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, $k = 9,50\%$	130
F – Fluxo de caixa 6 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, $k = 10,00\%$	132
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Energia total da fissão de um núcleo de ^{235}U	48
Tabela 2 - Dados técnicos do reator SMART	73
Tabela 3- Reatores em operação por tipo	79
Tabela 4 - Reatores em construção por tipo	80
Tabela 5 - Valores de PBD, VPL e TIR a CMPC = 8,25%.....	110
Tabela 6 - Valores de PBD, VPL e TIR a CMPC = 9,50%.....	111
Tabela 7 - Valores de PBD, VPL e TIR a CMPC = 10,00%.....	112
Tabela 8 - Valores dos <i>Payback</i> das técnicas FCLD e PMT	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Participação das fontes no Brasil.....	20
Figura 2 - Consumo de energia mundial, 1990 a 2040 (em quadrilhões de Btu)	31
Figura 3 - Consumo energético mundial por fontes, 1990 a 2040 (em 10^{15} Btu)	33
Figura 4 - Geração de eletricidade por fonte, 2012 a 2040 (em 10^{12} kWh)	34
Figura 5 - Diagrama esquemático de projeção da demanda de energia.	36
Figura 6 - Alternativas de atendimento a demanda de energia elétrica.	37
Figura 7 - Evolução de demanda total de energia por fonte, 2013 a 2050	38
Figura 8 - Consumo total de eletricidade: PNE 2050 x PNE 2030.....	39
Figura 9 - Geração de eletricidade por tipo de usina, Cenário Básico.....	41
Figura 10 - Participação das fontes por energia elétrica produzida, histórica e projetada, para Centrais de Serviço Público e Autoprodutores, Cenário Básico	42
Figura 11 - Uma possível fissão do ^{235}U	47
Figura 12 - Fusão nuclear do D e T	49
Figura 13 - Desenho esquemático de uma usina PWR.....	53
Figura 14 - Barreiras de segurança de um reator PWR	54
Figura 15 - Protótipo do circuito primário CAREM.....	59
Figura 16 - Protótipo do circuito primário SMART	63
Figura 17 - Tubos bobinados do SG	63
Figura 18 - Conjunto típico de combustível 17 x 17	64
Figura 19 - Acoplamento do SMART ao sistema de dessalinização	66
Figura 20 - Desenho dos sistemas de segurança SMART	69
Figura 21 - Atalhos de remoção do calor SMART	70
Figura 22 - Arranjo geral da planta SMART	76
Figura 23 - Distribuição mundial dos 441 reatores em operação por tipo.....	81
Figura 24 - Distribuição mundial dos 65 reatores em construção por tipo	81
Figura 25 - Geração nuclear por país de 2010 a 2014.....	82
Figura 26 - Usinas nucleoeletricas em operação no Brasil - Angra 1 e Angra 2.....	87
Figura 27 - Maquete da usina Angra 3.....	90
Figura 28 - Avaliação econômica durante o Planejamento e Desenvolvimento do Produto .	94
Figura 29 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos) a CMPC= 8,25%	110
Figura 30 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos) a CMPC= 9,50%	111
Figura 31 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos), a CMPC=10,00%	112
Figura 32 - FCLD e PMT acumulados x anos da usina, CMPC = 8,25%.....	116
Figura 33 - FCLD e PMT acumulados x anos da usina, CMPC = 9,5%.....	117
Figura 34 - FCLD acumulados e PMT x anos da usina, CMPC = 10,00 %.....	118

1. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação mundial com a oferta de energia em horizonte de médio a longo prazo tem mobilizado empresas do setor energético a realizarem estudos de projeções de demanda, no Brasil e no mundo (IEO 2016; EPE 2014).

Esses estudos indicam que a demanda energética brasileira deve dobrar até 2050 havendo um significativo aumento da eletricidade; ainda segundo essas pesquisas, o petróleo, seus derivados e a energia hídrica perdem espaço enquanto o gás natural, a biomassa e as energias eólica e nuclear alcançarão maior relevância (EPE 2014; ALVIM *et al*, 2013).

A retomada do planejamento energético nacional na primeira década do século XXI foi impulsionada pela alta dos preços de petróleo e de gás natural seguida pelos efeitos impactantes das mudanças climáticas caracterizadas, principalmente, pelo aquecimento global decorrente das emissões dos gases de efeito estufa (GEE) e, mais recentemente, por dificuldades no aproveitamento hidrelétrico da matriz brasileira (AES 2020; EPE 2016).

De modo geral, a fim de que se evite o risco de uma situação irreversível ao planeta, todos os países “precisam agir, por meio de políticas efetivas no combate ao problema”, segundo o princípio das responsabilidades comuns e diferenciadas do Protocolo de Kyoto, ocorrido no Japão em 1997.

Torna-se urgente e imprescindível, portanto, a união dos esforços na redução do consumo, utilização racional da eletricidade e a inserção expressiva de fontes não poluentes em substituição às fósseis atuais.

O debate energético atual propõe novos modelos, que também atendam às exigências de sustentabilidade e atenuação dos impactos ambientais.

Atualmente 75% da matriz energética brasileira é composta por fontes renováveis das quais quase metade são hidrelétricas. No entanto, os recursos hídricos apresentam incertezas e sazonalidades que vêm se agravando nos últimos anos. Assim, espera-se que as energias alternativas em território nacional devam crescer, havendo projeções de liderança da eólica e solar seguidas pela biomassa e nuclear (DUARTE, 2014; ALVIM *et al*, 2013).

A energia nuclear como fonte de geração elétrica vem sendo gradativamente defendida pelos ambientalistas por ser considerada “limpa” e causar baixo nível de impactos ambientais, contribuindo, assim, para a mitigação dos efeitos climáticos (VICTER, 2014).

O Brasil conta com as vantagens adicionais da abundância de matéria prima (urânio e tório) e o domínio da tecnologia do ciclo de combustível, atualmente aplicada aos reatores de água pressurizada, *Pressure Water Reactor* (PWR), das usinas em funcionamento Angra 1, Angra 2 e, futuramente, Angra 3 (MALTA, 2014).

Os maiores problemas enfrentados, hoje, pela energia nuclear e muito questionados pelas populações de todo mundo referem-se aos altos custos de instalação dos reatores, gerenciamento dos resíduos e riscos de acidentes.

Os reatores nucleares inovadores (ou avançados) surgem em resposta a esses inconvenientes trazendo uma proposta de segurança, eficiência e economia muito superiores aos reatores convencionais.

Suas principais inovações referem-se aos sistemas de segurança passivos e aprimoramentos da tecnologia permitindo maior automação, menos paradas para reabastecimento e menos produção de rejeitos; redução do tempo de construção, retorno mais rápido do capital e uso racional do combustível (SILVA, A.T., 2008).

Dentre os diversos tipos de reatores inovadores atualmente em operação ou sendo pesquisados, destacam-se os de pequeno a médio porte e modulares, os chamados *Small Modular Reactors* (SMR), cuja potência varia entre valores abaixo de 100 e 625 MW (SMR 2017).

O Reator Avançado Modular Integral, *System-Integrated Modular Advanced Reactor* (SMART), desenvolvido pelo Instituto de Pesquisa de Energia Atômica da Coreia, *Korea Atomic Energy Research Institute* (KAERI) é um exemplo desses reatores (IAEA 2007).

Neste trabalho é apresentado o estudo da viabilidade econômica da instalação e operação do reator SMART no Brasil, selecionado por tratar-se de um reator avançado, apresentando diversas vantagens inovadoras, mas também conservando o funcionamento PWR, semelhante aos reatores conhecidos de Angra 1, 2 e 3.

Para esse estudo foram aplicados os critérios de viabilidade econômica Taxa Interna de Retorno (TIR); Valor Presente Líquido (VPL) e *Payback* Descontado (PBD) a três tarifas distintas; também o Valor do Pagamento Periódico (VPP) à uma tarifa e três tipos de captação de recursos; estes últimos geraram os valores das taxas de juros, calculadas por meio do Custo Médio Ponderado de Capital, CMPC (BISCHOFF, 2013; SAMANEZ, 2009).

2. OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO

Este trabalho tem como principais objetivos:

- Demonstrar a necessidade da expansão energética no Brasil e da substituição das atuais fontes de energia, com fundamentação nas projeções de demanda, para horizontes de médio a longo prazo;
- Estudar a viabilidade econômica da implementação do reator nuclear avançado SMART em função de uma suposta demanda;
- Comparar o custo unitário da usina nuclear SMART ao de uma hidrelétrica de igual potência para se ter um parâmetro quantitativo e, a posteriori, comparar os respectivos impactos ambientais em termos qualitativos.

A motivação maior deste trabalho surge da necessidade premente de renovação dos recursos energéticos fósseis no Brasil e no mundo e o desejo de colaborar com as pesquisas que estão sendo realizadas.

Aliada a essa questão, a perspectiva de uma utilização mais eficaz da energia nuclear no Brasil torna-se muito interessante na medida em que se pode aproveitar o potencial disponível de combustível e também a posse da tecnologia, contando ainda com um reator que apresente riscos mínimos de acidentes e, a princípio, seja mais econômico, o que certamente será refletido no bolso do contribuinte.

Os reatores inovadores prometem elevar a geração nuclear a um novo patamar tecnológico e representam um marco científico e histórico.

Espera-se, com isso, estar contribuindo significativamente para a adoção de medidas acertadas na área energética por parte de nossos governantes e dar o exemplo ao mundo.

2.1. Organização da dissertação

O presente trabalho apresenta-se em três blocos principais, que abordam os seguintes assuntos:

- Primeiro (capítulos 4, 5 e 6): a eletricidade como uso primordial da energia no Brasil e no mundo; suas principais fontes, por meio de breve explanação; projeções de demanda energética a médio e longo prazo e consequente evidência da necessidade de expansão e inserção de fontes alternativas às atuais, incluindo a nuclear.

Essa premissa fundamenta e justifica a realização deste estudo.

- Segundo (capítulo 7): a utilização da energia nuclear por meio dos reatores avançados das gerações III⁺ e IV, que possibilitam um significativo ganho em termos de eficiência, segurança e economia; uma revisão bibliográfica da energia nuclear e apresentação do panorama mundial dos reatores utilizados na atualidade; a energia nuclear no Brasil com breve descrição das usinas Angra 1 e 2 e considerações de custos vinculados à futura usina nuclear de Angra 3, posteriormente úteis à avaliação econômica da implementação do reator SMART no Brasil, no que tange ao valor da tarifa-base por fonte nuclear adotada.

Neste bloco também são comentados os principais tipos de reatores, convencionais e inovadores, em atividade ou em desenvolvimento e enfatiza os reatores *Small Modular Reactors* (SMR), que muito bem representam a geração dos reatores inovadores. É apresentado o reator SMART, objeto central deste estudo e a descrição de seus principais aspectos técnicos.

- Terceiro (capítulos 8, 9 e 10): esta parte trata da análise econômica propriamente dita da instalação e operação do reator SMART no Brasil. São apresentados os fundamentos teóricos das análises de viabilidade econômico-financeira de projetos e principais técnicas utilizadas, que embasam a metodologia aplicada no trabalho. Ao final deste terceiro bloco são demonstrados os cálculos realizados, resultados, discussões e conclusões.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica apresentada neste trabalho leva em consideração três vertentes cruciais a serem estudadas: a primeira é a questão energética e sua consequente análise das projeções de demanda; a segunda trata da utilização da energia nuclear como alternativa possível, avaliando-se os diferentes tipos de reatores de interesse na atualidade e, por último, a realização da análise econômica, resultante da escolha apropriada de uma instalação de geração termonuclear, inserida no contexto da demanda energética no Brasil.

No primeiro bloco, no tocante às alternativas atuais de energia utilizadas no Brasil, destacam-se referências como os estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica” (EPE 2016) e “Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015” (PDEE 2006-2015), que descrevem os aspectos mais importantes dessas fontes, com destaque à hidroeletricidade, principal fonte de geração elétrica há décadas no Brasil.

E, quanto às projeções de demanda energética, há referências como “*International Energy Outlook 2016*” (IEO 2016) na análise das projeções internacionais, no período entre 2012 a 2040 e, em termos nacionais: “Demanda de Energia 2050/Série Estudos da Demanda de Energia, Nota técnica DEA 13/14” da EPE (EPE 2014) e “Projeção das energias primárias na geração de eletricidade com avaliação da demanda e oferta de energia, em horizonte de médio prazo (2020), longo prazo (2035) e muito longo prazo (2060)” de Alvim *et al.*, Revista Economia e Energia, 2013.

Esses estudos demonstram a crescente demanda energética nas próximas décadas em todo o planeta incluindo o Brasil, no qual o consumo deve mais que dobrar entre 2013 e 2050 e mantendo-se o setor elétrico como o mais dinâmico entre todos de energias comercializadas; indicam também o crescimento ou recuo tendencial de cada fonte.

No segundo bloco, em relação aos reatores nucleares inovadores, SMR e SMART, destacam-se os relatórios produzidos pela Agência Internacional de Energia Atômica, *International Atomic Energy Agency* (IAEA) 2006 e 2007: “Status of innovative small and medium sized reactor designs 2005”, Vienna, 2006 e “Status report 77: System-Integrated Modular Advanced Reactor (SMART)”, 2007, respectivamente, que

explicitam o *design*, funcionamento, dados técnicos e alguns custos referentes a esses reatores, o que propiciou o desenvolvimento do estudo da viabilidade econômica. Também o artigo “SMR, Start To a Clean Energy Future/The Economics of Small Modular Reactors” (2017) foi uma importante ferramenta na realização da metodologia deste trabalho, por fornecer informações de custos dos reatores SMR, raramente disponíveis na literatura nuclear.

Para a realização do terceiro bloco, ao estudo dos fundamentos teóricos foram relevantes, entre outras, as referências: “Mercado Financeiro”, Assaf Neto, A. 2015 “Análise de Projetos de Investimentos: Teoria e Questões Comentadas”, Bischoff, L. 2013 e “Elaboração e análise de projetos: a viabilidade econômico-financeira”, Fonseca, J. W. F. 2012, pois explicam conceitos financeiros, métodos de viabilidade e aplicações como, por exemplo, a elaboração dos fluxos de caixa e planilhas Excel a projetos de investimentos.

E, para a aplicação dos métodos ao projeto de implementação da usina de interesse, SMART, foram de fundamental importância referências como: “Cálculo da geração de usinas nucleares”, Ildo Sauer, 2011, que norteou a metodologia; “Elefante branco, os verdadeiros custos da energia nuclear”, Udaeta *et al.*, 2008 (Greenpeace), por fornecer muitos subsídios para o levantamento de custos de uma usina nuclear; também hipóteses de captação de recursos e considerações de premissas, com base na usina de Angra 3. Os relatórios fornecidos pela Eletronuclear, Angra 3, “Custos e Investimentos” e “Dados Técnicos” 2017 complementaram dados de custos e geração de receitas, bem como outros dados obtidos de Borges, 2012.

Por serem três tópicos bastante distintos embora totalmente conectados pelo estudo, a revisão bibliográfica é apresentada nos capítulos a seguir para melhor contextualização e entendimento.

4. ENERGIA

A energia ocupa, hoje, um papel de destaque em todas as sociedades do mundo e é um tema estratégico para qualquer governo pois trata-se de um fator tanto determinante quanto limitante do desenvolvimento social e humano.

Sob esta perspectiva, torna-se necessário fomentar políticas públicas energéticas em todos os níveis, desde a sua geração, passando pelas formas de utilização até a busca por maior eficiência.

A eletrificação tornou-se indispensável, principalmente pelas incontáveis formas de uso, que demandam alta eficiência de geração. Portanto, um ponto fundamental no âmbito das políticas públicas é a escolha de estratégias eficazes e abrangentes no fornecimento da energia.

Para um planejamento energético bem-sucedido é necessário um amplo conhecimento das diversas fontes energéticas passíveis de implementação, levando-se em conta os recursos naturais, tanto renováveis quanto não renováveis, capazes de suprir as necessidades de demanda e deve-se, ainda, considerar a forte tendência mundial da eletrificação descentralizada.

A energia elétrica constitui-se, atualmente, na principal aplicação da geração energética em termos globais (GOLDEMBERG, 2007).

4.1. Eletricidade

A eletricidade, hoje substancialmente presente nas residências e outros setores, tais como o industrial, comercial e iluminação pública, é considerada insumo básico da sociedade.

Este componente energético incorpora um custo, a tarifa, que deve ser arcado pelos consumidores, de acordo com a quantidade utilizada e tipo de consumo.

A tarifa é calculada e regulamentada pelos órgãos competentes e deve obedecer aos critérios legais vigentes no país ou região considerada.

Do ponto de vista econômico, nacional e internacionalmente, os planejamentos energéticos devem vincular-se aos do setor elétrico e abranger estratégias de otimização do lado da oferta, tanto da geração quanto da transmissão e distribuição;

estes devem atender à demanda e buscar a minimização dos custos a níveis compatíveis de confiabilidade e qualidade dos serviços.

Por isso, a eficiência no uso da energia apresenta-se como um importante vetor de contribuição à segurança energética, competitividade econômica, modicidade tarifária e redução das emissões de GEE (EPE/DE 2012).

4.2. Fontes de energia

A energia disponível ao homem na superfície terrestre origina-se das seguintes fontes: radiação solar, marés provenientes da energia gravitacional do Sistema Lua-Terra-Sol e nuclear, que possibilitaram outras formas de energia.

Com exceção da nuclear, considerada fóssil, as outras fontes citadas são renováveis.

Em termos mundiais, a existência de uma determinada fonte de energia não é suficiente para garantir sua aplicação prática. São exemplos solar e eólica que, apesar de renováveis, carecem de aperfeiçoamentos tecnológicos para sua adequada aplicação (GOLDEMBERG, 2007).

Subclassificação das fontes

As principais fontes energéticas subdividem-se nas seguintes categorias:

Convencionais: Perfazem este grupo, as fontes cuja tecnologia está completamente desenvolvida a custos aceitáveis pelos padrões de consumo. Dentre as fósseis encontram-se o petróleo e derivados, gás natural e carvão e, dentre as renováveis, hidrelétricas e biomassa.

Não convencionais: Compõem este grupo, as fontes cuja tecnologia já está demonstrada, mas ainda apresentam problemas de aceitação pública, seja por razões econômicas, de segurança ou logísticas. Dentre as fósseis estão o xisto betuminoso e a fissão nuclear e dentre as renováveis estão as marés, eólica, ondas, geotérmica e solar, tanto para produção de calor quanto de eletricidade.

Exóticas: São aquelas cuja tecnologia ainda não está efetivada e, por isso, os custos e sua aceitação pela sociedade não podem ser avaliados.

Inserem-se neste grupo a fusão nuclear (fóssil) e o calor dos oceanos (renovável) (GOLDEMBERG, 2007).

4.2.1. Fontes energéticas no Brasil

No Brasil, as fontes em operação compreendem, em ordem decrescente de utilização: as hidrelétricas (66.97%), termelétricas a gás natural (10,97%), biomassa (9.19%), petróleo e derivados (5.87%), eólica e outras renováveis (2.88%), carvão mineral (2.59%) e nuclear (1.53%), segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A Figura 1 mostra os percentuais de uso das fontes energéticas no Brasil

Figura 1 - Participação das fontes no Brasil

Fonte: BIG/ANEEL, 2014.

4.2.1.1. Hidroeletricidade

A hidroeletricidade é um recurso renovável independente de combustível para operar bastando a ação da gravidade e da luz natural; no panorama mundial é uma tecnologia de geração consolidada e economicamente competitiva.

No Brasil, tem sido a principal fonte de geração elétrica há muitas décadas e é possível que as usinas sejam construídas atendendo aos requisitos do desenvolvimento sustentável, graças às exigentes legislações ambientais do país (PDEE 2006-2015).

Apesar da abundância em território brasileiro, os recursos hídricos apresentam incertezas e sazonalidades e, para mitigar esses efeitos, assim como para explorar as diferenças dos regimes de chuvas, as usinas hidrelétricas são construídas com reservatórios de acumulação interligados regionalmente e operam com parque gerador termelétrico em regime complementar.

Destaca-se a realização dos estudos da Avaliação Ambiental Integrada, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem como objetivos identificar e avaliar os efeitos associados e cumulativos dos impactos ambientais causados pelos aproveitamentos das bacias hidrográficas brasileiras.

Os custos de investimentos das usinas termelétricas são inferiores aos das hidrelétricas, mas o custo médio de produção elétrica ao longo da vida útil de uma termelétrica será elevado, se operar na base, pois inclui o custo de combustível. Mas se estiver inserida em um parque gerador predominantemente hídrico, sua geração será, na maior parte do tempo, definida em seu mínimo operativo e complementar. Então, a médio e longo prazo, o custo da geração combinada será economicamente vantajoso e o atendimento à demanda, mais confiável (EPE 2016).

4.2.1.2. Termoeletricidade a gás natural

O gás natural representa uma alternativa menos poluente quando comparada aos combustíveis carvão e óleo. Este foi o recurso de energia primária de maior crescimento percentual das últimas décadas.

O incremento do gás natural trouxe benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN), tanto em termos de garantia do suprimento quanto de contribuição à

estabilidade do sistema, visto que as termelétricas a gás natural podem ser instaladas próximas ou nos centros de carga, atuando na estabilização dos níveis de tensão. O avanço do gás natural contribui com o meio-ambiente promovendo o recuo dos combustíveis fósseis líquidos, principalmente nas regiões industriais de grande concentração urbana ou da inserção acentuada de veículos automotivos a gás; também melhora os processos e produtos de segmentos industriais que necessitam da geração mais limpa e eficiente de energia. Além disso, a sua facilidade de transporte e manuseio por meio dos gasodutos colabora com a redução do tráfego de caminhões transportadores e evita a estocagem e os riscos decorrentes do armazenamento. No entanto, em termos de oferta, o Brasil tem enfrentado períodos de escassez.

A indústria da cogeração do gás natural produzindo, ao mesmo tempo, eletricidade e energia térmica (calor ou frio) vem se desenvolvendo em todo mundo. As centrais de cogeração, geralmente, são instaladas nos locais de uso final da energia, por empresas ou investidores que operam em regime de terceirização para produzir sua própria energia térmica.

Por ser um combustível de queima constante, o gás natural propicia maior eficiência no processo industrial; não gera resíduos tóxicos, atenua o desgaste dos equipamentos e também oferece maior segurança em relação a outros gases, por dissipar-se rapidamente na atmosfera (PDEE 2006-2015).

4.2.1.3. Termeletricidade a biomassa

O Brasil conta com um significativo potencial termelétrico de biomassa, a chamada "bioeletricidade", cuja principal matéria-prima são os resíduos da indústria sucroalcooleira, especialmente o bagaço da cana-de-açúcar, que representa 90% do total da bioeletricidade e 8% da geração elétrica nacional (BEN 2015).

Essa atividade é considerada limpa e renovável, causa poucos impactos ambientais; apresenta custos relativamente baixos tanto de produção quanto de manutenção e é realizada por meio de tecnologia conhecida e dominada, podendo ser disponibilizada em prazos curtos e com equipamentos nacionais.

Observa-se a gradual inserção da biomassa na matriz energética de maneira competitiva a partir da criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004, que

estabeleceu as regras para o seu cadastramento e habilitação técnica nos leilões de energia, além de favorecer a formulação de um preço teto às usinas brasileiras (EPE 2015).

Aliados aos leilões também contribuíram para o crescimento da biomassa, os incentivos governamentais e linhas de crédito diferenciadas.

As condições climáticas e de solo favorecem o desenvolvimento dos resíduos de cana-de-açúcar e, embora a oferta desse recurso seja sazonal, seu período natural de safra coincide com o de estiagem da região centro-sul, podendo se tornar complementar à matriz hidráulica.

Existe um significativo teor da biomassa no país, capaz de garantir o suprimento energético de 500 MW médios por ano ao SIN, que se concentra 80% na região SE-CO e 20% na região N-NE (PDEE 2006-2015).

Etanol e biodiesel

O etanol e o biodiesel, compostos orgânicos competitivos, utilizados principalmente no setor de transportes, tendem a substituir parcialmente os combustíveis fósseis líquidos (EPE 2016).

Os estudos relativos ao etanol e biodiesel da EPE são de responsabilidade da Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis da Diretoria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (SDB/DPG) e incluem as seguintes projeções: demanda total e exportação de etanol, oferta brasileira de etanol e biodiesel, análise da logística de transportes e infraestrutura de escoamento da produção desses biocombustíveis, junto aos Planos Decenais e Nacionais (EPE 2015).

4.2.1.4. Termelétricidade a carvão

De maneira geral, todas as unidades termelétricas fósseis são altamente intensivas em recursos naturais, principalmente água, e emitem elevadas taxas de gases poluentes por unidade de energia gerada.

Esses recursos são os mais impactados pelos empreendimentos termelétricos. As unidades de ciclo aberto são especialmente atingidas, devido à utilização de

grandes volumes e reposição a temperaturas superiores às de entrada, comprometendo gravemente a biodiversidade local.

Também a qualidade do ar do entorno da termelétrica fica prejudicada, devido a uma maior concentração dos GEE (EPE 2016).

Mas, em empreendimentos a carvão, esses efeitos são ampliados; a extração do minério a partir de minas subterrâneas do carvão acarreta sérios problemas ambientais como erosão, desertificação e desmatamentos. Além disso, as reservas carboníferas do Brasil apresentam baixa qualidade de poder calorífico e alto teor de cinzas (acima de 50%) e enxofre (acima de 1,5%), elevando as taxas de emissões de poluentes atmosféricos, comparativamente a instalações semelhantes em outros países (PDEE 2006-2015).

O Brasil possui importantes reservas de carvão mineral, cerca de 32 bilhões de toneladas, das quais 89% estão localizadas no Rio Grande do Sul (BEN 2006).

4.2.1.5. Termeletricidade a petróleo e derivados

O petróleo ocorre nas bacias sedimentares que apresentam formações geológicas de larga espessura. Os impactos ambientais são característicos das construções de grande porte, que rompem o equilíbrio natural e afetam a fauna e a flora podendo, ainda, contaminar o ambiente com gases tóxicos, vazamentos de solventes orgânicos, emissões de calor e riscos de explosões.

A industrialização do petróleo no Brasil iniciou-se na década de 50 com a criação da Petrobrás, que detém ainda hoje o monopólio da pesquisa, prospecção, refino e transporte do petróleo, estendido à comercialização e importação em 1963 (TUNDISI, 2014).

Em 2012 foi instituída a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares (AAAS) de abrangência nacional, que é um processo baseado em estudo multidisciplinar utilizado pelo Ministério das Minas e Energia (MME) e Ministério do Meio Ambiente (MMA); seu principal instrumento é o Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS), que analisa uma determinada área sedimentar, considerando os recursos de petróleo e gás natural potencialmente existentes e as condições e características

socioambientais em função dos impactos ambientais associados às atividades petrolíferas.

Em 2013, a EPE/MME integrada à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), intensificou o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) criado em 2005, envolvendo perspectivas geológicas e econômicas por meio da análise de *plays* exploratórios e elaboração de mapas para representar a importância petrolífera da área considerada para vários argumentos (EPE 2015).

Atualmente, o Brasil conta com 17 refinarias espalhadas por toda plataforma territorial e continental, dentre as quais 13 pertencem à Petrobrás e respondem por 98% do petróleo refinado no Brasil (PETROBRÁS 2017).

O Pré-sal, descoberto no Campo de Tupi na Bacia de Santos, em 2007, é um dos maiores poços petrolíferos brasileiros; a Petrobrás estima o volume de petróleo dessa área, na ordem de 5 a 8 bilhões de Barris de Óleo Equivalente (BOE), o que deve colocar o Brasil, a médio prazo, entre os principais países produtores e exportadores de petróleo e gás natural do mundo (EPE 2015).

4.2.1.6. Eólica e outras renováveis

A energia eólica vem se desenvolvendo de forma gradual, mas decisiva na matriz brasileira, em conformidade com a diretriz do Governo Federal da “diversificação da matriz energética e valorização das características e potencialidades regionais na formulação e implementação de políticas energéticas” (PDEE 2006-2015).

O aproveitamento do potencial eólico brasileiro vem sendo pesquisado desde a década de 70 e, embora ainda baixo, prevê-se um aumento significativo nos próximos anos, chegando a 11,6% da capacidade instalada em 2024 e sendo indicada como fonte complementar à matriz hidráulica (PDE 2024).

O Atlas do Potencial Eólico, publicado pelo MME em 2001, revelou a existência de áreas com regimes médios de ventos adequados à instalação de parques eólicos, prioritariamente nas regiões Nordeste (144 TWh/ano), Sul e Sudeste (96 TWh/ano).

Na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), foram contratados 54 empreendimentos de energia eólica, totalizando uma potência de 1493 MW.

A EPE estabeleceu também para a eólica, regras de cadastramento e habilitação técnica nos leilões de energia que se iniciaram em 2009 e colaborou na formulação de um preço-teto adequado à atividade.

As últimas eólicas atingiram, em 2015, mais de 14000 GW de capacidade instalada contratada (EPE 2015).

Energia Solar

Os sistemas passivos de captação de energia solar otimizam a energia disponível pela radiação solar e emissão de energia da própria Terra devido ao calor absorvido, sendo bastante utilizados em construções arquitetônicas e também na agricultura com a construção de estufas ou casas de vegetação, entre outras aplicações; esses sistemas aumentam a absorção de calor e reduzem as perdas.

As células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores que absorvem fótons e geram cargas elétricas positivas e negativas, produzindo eletricidade na presença de um campo elétrico; convertem, portanto, a radiação solar diretamente em eletricidade.

Os custos da energia solar são altos quando comparados aos métodos convencionais, mas o desenvolvimento tecnológico deverá levar a um barateamento dos processos de produção nos próximos anos.

Nas centrais térmicas, o aquecimento ocorre pela captação da radiação solar e transferência aos fluidos de uso doméstico e industrial ou para a transformação do calor em outro tipo de energia (TUNDISI, 2014).

Os impactos ambientais e riscos ocupacionais dos sistemas fotovoltaicos são praticamente nulos (GOLDEMBERG, 2007; EPE 2016).

As usinas solares, assim como as eólicas, vêm penetrando gradualmente a matriz energética nacional. De maneira análoga às eólicas e biomassa, a EPE tem se mobilizado no sentido de criar as bases de inserção da energia solar no mercado: aumentando sua participação nos leilões; publicando as instruções de cadastramento e modelos de contratação; formulando um preço-teto adequado; agregando-se a

associações setoriais, empreendedores, pesquisadores e outros agentes para consolidar o conhecimento técnico na área solar e elaborando políticas e avaliações de projetos.

Nesse aspecto, a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) apoia a EPE, conforme o acordo de cooperação Brasil-Alemanha na área energética (EPE 2015).

Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)

As PCH possuem potência elétrica instalada entre 1.000 a 30.000 KW, com reservatórios de área inferiores a 3 Km² para a cheia centenária (que ocorre com períodos de retorno de 10 a 100 anos).

Do ponto de vista ecológico, causam um baixo índice de impactos ambientais e do ponto de vista econômico e legal, requerem menor volume de investimentos, prazos mais curtos de maturação e tratamento de regulação diferenciado; exemplos: dispensa de licitação para obtenção da concessão bastando a autorização da ANEEL para o empreendedor; isenção de pagamento de Uso do Bem Público (UBP), taxas de compensação financeira dos estados e municípios e outras isenções fiscais.

Por todas essas características, as PCH tornaram-se opções atrativas ao empreendedor.

Segundo dados da EPE, as PCH no Brasil, em 2015, contribuíram com aproximadamente 1300 MW ao SIN, sendo o estado de Minas Gerais o de maior concentração, com quase 400 MW.

A Lei 10438/2002 criou o PROINFA com o principal objetivo de alavancar a participação da energia elétrica produzida por fontes eólicas, PCH e biomassa no SIN e estabeleceu metas de crescimento da participação dessas fontes na matriz energética nacional (PDEE 2006-2015).

4.2.1.7. Energia Nuclear

Atualmente, a energia nuclear é a quarta maior fonte geradora de eletricidade no mundo depois do carvão, gás natural e hidroeletricidade.

Existem, hoje, 442 reatores nucleares em operação em 30 países e 66 reatores em construção em nações como China, EUA, Rússia e membros da União Europeia (IAEA 2016).

O Brasil possui a sexta maior reserva de urânio do planeta com somente um terço de seu território prospectado e também de tório e detém o domínio da tecnologia do ciclo de combustível, condição privilegiada de poucos países do mundo (MALTA, 2014).

Apesar disso, a indústria nuclear no Brasil tem crescido pouco, em parte devido a um planejamento mais diretamente voltado à expansão das fontes renováveis e também pela resistência e conhecimento precário da sociedade quanto aos riscos e benefícios da energia nuclear, além das dificuldades regulatórias encontradas por empresas privadas para o financiamento de novas usinas.

Considerando apenas para fins pacíficos, a geração nuclear apresenta como principais pontos favoráveis: não contribuir com a emissão GEE ao planeta, utilizar pequenas áreas para sua instalação, causar baixo nível de impactos ambientais e independer de sazonalidades climáticas; particularizando para o Brasil, dispor de grande teor de combustível e conhecer bem a tecnologia.

E como pontos desfavoráveis: armazenar rejeitos em locais isolados e protegidos; incorrer em riscos de acidentes, contaminação radioativa e proliferação bélica; isolar as centrais após o seu encerramento e apresentar custos relativamente altos (FGV 2016; SILVA, A. T., 2008).

5. PROJEÇÕES DE DEMANDA ENERGÉTICA

As projeções energéticas representam um importante instrumento de previsão das futuras demandas globais, por classe e setorial, enfatizando a eletricidade. Avaliam incertezas, servem de diretrizes e antecipam possíveis inovações e eventos que possam produzir mudanças significativas na sociedade e em suas relações com a energia.

Essas modificações podem ser de natureza tecnológica ou econômica, decorrentes de novos hábitos sociais ou devido a diferentes recursos energéticos que se disponibilizem durante o horizonte considerado.

Além disso, apontam tendências que geram oportunidades e podem sinalizar a necessidade de um posicionamento estratégico no longo prazo e planos de ação no curto prazo (EPE 2014).

A construção dos cenários macroeconômicos é o ponto de partida dos estudos de mercado da energia elétrica, devido à forte inter-relação da demanda e do desempenho da economia. Definidos os cenários, podem-se quantificar as correspondentes trajetórias plausíveis para o crescimento econômico de um país ou região.

Os modelos utilizados são representações simplificadas da complexa estrutura do mercado energético, que abrange leis, regulamentações e comportamentos, tanto do produtor quanto do consumidor (EPE/Relatório 2005-2015).

O presente trabalho apoiou-se nos estudos correspondentes às seguintes referências bibliográficas:

- *International Energy Outlook 2016*, “IEO 2016”;
- EPE 2014– Demanda de Energia 2050, “DE 2050”;
- ALVIM *et al.*, 2013. Projeção das energias primárias e geração da eletricidade em cenários de médio prazo, 2020; longo prazo, 2035 e muito longo prazo, 2060, “Energias 20, 35 e 60”.

5.1. IEO 2016

International Energy Outlook 2016, IEO 2016, documento elaborado pela U.S. *Energy Information Administration* (EIA), agência de análises estatísticas ligadas ao

U.S. Department of Energy, apresenta projeções do mercado energético internacional correspondente ao período de 2012 a 2040.

As projeções do IEO 2016 representam diretrizes para os mais diversos setores; públicos e privados, agências federais, estaduais e todas as associações comerciais ligadas ao ramo energético, que necessitem de planejamentos ou tomadas de decisões.

As projeções do IEO 2016 estão divididas entre os países-membros da Organização de Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD), “*OECD*”, e os não membros, “*não OECD*”.

Países OECD

Nesse grupo estão incluídos os três seguintes subgrupos:

América (Estados Unidos, Canadá e México/Chile), Europa e Ásia (Japão, Coreia do Sul e Austrália/Nova Zelândia).

Países não OECD

Nesse grupo estão incluídos cinco subgrupos:

Europa, Eurásia (inclusive Rússia); Ásia (China e Índia); Meio Leste; África e América (inclusive Brasil).

5.1.1. Metodologia

Os estudos do IEO 2016 abordam exclusivamente a energia de mercado, desconsiderando, portanto, os recursos energéticos que não são comercializados, embora estes ainda desempenhem importante papel na economia de muitos países.

As projeções do IEO 2016 são elaboradas por especialistas que consideram diversas variáveis implícitas na macroeconomia dos países e que estão fortemente atreladas ao mercado energético. Entre outras, as legislações e regulações existentes representam importante ferramenta para o IEO 2016, na medida em que refletem os efeitos das políticas públicas adotadas.

Os analistas procuram interpretar os possíveis efeitos decorrentes de iniciativas das políticas escolhidas e os objetivos a que se propõem, bastante complexos, na maioria dos casos. São adotados diferentes parâmetros e métodos para cenários

específicos; diversos itens são considerados; entre outros, as tendências demográficas e tecnológicas, em função de novos hábitos e tecnologias; exemplo são as provenientes do incremento de fontes renováveis; também mobilidades sociais e urbanas são previstas, como é o caso da migração social, de áreas centrais urbanas para periféricas e rurais.

O EIA 2016 explora os efeitos de adoções alternativas dos cenários com diferentes taxas de crescimento econômico e variações de preços no mercado internacional (combustíveis, por exemplo). E considera que as legislações e regulações dos países permanecem constantes no decorrer do período estimado.

5.1.2. Pontos relevantes

O gráfico da Figura 2 prevê um aumento de 48% no consumo mundial de energia entre 2012 a 2040, passando de 549 quadrilhões de Btu em 2012 para 629 quadrilhões de Btu em 2020 e para 815 quadrilhões de Btu em 2040.

Btu = *British thermal unit* (unidade térmica britânica).

Figura 2 - Consumo de energia mundial, 1990 a 2040 (em quadrilhões de Btu)

Fonte: EIA/ IEO 2016, 2016.

A Figura 2 não considera os efeitos do Projeto de Regulação *Clean Power Plan* (CPP) recentemente finalizado nos Estados Unidos. Uma análise preliminar do CPP demonstra uma redução de 21% (em torno de $4,0 \cdot 10^{15}$ Btu) no consumo

estadunidense de carvão em 2020 e 24% (quase $5,0 \cdot 10^{15}$ Btu) em 2040; o CPP prevê também um aumento em torno de 7% das energias renováveis em 2020 (aproximadamente $1,0 \cdot 10^{15}$ Btu) em 2020 e 37% (quase $4,0 \cdot 10^{15}$ Btu) em 2040.

Grande parte desse crescimento ocorre em países não OECD, nos quais observa-se uma maior aceleração da demanda no longo prazo; em países OECD o aumento é significativamente menor (em torno de 18%).

O gráfico da Figura 3 projeta um aumento no consumo da energia total mundial por fontes, de 1990 até 2040. As fontes renováveis terão o crescimento mais rápido no período de 2012 a 2040, perfazendo uma média de 2,6% ao ano e a energia nuclear terá o segundo crescimento mais rápido no mesmo período, em torno de 2,3% ao ano¹.

Mesmo com as atuais políticas e regulamentações que limitam o uso de combustíveis fósseis, esses continuam a crescer, representando 78% do consumo global total (combustíveis líquidos, gás natural e carvão) até 2040, sendo o gás natural a parcela de crescimento mais rápido, em torno de 1,9% ao ano.

O uso do carvão apresenta aumento mais acelerado que do petróleo e outros combustíveis líquidos até 2020 e tende a crescer muito pouco até 2040; o IEO 2016 estima em 0,6% o crescimento médio anual do carvão, de 2012 a 2040.

¹ As linhas pontilhadas mostram os efeitos projetados do CPP.

Figura 3 - Consumo energético mundial por fontes, 1990 a 2040 (em 10^{15} Btu)

Fonte: EIA/ IEO 2016, 2016.

De acordo com o IEO 2016, a geração de eletricidade no planeta cresce em torno de 69%, a partir de $2,16 \cdot 10^{13}$ KWh em 2012 a $2,58 \cdot 10^{13}$ KWh em 2020 e a $3,65 \cdot 10^{13}$ KWh em 2040. O setor elétrico se mantém entre os mais dinâmicos de crescimento entre todos de energias comercializadas.

A Figura 4 mostra o contínuo aumento da geração de eletricidade mundial no período entre 2012 e 2040, por meio dos recursos: renováveis, carvão, gás natural, nuclear e petróleo. Os renováveis (incluindo as hidrelétricas) são os que apresentam crescimento mais rápido, em torno de 2,9% ao ano. Outras fontes renováveis, não hidrelétricas, têm rápido crescimento anual, tanto nas regiões OECD quanto nas não OECD; após essas, seguem o gás natural (2,7%) e a nuclear (2,4%).

E observa-se um declínio do carvão, de 40% do total de geração elétrica em 2012, para 29% em 2040. A participação dos combustíveis líquidos também decai.

Figura 4 - Geração de eletricidade por fonte, 2012 a 2040 (em 10^{12} kWh)

Fonte: EIA/ IEO 2016, 2016.

5.2. DE 2050

O estudo Demanda de Energia 2050/Nota Técnica DEA 13/14 da Série Estudos da Demanda de Energia é o segundo documento de uma série de cinco que compõem o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050); nesse estudo são apresentadas as evoluções das demandas dos energéticos, de 2013 até 2050 no Brasil. O DE 2050 procura apreender o efeito das diversas incertezas inerentes a cenários de longo prazo e reforça a importância da eficiência energética para a redução da demanda e dos impactos ambientais decorrentes de novos projetos.

5.2.1. Metodologia

O DE 2050 adota os seguintes procedimentos básicos:

- Análise macroeconômica das variáveis e fatores ligados a decisões políticas e ao setor energético: cenários econômicos (com base no PIB e estrutura industrial, nacionais e internacionais); cenários demográficos (com base nas taxas de: crescimento populacional, habitantes/domicílio; urbanização,

regionalização e outras) e consideração de premissas, tais como modos de uso da energia, indicadores de consumo, hipóteses de conservação, substituição de energéticos, apropriação de bens e equipamentos, evolução automotiva e cenários tecnológicos;

- Detalhamento (*bottom-up*) e desarticulação entre demanda por uso/segmento e por serviço;
- Obtenção da energia final a partir da energia útil e dos rendimentos de conversão útil em final, para cada modo de utilização.

Nas projeções preliminares são considerados parâmetros de controle tais como a elasticidade do consumo global e elétrico; intensidade elétrica, consumos *per capita* e comparações internacionais.

As incertezas a longo prazo, que podem impactar a demanda e, conseqüentemente, as estratégias futuras de expansão do setor energético brasileiro estão, principalmente, associadas aos seguintes aspectos:

- Papel do consumidor final como agente do mercado de energia, ainda que inclusa a eficiência, e também como gerador de sua própria energia, no caso da geração distribuída (autoprodutores);
- Evolução do padrão futuro de mobilidade nas cidades brasileiras;
- Transformação modal do transporte de cargas, fortemente atrelada aos investimentos demandados;
- Inserção de novas tecnologias nos setores: industrial, transportes e residencial; exemplos: eletrificação da matriz de veículos, uso de fontes renováveis na produção industrial e equipamentos de uso final nas residências;
- Dinâmica da incorporação de novos consumidores brasileiros, considerando o crescimento populacional e renda *per capita*;
- Evolução do perfil das edificações brasileiras;
- Competitividade relativa dos energéticos.

O tratamento das incertezas e dos parâmetros intrínsecos a cada setor da economia é realizado por meio de modelagem específica setorial. A análise empregada, por sua vez, gera resultados por fonte energética, que são agregados para compor o consumo total, incluindo o uso dos não energéticos.

A metodologia pode ser visualizada por meio da Figura 5.

Figura 5 - Diagrama esquemático de projeção da demanda de energia.

Fonte: Elaboração EPE, 2014.

Os cenários econômicos de longo prazo representam os principais insumos de informação ao processo de estimativa da demanda energética.

A elaboração dos cenários de atividades setoriais tais como agropecuária, serviços e indústria, infraestrutura e mobilidade, permite a modelagem setorial específica e consequente avaliação da demanda por fonte e por setor.

As perspectivas de autoprodução elétrica nestes setores de consumo, como geração distribuída e biogás, por exemplo, também participam do processo e deverão compor os requisitos de demanda que o sistema energético deverá atender a longo prazo (Figura 6).

Figura 6 - Alternativas de atendimento a demanda de energia elétrica.

Fonte: Elaboração EPE, 2014.

5.2.2. Pontos relevantes

No período de 2013 a 2050, estima-se que a demanda brasileira total de energia aumente mais do que o dobro do valor inicial.

Destaca-se o avanço do gás natural e eletricidade, bem como a redução de derivados de petróleo, lenha e carvão vegetal.

A Figura 7, a seguir, mostra a evolução da demanda total de energia por energéticos no Brasil, desde 2013 até 2050.

Figura 7 - Evolução de demanda total de energia por fonte, 2013 a 2050

Fonte: Elaboração EPE, 2014.

Os resultados refletem a crescente penetração do gás natural na matriz energética e o recuo do consumo de derivados do petróleo na indústria e residências; essa redução também se deve à penetração de biocombustíveis no setor de transportes, especialmente o etanol. Em termos de setores, destaca-se o aumento da parcela do setor comercial, refletindo sua crescente participação na economia e também o uso não energético.

A participação do setor de transportes e residencial apresenta retração. Salienta-se a alteração estrutural da matriz de transportes e a penetração dos veículos híbridos e elétricos, que propiciam ganhos de eficiência energética. No setor residencial, colaboram para sua redução, fatores tais como substituição da lenha por gás natural, ganhos de eficiência energética na iluminação e uso da energia solar para aquecimento térmico.

A Figura 8 mostra o crescimento do consumo total de energia elétrica a ser atendido pelo SIN até 2050 e compara com a projeção do PNE 2030 até 2030 (PNE 2030; PNE 2050); o cenário macroeconômico 2030 já previa uma crise financeira internacional, em função dos *déficits* americanos, porém de menores proporções que efetivamente ocorreu a partir de 2008; por isso, projetou um crescimento superior ao

do PNE 2050. A crise teve um forte impacto na produção industrial e no consumo total de eletricidade, não só no Brasil, mas no mundo todo.

Figura 8 - Consumo total de eletricidade: PNE 2050 x PNE 2030

Fonte: Elaboração EPE, 2014.

5.3. Energias 20, 35 e 60

Nesse estudo, estima-se a demanda global de energia e a participação da eletricidade em cenários de médio (2020), longo prazo (2035) e muito longo prazo (2060) no Brasil.

As participações de diferentes energias primárias também são avaliadas em função de sua disponibilidade.

O “Cenário Básico” é uma extensão do planejamento 2030 para o horizonte até 2060. Foram considerados, principalmente, os Planos Decenal 2020 (PDE 2020) e Nacional de Energia (PNE 2030), fornecidos pela EPE.

O “Cenário Brasil Desenvolvido” em dois níveis, 1 e 2, foi considerado um cenário no qual o Brasil atingiria o desenvolvimento equivalente aos dos países OECD.

5.3.1. Metodologia

Nessa projeção faz-se uma análise de consistência macroeconômica do Brasil e também de outros países, por meio do *software Projetar_e* levando-se em conta fatores delimitativos do crescimento.

Estabelecendo os cenários, hipóteses de evolução setorial e global da razão energia/ PIB (“energia equivalente”) e da participação da eletricidade no consumo energético, projeta-se a demanda como um todo e particulariza-se ao setor elétrico.

Essa abordagem permite que sejam contabilizadas as eficiências relativas às diversas fontes por setor, por meio do cálculo da emissão de GEE.

São considerados os dados históricos disponíveis de produção, transformação e uso da energia em um período de quatro décadas para a projeção das fontes e de seis décadas para a trajetória econômica.

Essas informações permitem demonstrar a capacidade de reação da sociedade brasileira às circunstâncias adversas, tanto de crises quanto de mudanças substanciais; como é o caso, por exemplo, do “choque do petróleo”.

O estudo também considera a evolução histórica de outros países ou regiões significativas, procurando identificar as causas de suas escolhas energéticas e fatores, na maioria, estratégicos, a elas associados.

A transposição da demanda para a capacidade de geração a ser instalada foi realizada por meio da extrapolação do Fator de Capacidade, FC, para o conjunto de recursos (centrais) e individualmente para cada tipo, utilizando-se o processo iterativo e ajuste das curvas. A extrapolação e evolução do FC, para cada tipo de central, utiliza os dados de comportamento histórico no Brasil e valores médios de centrais no exterior.

Definidos os fatores de capacidade chega-se à participação de cada central na capacidade instalada.

As parcelas da maioria dos tipos de centrais na capacidade instalada foram calculadas com base em frações exógenas próximas do real encontradas na literatura. Exemplo: para a capacidade hidráulica, supõe-se um aproveitamento de 80% em relação ao potencial total.

As parcelas ao longo do tempo foram definidas a partir do acoplamento dos dados históricos a um valor exógeno para 2060.

Nesses ajustes procurou-se adequar as formas das curvas às previsões do Plano Decenal.

5.3.2. Pontos relevantes

Considerou-se apenas os resultados do Cenário Básico para representar um cenário de expectativa elementar.

Segundo o estudo, para este cenário, quatro tipos de centrais atenderiam a demanda do Serviço Público: hídricas, nucleares, outras renováveis (eólica e fotovoltaica) e térmicas convencionais.

Para as térmicas, foi projetada a distribuição da geração por combustíveis fósseis. A parcela da biomassa e das pequenas centrais hidrelétricas (PCH), muito pequena, foi considerada nos Autoprodutores.

As curvas correspondentes à demanda elétrica decenal em Centrais do Serviço Público estão delineadas na Figura 9 abaixo.

Figura 9 - Geração de eletricidade por tipo de usina, Cenário Básico.

Fonte: Energias 20, 35 e 60, 2013.

A introdução de usinas de geração eólica, atualmente limitada, tenderá a reduzir o FC, mas seu efeito ainda é imperceptível nos valores médios por país. No Brasil, a sazonalidade da eólica é complementar à hídrica, mas existe uma forte variabilidade ao longo do dia. Essas variações diárias também são observadas na fotovoltaica, pois essas fontes são condicionadas a fatores climáticos instáveis.

A Figura 10 mostra que a parcela de fontes fósseis, excetuando-se a nuclear, é mantida abaixo de 20% durante mais de trinta anos, o que asseguraria uma baixa emissão GEE por kWh.

Figura 10 - Participação das fontes por energia elétrica produzida, histórica e projetada, para Centrais de Serviço Público e Autoprodutores, Cenário Básico

Fonte: Energias 20, 35 e 60, 2013.

6. FUNDAMENTAÇÃO TEORICA

O estudo realizado, através da revisão bibliográfica, sobre as diversas fontes energéticas brasileiras possibilitou obter-se uma visão ampla da realidade nacional em termos de política energética. Esta visão, somada ao estudo pormenorizado das projeções de demanda, permitiu que considerações essenciais para a realização do estudo da viabilidade econômica de uma instalação nuclear fossem elencadas, como seguem abaixo:

1- O cenário energético mundial de longo prazo, 2012 a 2040, inclusos os países OECD e não OECD, mostra que a demanda total deve crescer em torno de 50% e a eletricidade em 70% (Figuras 2 e 4), mantendo-se esta, entre os setores mais dinâmicos. Ressalta-se que, dentre as energias limpas, a nuclear ocupa o segundo lugar no quesito rapidez de crescimento (2,3% ao ano), destacando-se a fósil gás natural, com 1.9% ao ano (Figura 3).

E espera-se a participação de 71% dos países não OECD, que incluem o Brasil, no consumo total energético, até 2040 (IEO 2016).

2- Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a principal fonte de geração elétrica no Brasil é a hidroeletricidade. O ONS observa também que desde 1990 não entraram em operação novas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual, ou seja, aquelas com capacidade instalada maior do que 30 MW e área acima de 3 Km².

Segundo o Plano de Operação Energética (PEN) da ONS 2014 a perda da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas, mediante o crescimento de carga, oferece riscos de *déficit* e impacta os custos marginais de operação, CMO², cabendo às térmicas cumprirem o papel complementar.

Após a crise hídrica de 2013 e consequente intensidade operacional das térmicas, a modicidade tarifária ficou comprometida, os custos com manutenção e operação dos agentes elevou-se e a confiabilidade dos equipamentos diminuiu (FGV 2016).

² Cmo = Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

A evolução da matriz energética brasileira deverá manter a tendência de expansão hidrelétrica com baixa ou nenhuma regularização plurianual e crescente inserção de fontes intermitentes.

3- De acordo com o DE 2050, a demanda energética brasileira total deve dobrar, de 2013 a 2050, passando de 267 Tep/ano em 2013 a 605 Tep/ano³ em 2050 (Figura 7), com importante participação do gás natural e da eletricidade, que também deve subir de 16,6% para 23,2% no período considerado.

Espera-se que a energia nuclear, no horizonte de 2010 a 2060, participe em torno de 40%, do total da eletricidade gerada no Serviço Público do Cenário Básico (Figura 10, Energias 20, 35 e 60), acompanhando o crescimento das outras renováveis, biomassa e hidráulica, enquanto o nível das fontes derivados de petróleo e gás natural seja mantido abaixo de 25%.

A política energética de longo prazo deverá considerar a diversidade de fontes térmicas disponíveis para garantir a segurança do suprimento. A biomassa, que enfrenta o problema da sazonalidade das safras e o gás natural, cuja tendência é crescer, não conta ainda com capacidade nacional suficiente para atender a demanda. Nesse contexto, “a geração nuclear pode desempenhar importante papel, por tratar-se de uma fonte térmica de baixo custo e capaz de operar na base, permitindo que os reservatórios das hidrelétricas exerçam como principal função a regulação das fontes renováveis intermitentes” (FGV 2016).

A energia nuclear vem se tornando um consenso cada vez mais presente no debate energético nacional, não só pela abundância de combustível e domínio da tecnologia, mas também pelos benefícios gerados ao meio ambiente, pois contribui com a mitigação dos efeitos climáticos ao planeta e apresenta baixo nível de impactos ambientais (FGV 2016).

Por todos os argumentos apresentados, acredita-se que a opção nuclear seja plenamente justificável para compor a matriz energética brasileira de modo mais consistente nas próximas décadas, complementarmente à hidráulica e outras fósseis.

³ Tep = toneladas de petróleo equivalente.

A fundamentação teórica relacionada à geração termonuclear é apresentada no capítulo 7, onde uma descrição aprofundada sobre os tipos de reatores nucleares e, ainda, sobre as usinas nucleares existentes no Brasil, é pormenorizada.

No capítulo 8 estão os fundamentos teóricos sobre as análises econômico-financeiras que permitem, de maneira efetiva, a realização do estudo da viabilidade econômica para o caso em análise.

7. GERAÇÃO TERMONUCLEAR

Centrais núcleo-elétricas são termelétricas cujo princípio básico é a obtenção de energia térmica por meio da fissão nuclear do combustível, que pode ser físsil (geralmente o ^{235}U enriquecido) ou fértil, podendo este ser convertido em físsil.

Uma central nuclear pode conter vários reatores.

Atualmente, apenas os reatores de fissão são empregados para a produção de energia elétrica comercialmente enquanto os reatores de fusão encontram-se em fase experimental.

7.1. Fissão e fusão nuclear

A energia nuclear é capaz de gerar eletricidade através da fissão ou da fusão nuclear.

A fissão pode ocorrer espontaneamente devido à instabilidade do isótopo ou pela captura de nêutrons, que é a reação desencadeada nos reatores nucleares.

Fissão nuclear espontânea

A fissão nuclear espontânea ocorre em determinados isótopos de urânio, plutônio 239 e elementos de estrutura atômica instável.

A taxa de fissão espontânea é a probabilidade por segundo que um determinado átomo tem de sofrer a fissão espontânea, ou seja, sem intervenção externa (FISSÃO NUCLEAR).

Fissão nuclear provocada

Neste tipo de fissão, núclídeos físséis são atingidos por nêutrons originando dois novos núclídeos, mais dois ou três nêutrons e a liberação de uma enorme quantidade de energia.

A equação (1), abaixo, é um exemplo de uma possível fissão do ^{235}U

Fonte: IPEN, 2016.

A reação se processa em cadeia, originando novos produtos de fissão.

A Figura 11 ilustra o processo da reação em cadeia do ^{235}U fissionando-se em novos produtos.

Figura 11 - Uma possível fissão do ^{235}U

Fonte: Mundo Educação, 2017.

Em nuclídeos físséis, a seção de choque é maior para nêutrons lentos do que para os rápidos.

A redução na velocidade dos nêutrons é obtida através do uso de moderadores. A moderação ocorre principalmente por meio do espalhamento elástico pelos núcleos leves dessas substâncias (IPEN 2016).

Como resultado desse processo, os nêutrons adquirem equilíbrio térmico com os átomos ou moléculas do moderador, sendo chamados de térmicos e descritos com base na energia cinética de 0,025 eV, correspondente à velocidade mais provável para fissão, de 2200 m/s à temperatura de 20°C.

Dentre os núcleos pesados, somente o ^{235}U , o ^{233}U e o ^{239}Pu têm seções de choque altas para fissão por nêutrons térmicos e, apesar das meias-vidas longas, o ^{235}U ocorre naturalmente e tanto o ^{233}U como o ^{239}Pu podem ser produzidos em larga

escala a intervalos de tempo praticáveis. Por isso esses materiais físséis são os mais importantes nas aplicações nucleares.

No caso do ^{235}U , o número de massa dos produtos de fissão gerados pelo tipo mais provável, varia entre 95 e 139 e resultados análogos são obtidos a partir da fissão do ^{239}Pu e do ^{233}U .

O núcleo fissionado pode se dividir de 53 maneiras diferentes, gerando 106 produtos diretos com números de massa entre 66 e 172.

Cada produto de fissão radioativo sofre uma série de decaimentos até atingir a estabilidade (IPEN 2004).

Um exemplo típico da cadeia de decaimento a partir do ^{140}I com emissões β^- e meias-vidas dos elementos intermediários é mostrada por meio da equação (2) abaixo:

Fonte: IPEN 2016

A energia total resultante dos produtos de fissão do ^{235}U é mostrada na Tabela 1 abaixo, com uma incerteza entre 5MeV e 10 MeV.

Tabela 1 - Energia total da fissão de um núcleo de ^{235}U

Energia cinética dos fragmentos de fissão	167 MeV
Energia cinética dos nêutrons emitidos	5 MeV
Energia dos raios-gama prontos	7 MeV
Energia do decaimento beta	5 MeV
Energia do decaimento gama	5 MeV
Energia dos anti-neutrinos	11 MeV
ENERGIA TOTAL DA FISSÃO	200 MeV

Fonte: IPEN, 2004.

Fusão nuclear

A fusão nuclear é uma reação na qual dois núcleos leves, geralmente o hidrogênio e seus isótopos deutério (D) e trítio (T), são combinados formando um núcleo mais pesado e estável. Esta ligação é acompanhada da emissão de partículas, como nêutrons ou pósitrons.

A reação de fusão libera ou absorve uma imensa quantidade de energia sob a forma de raios gama e energia cinética das partículas emitidas, transformando a matéria no estado de plasma (FUSÃO NUCLEAR).

A Figura 12 ilustra o processo de fusão nuclear do D e T para produzir um núcleo de hélio.

Figura 12 - Fusão nuclear do D e T

Fonte: Fusão Nuclear, 2017.

Controle da fissão em cadeia

Na fissão, para que a reação nuclear em cadeia prossiga sob controle são necessários os seguintes elementos:

- Absorvedores de nêutrons: absorvem os nêutrons excedentes no sistema, regulando a intensidade da reação e podem, inclusive, interrompê-la;
- Moderadores: desaceleram os nêutrons rápidos transformando-os em lentos ou térmicos;

- Refrigerantes: removem o calor gerado pela reação em cadeia controlada por meio de convecção forçada (FISSÃO NUCLEAR).

7.2. Reatores nucleares

Reator nuclear é uma câmara de resfriamento hermética e blindada contra a radiação, onde ocorre uma reação nuclear controlada, para a obtenção de energia elétrica, produção de materiais fissionáveis (como o plutônio) para armamentos nucleares, propulsão de submarinos e satélites artificiais ou para pesquisas.

Os principais componentes químicos de um reator nuclear de fissão são:

- Combustível: isótopo físsil e/ou fértil: ^{235}U rânio, ^{238}U rânio, ^{239}Pu lutônio, ^{232}Th ório ou misturas destes; exemplo: mistura de óxidos (mox) de urânio e plutônio;
- Moderador: água leve, água pesada, hélio, grafite, sódio metálico; cumprem a função de reduzir a velocidade dos nêutrons, mantendo a reação em cadeia;
- Refrigerante: água leve, água pesada, dióxido de carbono, hélio, sódio metálico; conduzem o calor produzido durante o processo até a turbina geradora de eletricidade ou propulsor;
- Refletor: água leve, água pesada, grafite, urânio; reduzem o escapamento de nêutrons, aumentando a eficiência do reator;
- Blindagem: concreto, chumbo, aço, água leve; evitam o escapamento de radiação gama e nêutrons rápidos;
- Material de controle: cádmio ou boro; finalizam a reação em cadeia por serem ambos bons absorvedores de nêutrons (BERNAL *et al.*, 2008).

7.2.1. Tipos de reatores

Existem dois tipos básicos de reatores nucleares: de pesquisa e de potência.

- A. Reatores de pesquisa: servem como fontes de nêutrons e raios-gama para diversos propósitos, tais como: realização de experimentos, produção de radioisótopos, estudos do comportamento de determinados materiais irradiados, protótipo para reatores de potência elevada e simulações (IPEN 2004).

B. Reatores de potência: são utilizados para geração termelétrica.

De acordo com a IAEA 12/2015, os dois seguintes tipos de reatores de potência (convencionais) respondem, hoje, por 88,5% da potência núcleo-elétrica mundial:

- *Pressure Water Reactor* (PWR) do tipo *Light Water Reactor* (LWR); utiliza água pressurizada leve tanto para refrigerante como para moderador e urânio enriquecido como combustível. O calor é transferido ao refrigerante do setor primário mantido líquido a alta pressão; no circuito secundário ocorre a produção de vapor movimentando as turbinas e, a seguir, condensação e reciclagem.

Esse reator é o mais utilizado no mundo e nas três usinas nucleares do Brasil e será tratado no item 7.2.1.1. deste trabalho.

- *Boiling Water Reactor* (BWR); utiliza água leve como refrigerante e moderador e urânio enriquecido como combustível. Gera vapor diretamente por meio da fervura do refrigerante primário. O vapor de água é separado da água restante em separadores posicionados acima do núcleo e é passado para as turbinas, onde, em seguida, será condensado e reciclado (IPEN 2016).

Existem vários modelos de reatores atualmente em atividade, destacando-se o PWR; *Gas Cooled Reactor* (GCR); *Pressurized Heavy-Water Reactor* (PHWR) e *Light Water Graphite Reactor* (LWGR) (ELETRONUCLEAR/Panorama 2016).

B.1. Reatores térmicos: são reatores que utilizam moderadores para controlar a velocidade dos nêutrons a fim de que a reação em cadeia prossiga e, ao mesmo tempo, que não sejam absorvidos. Exemplos de moderadores são água (leve e pesada) e grafite. Exemplos de reatores térmicos são os *High Temperature Gas Reactor* (HTGR), reatores refrigerados a gás que operam a altas temperaturas (LEPECKI, 2011).

B.2. Reatores rápidos: opostamente aos térmicos, não utilizam moderadores, para obrigar que a maioria das fissões ocorra com os nêutrons rápidos, envolvendo os dois isótopos do Urânio (^{238}U = 99,3% e ^{235}U = 0,7%).

Os reatores rápidos são particularmente atraentes pela economia de combustível que apresentam; eles são capazes de produzir mais material físsil do que consomem devido à grande quantidade de nêutrons disponível durante a fissão, sendo, por isso, chamados de regeneradores ou reprodutores.

Neste tipo de reator o refrigerante mais utilizado é um metal fundido (sódio ou chumbo); são os *Liquid Metal Fast Breeder Reactor* (LMFBR) (WNA 2014a).

São exemplos de reatores rápidos os *Sodium Fast Breeder* (SFR), reatores rápidos refrigerados a sódio, construídos e operados nos EUA, Reino Unido, Rússia, Índia e, o Joyo de tecnologia *fast breeder* desenvolvida no Japão (KARAM, 2006)

Atualmente, a quase totalidade dos reatores comerciais são térmicos; muitos rápidos foram desativados e outros estão em desenvolvimento.

B.3. Reatores de pequeno e médio porte: são os *Small Modular Reactor* (SMR) que pertencem à classe dos reatores inovadores; são apropriados a países, estados ou regiões, com demandas de média a baixa; atendem às necessidades locais de consumo eliminando, com isso, custos por perda de energia e transmissão a longas distâncias; são mais simples e econômicos, possuem redes elétricas inteligentes e sistemas passivos de segurança.

Os SMR serão tratados no item 7.2.1.2.1 (SMR 2017; IAEA 2006).

7.2.1.1. Reator PWR

Os reatores PWR típicos apresentam as seguintes características:

- Elemento combustível: UO_2 com grau de enriquecimento médio igual a 2.5% contido em pastilhas cilíndricas de 8 mm de diâmetro por 10 mm de comprimento, acondicionadas em tubos de Zircaloy-4 pressurizado a gás hélio e lacrado, formando as varetas-combustível; estas são arranjadas em quadrados de 16 x 16 varetas fixadas por grades espaçadoras;
- Barras de controle: são distribuídas aos feixes em número de 20; confeccionadas em ligas de prata-índio-cádmio na proporção 80%-15%-5% e revestidas com aço inoxidável, nas mesmas dimensões externas da vareta combustível;
- Núcleo do reator: é formado pelos elementos combustíveis colocados um ao lado do outro no interior do vaso de pressão, nas dimensões 3.8 m de diâmetro por 3.7m de altura;

- Vaso pressurizado: o material é de aço-carbono revestido internamente por uma camada de aço inoxidável nas dimensões 4.7 m de diâmetro interno por 10 m de altura, tendo a parede 215 mm de espessura total;

- Água no sistema de refrigeração primário:

Pressão de 153 atm e temperaturas: entrada de 295°C e saída de 330°C;

- Vapor de água no sistema de refrigeração secundário:

Gerado no trocador de calor à pressão de 73 atm e temperatura 290°C;

- Potência gerada (com base na usina brasileira Angra 2):

Térmica: 3800 MW; elétrica: 1300 MW; eficiência térmica: 34%.

O sistema de refrigeração terciário resfria e condensa o vapor de água após sua passagem pela turbina utilizando água do mar ou de rio.

A Figura 13 mostra o desenho em corte de uma usina nuclear PWR e seus principais componentes.

Figura 13 - Desenho esquemático de uma usina PWR

Fonte: IPEN, 2016.

As barreiras de segurança são mostradas em corte na Figura 14 e detalhadas a seguir:

Figura 14 - Barreiras de segurança de um reator PWR

Fonte: IPEN, 2016.

- 1 - É a própria natureza cerâmica do combustível que se funde somente em temperatura superior a 2800°C;
- 2 - Revestimento do combustível: liga de zircônio que resiste à temperatura de 1400°C em meio aquoso;
- 3 - Constituída pelo vaso de pressão com paredes de aço na espessura 20 a 25 cm;
- 4 - Blindagem radio-biológica;
- 5 - Vaso de contenção de aço (3 cm de espessura) que retém completamente qualquer material radioativo que possa eventualmente escapar no caso de um acidente;
- 6 - Externamente existe o edifício de concreto reforçado que protege o reator de agentes externos, servindo também para reter o material radioativo (BERNAL *et al.*, 2008; IPEN 2016).

7.2.1.2. Reatores inovadores

Quando se fala em energia nuclear, as principais resistências referem-se aos custos de instalação e o risco de acidentes nucleares, que acarretariam consequências desastrosas ao planeta.

Os reatores inovadores, mais seguros e econômicos, surgem em resposta a essas questões e contam com o esforço continuado de cientistas do mundo todo. Além da realização de pesquisas, deve-se agregar a superação de desafios políticos e de aceitação pública da energia nuclear (ARANHA, 2010).

A evolução tecnológica dos reatores resultou nas Geração III+ e Geração IV, mais eficientes, com maior automação, menos paradas para o abastecimento e menor produção de rejeitos, eliminando gastos e aumentando o rendimento.

A tendência é que se invista em reatores de pequeno porte e modulares (SMR), reduzindo tempo e custo de construção e retorno mais rápido de capital; a segurança é aprimorada por meio dos sistemas passivos, garantindo o resfriamento do núcleo mesmo em caso de falhas na operação.

São exemplos da Geração III+ os reatores AP1000 da Westinghouse e o European Pressurized Reactor (EPR) da Areva (SILVA, A. T. 2008).

O Brasil participa de iniciativas internacionais que pesquisam reatores avançados; entre elas, do Projeto Internacional de Reatores e Ciclos do Combustível Nucleares Inovadores (INPRO) coordenado pela IAEA; também estão envolvidos em projetos de novas tecnologias de reatores, muitas universidades, institutos de pesquisa e órgãos governamentais, como o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN); Comissão Nacional de Energia (CNEN), Centro Tecnológico da Marinha de São Paulo (CTMSP), Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Instituto Politécnico da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (IPRJ/UERJ), Instituto Militar de Engenharia (IME), Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) entre outros (ARANHA, 2010; CNEN 2016).

Dentre os reatores HTGR inovadores de maior relevância, é possível citar o Pebble Bed Modular Reactor (PMBR) que atualmente opera na África do Sul; trata-se de um reator a alta temperatura (da ordem de 900°C) com núcleo formado por “leito de esferas” do tamanho de bolas de bilhar, moderado a grafite e refrigerado a gás (CO₂ ou He) que utiliza o urânio como combustível (LEPECKI, 2011).

Esse reator apresenta a vantagem adicional da utilização do calor gerado pelas altas temperaturas em aplicações do vapor nas refinarias e petroquímicas e a obtenção do hidrogênio puro, por hidrólise, como forma de combustível mais limpo para os transportes.

Os projetos dos modernos reatores rápidos apresentam alterações em relação aos antigos principalmente no tocante à segurança e redução de custos.

Reatores *Accelerator Driven Systems* (ADS), subcríticos, são reatores que produzem fissão sem atingir a criticalidade. Ao invés de uma reação em cadeia, utiliza nêutrons adicionais de um acelerador de partículas; ADS é o dispositivo formado pelo acelerador acoplado ao reator. As principais características são segurança inerente e capacidade de queimar resíduos radioativos, reduzindo a vida ativa dos rejeitos, de milhões para apenas centenas de anos (WNA 2014b).

As Comissões de Energia Atômica da França e Índia financiam pesquisas nessa área e também órgãos do setor energético dos EUA, Rússia, Europa e Japão; o instituto SCK-CEN da Bélgica prevê o início operacional do Multipurpose Hybrid Research Reactor for High-tech Applications (MYRRHA), um reator ADS multipropósito de pesquisas em Mol, para 2023 (VANDEPLASSCHE, 2012).

Os modelos avançados em destaque, hoje, são os HTGR que produzem hidrogênio para uso veicular; os LMFBR, que transformam material fértil em físsil; os ADS, que transmutam rejeitos diminuindo sua meia-vida e os SMR, que serão comentados no item a seguir.

7.2.1.2.1. Reatores SMR

Os *Small Modular Reactors* (SMR) são reatores de pequeno a médio porte e modulares, que apresentam potência elétrica variando entre 20 MW (pequenos) a 700 MW (médios 300 a 700) segundo classificação da IAEA (IAEA 2006).

Os reatores SMR foram idealizados, principalmente, com os objetivos de satisfazer os requisitos de segurança, resistência à proliferação e novas exigências tecnológicas e econômicas do mercado elétrico, que ocorrem atualmente em todos os países geradores sejam eles desenvolvidos, em desenvolvimento ou apresentando economias de transição.

São classificados como Geração III+ e IV e estão sendo projetados para incrementar e também simplificar a segurança em comparação aos mais recentes sistemas, ativos ou passivos, da Geração III. Utilizam recursos inerentes de segurança e circulação natural do refrigerante; possuem núcleos de longa vida, de modo a proporcionar maior resistência à proliferação, reduzir o volume de combustível gasto e custos com manutenção; maximizar a integridade da contenção e evitar ocorrências de superaquecimento do núcleo, minimizando a probabilidade de ocorrência de acidentes nucleares (SMR 2017; IAEA 2006).

O Relatório da IAEA sobre o Encontro dos países que compõem a INPRO, realizado em 2002 em Viena, reporta os principais aspectos dos reatores inovadores que foram discutidos.

Um dos objetivos da INPRO é o de compilar e analisar conceitos e abordagens dos reatores inovadores que visam atingir altos graus de segurança.

Assim, um subconjunto de 26 projetos foi selecionado para o estudo; todos esses reatores apresentaram sistemas de reabastecimento convencional ou muito semelhantes e são derivados das principais classes dos reatores inovadores, que são: refrigerados a gás; refrigerados a água e de espectro rápido.

Dentre os 26, 12 foram destacados pela INPRO; todos são SMR em desenvolvimento, atualmente, no mundo.

Participa desse grupo o reator SMART, que será tratado no subitem 7.2.1.2.1.2.

7.2.1.2.1.1. Reatores SMR selecionados

Segundo a IAEA, “espera-se que os SMR sejam num futuro próximo, sistemas nucleares licenciados, construídos e operados de forma a fornecerem energia elétrica a preços competitivos e atendendo satisfatoriamente às questões de segurança, armazenamento de resíduos e proliferação, para maior aceitação pública” (IAEA 2006).

Além desses aspectos, outros também foram considerados nas análises da equipe INPRO e, embora acreditando que a implementação em larga escala possa oferecer vantagens substanciais em relação a outras fontes de energia, ainda enfrenta muitos desafios para ajustá-la ao futuro próximo.

Os doze reatores SMR destacados variam seus níveis de potência, de 16 MW a 100 MW e frequências de reabastecimento, de uma vez a cada ano a uma em 15 anos. O estudo mostra que não há problemas técnicos importantes que impeçam a implantação dos SMR mais desenvolvidos a curto e médio prazos.

Segue a lista dos SMR selecionados pela INPRO, respectivas instituições e países onde estão sendo desenvolvidos:

GT-MHR (RRC-KI, Russia); PBMR (South Africa); CAREM-25 (CNEA, Argentina); SMART (KAERI, Korea); NHR-200 (INET, China); MRX (JAERI, Japan); KLT-40 (JSC, Moscow); CANDU X (AECL, Canada); BREST- 300 (Russia); EA - Energy Amplifier (C. Rubia); FUJI-Pu (International Program, Japan/Russia/USA) e RTFR (International Team BNL, USA).

O horizonte de tempo estimado para a implementação e sustentabilidade dos projetos dos reatores SMR é meados do século XXI.

Dentre os reatores refrigerados e moderados à água leve, destacam-se: o SMART, objeto de estudo deste trabalho e o CAREM-25, descrito sucintamente a seguir, devido à similaridade ao SMART (IAEA 2006 e 2007).

Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM-25)

Esse reator foi projetado pela Comissão Nacional de Energia Atômica, *Comisión Nacional de Energía Atómica* (CNEA) Argentina, com base em *design* simplificado de reatores à água pressurizada e apresenta potências de 100 MW (t) e 25 MW (e). A principal inovação deste projeto é que todo sistema primário está contido no vaso pressurizado do reator, *Reactor Pressure Vessel* (RPV) sendo, por isso, chamado de PWR integral; o RPV inclui o núcleo; os geradores de vapor, que são helicoidais, acima do núcleo e alimentados por circulação natural de água; estruturas de suporte e barras de controle.

Uma câmara de vapor localizada na parte superior do reator regula a pressão contra variações na temperatura do refrigerante; o combustível, UO_2 enriquecido a 3,4%, encerra-se nas varetas-combustível, como no PWR padrão; os sistemas de segurança, passivos e duplicados, são comentados a seguir.

A figura 15 mostra, em corte, o protótipo do circuito primário CAREM.

O primeiro sistema de desligamento, *First Shutdown System* (FSS), injeta elementos absorvedores de nêutrons conduzidos por um dispositivo hidráulico, que recai sobre o núcleo, quando necessário. O segundo sistema de desligamento, *Second Shutdown System* (SSS) consiste na aplicação de uma solução de boro; os mecanismos FSS e SSS operam de forma independente para paralisar a reação nuclear e manter o núcleo em condições seguras durante o encerramento.

O SSS também exerce a função de injetar água no sistema primário, sob qualquer pressão, em caso de perda por acidentes do refrigerante, *Loss of Coolant Accidents* (LOCA). O Sistema de Remoção de Calor Residual Passivo, *Passive Residual Heat Removal System* (PRHRS) consiste de um condensador conectado à cúpula do RPV. O Sistema de Injeção de Emergência, *Emergency Injection System* (EIS), é um acumulador que descarrega o refrigerante no caso de LOCA, quando a pressão cai abaixo de 1,5 Mpa (IAEA 2006).

Figura 15 - Protótipo do circuito primário CAREM

Fonte: IAEA, 2006.

7.2.1.2.1.2. System-Integrated Modular Advanced Reactor (SMART)

Descrição geral e aspectos técnicos

Nome: System-Integrated Modular Advanced Reactor; acrônimo: SMART; tipo: PWR integral; refrigerante e moderador: água leve; espectro de nêutrons: térmico; capacidade térmica: 330 MW; capacidade elétrica: 100 MW; combustível: óxido de urânio enriquecido a 4,95%; *design*: KAERI

O projeto deste reator foi desenvolvido pelo Instituto KAERI, a partir de 1997. SMART é um reator de pequeno porte, PWR, de configuração integral, que apresenta potências 330 MW (t) e 100 MW (e); o material da contenção é de concreto revestido com aço. Todos os componentes do sistema primário como núcleo, geradores de vapor, pressurizador e principais bombas do refrigerante estão contidos no vaso pressurizado do reator.

As características SMART incluem melhoramentos na circulação do refrigerante no sistema primário e autoperpressurização.

O reator SMART inclui as funções de aquecimento distrital e dessalinização da água do mar; fornece 40 mil toneladas de água doce por dia e 90 MW de eletricidade (potência líquida), em uma área estimada de 100 mil habitantes ou complexo industrializado. Os aspectos de *design* assemelham-se aos do CAREM, apresentando também recursos inerentes de segurança e sistemas tanto de remoção do calor residual como de mitigação das perdas por LOCA.

Ganhos na economia são obtidos por meio da simplificação dos sistemas, que se verifica pela redução do número tubos e válvulas, modularização e padronização dos componentes; também pela redução do tempo de construção e alto grau de disponibilidade da planta.

A baixa densidade de potência (5 w/o) fornece uma margem térmica acima de 15%, capaz de acomodar quaisquer transientes do fluxo de calor, garantindo a confiabilidade térmica do núcleo em operação normal.

O controle de reatividade do núcleo é obtido por meio das barras de controle e boro solúvel.

O programa de temperatura média do refrigerante, mantida constante no sistema de regulação durante todo tempo de operação, melhora o desempenho da carga e gera maior estabilidade da pressão e do nível de água no pressurizador.

O arranjo integrado dos componentes e menor volume de tubulações e conexões melhora o fluxo do refrigerante e elimina as possibilidades de grandes perdas por acidentes, *Large Break Loss of Coolant Accidents* (LBLOCA).

O pressurizador é projetado para controlar a pressão a um nível constante em todos os pontos do sistema primário.

Os geradores de vapor consistem de tubos de transferência de calor helicoidalmente bobinados produzindo vapor superaquecido a 30°C em condições normais de operação.

As bombas do refrigerante sem juntas também contribuem para minimizar perdas por acidentes do refrigerante associadas a falhas de vedação das bombas.

Indicadores de posição da haste de controle de quatro canais contribuem para a simplificação do sistema de proteção do núcleo.

Adicionam-se aos aperfeiçoamentos a aplicação de técnicas digitais, reduzindo os fatores de erro humanos e, conseqüentemente, aprimorando a confiabilidade da planta.

O sistema passivo de segurança atua no sentido de desligar o reator e aplicar os mecanismos de segurança através da remoção do calor residual, resfriamento e pulverização da contenção. Os sistemas adicionais incluem proteção contra um excesso de pressão do reator e mitigação de acidentes graves. Em qualquer circunstância, o reator pode ser desligado inserindo barras de controle e injeção de boro. A remoção do calor residual é assegurada pela circulação natural de um fluido de duas fases e o núcleo é mantido intacto por 36 horas sem ação corretiva pelo operador. Sobrepressurizações do reator, em quaisquer circunstâncias, podem ser reduzidas por meio da abertura da válvula de segurança do pressurizador.

A multiplicidade de funções, ou seja, geração de eletricidade, dessalinização da água do mar e aquecimento urbano, confere ao SMART uma vasta gama de aplicações industriais.

A. Circuito Primário

O circuito primário do SMART é mostrado em corte transversal na Figura 16, indicando seus principais componentes: pressurizador, *pressurizer* (PZR), geradores de vapor, *steam generator* (SG), bombas do refrigerante, *reactor coolant pump* (RCP), mecanismo da haste de controle, *control rod drive mechanism* (CRDM), barras de suporte do núcleo, *core support barrel* (CSB), estrutura guia superior, *upper guide structure* (UGS), instrumentação central, *incore instrumentation* (ICI), estrutura do fluxo de mistura, *flow mixing head assembly* (FMHA) e arranjo do elemento combustível, *fuel assembly* (FA) em um único vaso, RPV.

O pressurizador situa-se na parte superior do RPV sendo preenchido com gás nitrogênio, água e vapor e conectando-se aos *containers* de gás nitrogênio comprimidos da parte externa.

Os geradores de vapor, SG, estão localizados na periferia circunferencial com iguais espaçamentos dentro do RPV e relativamente altos, acima do núcleo, para fornecer uma força motriz para a circulação natural do refrigerante.

No caso de um desligamento anormal do reator, o SG também é utilizado como trocador de calor para remoção de calor residual passivo (PRHRS), permitindo uma operação independente.

Cada SG contém cerca de 375 tubos que auxiliam na prevenção de instabilidades do fluxo. No caso de um eventual vazamento, cada tubo pode ser conectado em até 10% da área total de transferência de calor.

Os valores da temperatura e pressão de entrada são 360°C e 15 MPa, respectivamente.

Figura 16 - Protótipo do circuito primário SMART

Fonte: IAEA, 2007.

A Figura 17 mostra de maneira detalhada o enrolamento dos tubos de um gerador de vapor *Mock-Up*

Figura 17 - Tubos bobinados do SG

Fonte: IAEA, 2007.

B. Gerenciamento do combustível

O núcleo SMART deve produzir 330 MW de energia térmica com 57 conjuntos de combustível em matriz 17x17 e caracteriza-se por operação de ciclo longo, densidade baixa de potência do núcleo (5 w/o); margem térmica superior a 15% e movimento mínimo da haste de controle para recarga.

O gerenciamento do combustível visa um período máximo entre dois reabastecimentos consecutivos, obedecendo a um esquema simples de dois lotes sem reproprocessamento, retornando um ciclo de 990 dias efetivos de plena potência para uma operação de 36 meses. Esse sistema de recarga, ilustrado na Figura 18, racionaliza a utilização do combustível e proporciona flexibilidade no atendimento à demanda.

Figura 18 - Conjunto típico de combustível 17 x 17

Fonte: IAEA, 2007.

C. Bombas do refrigerante

O SMART possui quatro bombas do refrigerante, RCP, instaladas horizontalmente no invólucro superior do RPV, sendo cada uma delas constituída por um motor trifásico assíncrono e uma bomba de fluxo axial.

O arrefecimento do motor é realizado com água de refrigeração que flui através dos tubos bobinados helicoidalmente ao longo da superfície externa do motor. A velocidade de rotação do rotor da bomba, 3600 rpm, é medida por um sensor instalado na parte superior do motor.

D. Circuito secundário

O circuito secundário recebe vapor superaquecido do circuito primário através do Sistema Nuclear de Suprimento de Vapor, o *Nuclear Steam Supply System* (NSSS), usando a maior parte do vapor para geração de eletricidade e o restante para a dessalinização e pré-aquecedores.

As mudanças de carga são obtidas alterando a taxa de fluxo da água da alimentação.

O sistema de dessalinização pode ser aplicado em conjunto com o sistema secundário, utilizando-se métodos de interface adequados.

E. Acoplamento do sistema de dessalinização e processo de aquecimento

O sistema de dessalinização SMART consiste de 4 unidades de Destilação Multi-Efeito, *Multi-Effect Distillation* (MED), combinadas com um compressor de vapor térmico. As unidades de destilação operam a uma temperatura máxima de salmoura de 65°C à temperatura de 33°C fornecida pela água do mar.

O processo MED é associado ao SMART através de uma película de evaporação multi-efeitos com tubos horizontais e um ejetor de vapor. O compressor de vapor térmico opera eficazmente, permitindo que o vapor residual de baixa pressão seja impulsionado para uma pressão mais alta.

O transformador de vapor transfere o vapor motriz extraído da turbina para a planta de dessalinização por meio de mecanismos que evitem a contaminação da água produzida pela hidrazina e pelo material radioativo do vapor primário.

As válvulas de controle do vapor variam a capacidade de passagem do fluxo até o ponto de extração.

O fluxo de vapor primário é condensado no interior dos tubos à temperatura de saturação e a salmoura é ejetada dos tubos por uma bomba de reciclagem; parte da água propagada evapora-se, fornecendo o vapor motriz ao compressor do evaporador.

A Figura 19 mostra um desenho esquemático do arranjo de dessalinização SMART e seus principais componentes.

Quando o SMART é usado com a finalidade de cogeração, ou seja, geração de eletricidade e aquecimento urbano, um pré-aquecedor (permutador de calor tipo placa feito de titânio soldado) é acionado. Estima-se que cerca de 80 MW de eletricidade e ~150 Gcal/h de calor possam ser fornecidos às redes. A quantidade de eletricidade e de calor distribuídos (~85°C de água quente) é suficiente para atender à demanda de mais de 70 mil habitantes (25 mil famílias), admitindo-se que o uso de eletricidade e calor por 10.000 habitantes atinja 10 MWe e 25 Gcal/h, respectivamente.

Figura 19 - Acoplamento do SMART ao sistema de dessalinização

Fonte: IAEA, 2007.

F. Eliminação dos riscos de contaminação

O sistema de dessalinização apresenta dois mecanismos de proteção contra o risco de entrada radioativa na água do produto; o primeiro consiste de duas barreiras: um gerador de vapor e um transformador de vapor (com inversão de pressão entre entrada de energia e núcleo de dessalinização) e o outro mecanismo é o monitoramento contínuo de radioatividade na linha de produção da água.

No transformador de vapor os fluxos de vapor primário e secundário permanecem completamente separados; assim, a mistura desses fluxos não ocorre e o risco de contaminação radioativa da água é evitado, mesmo no caso de vazamentos no trocador intermediário de calor.

G. Manipulação e armazenamento do combustível

Como a matriz de combustível SMART é análoga ao do PWR padrão, 17x17, exceto na altura, o equipamento de manuseio do combustível SMART também assemelha-se ao PWR 900 MWe, que atualmente opera na República da Coreia.

O reator SMART oferece manuseio seguro, tanto dos conjuntos de combustível quanto da haste de controle, *Control Rod Assembly* (CRA), em todas as condições especificadas para montagem, desmontagem e armazenamento necessários durante o reabastecimento.

Os principais equipamentos de armazenamento são: máquina de reabastecimento, ferramentas de transferência de combustível e de manuseio do combustível irradiado; elevador do combustível, CRA e componentes associados. Todos esses instrumentos são utilizados para transferir combustível novo e gasto às instalações de armazenamento, edifício de contenção e áreas de transporte e receber o combustível durante as operações de carga e recarga do núcleo.

O combustível é inserido e removido do núcleo usando a máquina de reabastecimento e o transporte é realizado de maneira segura. O gerenciamento do combustível a curto prazo é realizado dispondo o combustível irradiado nas instalações de armazenamento do edifício do reator.

Durante as operações normais, o combustível irradiado e os CRAs são mantidos em ambiente aquoso e a subcriticalidade é sempre mantida.

H. Sistemas de Segurança

As características inerentes de segurança SMART são maximizadas pelos sistemas adicionais, projetados para funcionar automaticamente sob demanda.

Esses sistemas consistem das seguintes ações: desligamento do reator, *Reactor Shutdown System* (RSS); injeção de segurança, *Safety Injection System* (SIS); remoção de calor residual passivo, *Passive Residual Heat Removal System* (PRHRS); desligamento com resfriamento, *Shutdown Cooling System* (SCS) e pulverização da contenção, *Containment Spray System* (CSS).

Outros sistemas de segurança incluem proteção contra sobrepressurização, *Reactor Overpressure Protection System* (ROPS) e mitigação de acidentes graves, *Severe Accident Mitigation System* (SAMS).

Ao sinal de desligamento da CRDM, as barras de controle recaem sobre o núcleo do reator pela força da gravidade e paralisam imediatamente a reação em cadeia.

- Remoção de calor residual passivo (PRHRS)

O PRHRS extrai passivamente o calor de decaimento do núcleo e o calor sensível por uma circulação natural no caso de uma emergência como, por exemplo, na indisponibilidade do fornecimento da água de alimentação. Além disso, o PRHRS também pode ser usado no caso de um resfriamento a longo prazo devido a um reparo ou reabastecimento. O PRHRS é composto por quatro dispositivos independentes com capacidade individual de 50%.

Cada removedor é composto por um *container* de resfriamento de emergência, um permutador de calor e um *container* de reparação para manter o núcleo intacto por 36 horas sem ações corretivas por parte dos operadores.

- Desligamento com resfriamento (SCS)

O SCS opera em conjunto com o PRHRS para reduzir a temperatura nos períodos de desligamento do reator e reabastecimento.

A fase inicial é realizada pela remoção de calor através dos geradores de vapor e absorção pelo condensador ou permutador de calor PRHRS.

Depois que a temperatura e a pressão do refrigerante são reduzidas ao ponto de ajuste pré-definido, o SCS executa o desligamento e mantém a temperatura do núcleo até o reabastecimento.

A Figura 20 apresenta um desenho dos sistemas de segurança SMART.

Figura 20 - Desenho dos sistemas de segurança SMART

Fonte: IAEA, 2007.

- Pulverização da contenção (CSS)

O CSS reduz a pressão e temperatura na contenção a partir da ruptura da linha principal de vapor, *Main Steam Line Break* (MSLB) e remove produtos de fissão da atmosfera de contenção após uma perda LOCA; utiliza o reservatório de armazenamento de água do reabastecimento, *In-containment Refuelling Water Storage Tank* (IRWST) e injeta dispersões de água borada nas regiões superiores da contenção por meio das bombas de pulverização.

A Figura 21 mostra um diagrama contendo os atalhos de dispersão do calor no reator SMART.

Figura 21 - Atalhos de remoção do calor SMART

*UHS (*Ultimate Heat Sink*): dissipador de calor final

Fonte: IAEA, 2007.

- Proteção contra sobrepressurização do reator (ROPS)

O ROPS consiste de 2 válvulas de segurança do pressurizador, *Pressurizer Safety Valves* (PSV); sua função é reduzir a pressão do reator para evitar acidentes relacionados a falhas no sistema de controle. As linhas de descarga do vapor PSV são combinadas a uma única tubulação e conectadas à atmosfera de contenção por meio do tanque de drenagem do reator, *Reactor Drain Tank* (RDT). Quando a pressão do sistema primário aumenta ao longo do ponto de ajuste, os PSV são abertos para descarregar o vapor no RDT.

I. Base do projeto

“Os Eventos de Base do Projeto Relativos à Segurança”, *Safety Related Design Basis Events* (SRDBE) são critérios de avaliação de segurança que foram aplicados ao projeto SMART pelo Código de Indústria de Energia Elétrica Coreana, *Korean Electric Power Industry Code* (KEPIC) e pela Diretriz de Julgamento de Segurança,

Safety Judgment Guideline, estabelecidos pelo órgão regulador. O SRDBE é composto por 35 eventos e define os transientes e acidentes postulados na análise de segurança para classificar todas as ocorrências não planejadas que devem ser consideradas no projeto SMART e atenuadas pela atuação do Sistema de Proteção do Reator, *Reactor Protection System* (RPS) e medidas de segurança técnicas, *Engineered Safety Features* (ESF) ou intervenções do operador.

Na avaliação de segurança do *design* SMART foram aplicados métodos de análise determinística e probabilística. Os resultados demonstraram que os parâmetros estabelecidos pelas normas internacionais foram obedecidos.

J. Resistência à proliferação

As principais características técnicas do SMART que reduzem as chances de aplicação bélica do combustível são as seguintes:

- Ciclo de reabastecimento longo (3 anos) que reduz a qualidade físsil do plutônio;
- Baixo enriquecimento do urânio (menos de 5% em peso de óxido de urânio);
- arranjo integral dos componentes do reator com requisitos especiais de manuseio, dificultando o acesso ao combustível.

K. Sistemas de controle

Os sistemas de instrumentação e controle, *Instrumentation and Control* (I&C) são baseados em módulos, equipamentos padronizados e recursos tecnológicos como processamento de sinal digital, multiplexação remota, diagnóstico de falhas e compartilhamento do sinal de detecção para melhorar a capacidade de manutenção do reator. O objetivo do sistema de informação é fornecer ao pessoal operacional, diversos instrumentos auxiliares de monitoramento e supervisão, capacitá-los a melhorar a operacionalidade da planta.

A sala de controle compacto SMART insere um painel de exibição em grande escala, uma placa de controle principal, um compartimento de segurança e outro de supervisão.

L. Sistemas elétricos

Os sistemas elétricos SMART são basicamente os mesmos dos reatores PWR atualmente operando na República da Coreia, os quais incluem gerador e transformador principais, transformadores auxiliares de unidade e de reserva, geradores a diesel e baterias.

O gerador principal é ligado à rede por meio do transformador principal com transformadores auxiliares conectados entre eles. Os transformadores de reserva recebem energia elétrica da rede e os transformadores da unidade ou auxiliares de reserva fornecem energia elétrica para o arranque, operação normal e desligamento.

Quando a energia elétrica normal encontra-se indisponível, os geradores a diesel atuam como fonte de *backup*. No caso de um “apagão” da estação, ou seja, perda de fonte de alimentação por corrente alternada dentro ou fora do local, o gerador diesel alternativo fornece energia para as cargas da classe 1E (fonte altamente confiável) para manter o reator em condições de desligamento seguro.

M. Combustível gasto e gerenciamento de resíduos

O depósito e descarte dos resíduos sólidos e líquidos produzidos pelo SMART são realizados de forma a proteger a saúde humana e o meio ambiente.

Os procedimentos são a transformação dos radionuclídeos ativos gasosos e líquidos em sólidos, redução do volume sólido, empacotamento em tambores e envio para o local de descarte.

Para resíduos líquidos de nível baixo e intermediário, os procedimentos são coleta em reservatórios e medidas da atividade, sendo os radionuclídeos ativos removidos por meio de filtros e colunas de troca iônica. Após a evaporação dos resíduos líquidos, o material resultante é solidificado e processado como os sólidos, juntamente com os filtros e resinas de troca iônica.

O processo de tratamento dos resíduos sólidos escolhido depende da natureza física dos resíduos, podendo ser combustíveis ou não e compressíveis ou não. O procedimento geral para resíduos sólidos de baixo nível é a redução do volume seguida de solidificação quando necessário e embalagem. Os tambores podem ser armazenados temporariamente em edifícios do local da instalação nuclear por 10 a 20 anos ou enviados para um repositório definitivo.

Os resíduos de alto nível provenientes do combustível irradiado ou gasto após a descarga do reator devem ser armazenados e isolados, com ou sem reprocessamento, da forma mais segura possível.

A solução normalmente adotada e que também será aplicada ao SMART, é manter o combustível ao nível da superfície, resfriá-lo e reduzir a radioatividade por cerca de 30-60 anos; após isso, depositar o material em formações geológicas profundas e estáveis com significativa quantidade de barreiras de contenção.

A disposição subterrânea consiste de barreiras múltiplas relativamente independentes, de modo a garantir que os radionuclídeos tóxicos do combustível irradiado permaneçam isolados do meio ambiente.

São listados abaixo, na Tabela 2, os dados técnicos do reator SMART.

Tabela 2 - Dados técnicos do reator SMART

Capacidade Instalada	
Geração elétrica	90 MWe
Geração de água fresca	40.000 ton/dia
Geração térmica	330 MWt
Modo de Operação	básico e/ou com carga seguido de operação
Fator de Capacidade	acima de 90%
Principais características de <i>design</i>	
Material combustível	UO ₂ sinterizado
Enriquecimento	4,95% da massa de ²³⁵ U
Arranjo da haste	quadrada, 17 x 17
Tipo de refrigerante	água leve
Tipo de moderador	água leve
Tipo de núcleo	57 matrizes quadradas de combustível
Características do núcleo	boro livre solúvel; baixa densidade de potência
Dimensões do núcleo	
Altura do núcleo ativo	2 m
Diâmetro equivalente	1.832 m
Vaso do reator	
Diâmetro da camada interna cilíndrica	4072 mm
Espessura da camada cilíndrica	264 mm
Tipo de ciclo	indireto (ciclo ordenado)

Número de circuitos	3 (primário, secundário e resfriamento condensado)
Características físicas dos nêutrons	
Excesso de reatividade em condições de resfriamento (20°C)	14,8% Δp
Defeitos da reatividade	
Valor do xenônio	1,9% Δp
Defeitos da potência (HFP a °HZP)	1,4% Δp
Defeitos de temperatura (HZP a °CZP)	8,1 % Δp
Coefficientes de reatividade ao HFP	
Coefficiente de temperatura do moderador (MTC)	-72 < MTC < -42 pcm/°C
Coefficiente de temperatura do combustível (FTC)	-4,52 < FTC < -2,54 pcm/°C
Fator de máximo pico (HFP)	3,29
Mecanismo de controle de reatividade	
Tipo de controle da haste de abastecimento (CRDM)	motor de pulso linear
Número de CRDMs	49
Absorvedouros da haste para controle da matriz	24
Material absorvedouro	Ag-In-Cd
Valores do controle da haste	
HFP de subida da haste (a partir do valor crítico)	30% Δp
Valor total <i>bank</i> CZP	25% Δp
Valor do <i>bank</i> da haste em condição de operação	20% Δp
Material absorvedouro de queima	Al ₂ O ₃ -B ₄ C e Gd ₂ O ₃ -UO ₂
Absorvedouro de nêutrons solúveis	
Número de controles ativos independentes	
Potência	CRDM e MTC negativo
Fechamento de emergência	injeção de boro
Ciclo e eficiência termodinâmica	
Tipo de ciclo	indireto e ordenado com vapor super aquecido
Eficiência da potência da usina	~30%
Características termo-hidráulicas	
Tipo de circulação	forçada
Número de <i>loops</i> do refrigerante	tipo integral
Pressão de operação do reator	15 Mpa

Temperatura de entrada do refrigerante no RPV	270°C
Temperatura de saída do refrigerante no RPV	310°C
Aumento da temperatura do meio do núcleo	40°C
Volume do circuito primário incluindo pressurizador	56,27 m ³
Taxa do fluxo de vapor em condições normais	152,5 kg/s
Taxa do fluxo de alimentação da água em condições nominais	152,5 kg/s
Temperatura e pressão do vapor	≥ 274/ 3,0° C/ Mpa
Temperatura e pressão de alimentação da água	180,0/5,2°C/ Mpa
Fluxo médio de calor do núcleo	402 kW/m ²
Taxa de geração média do calor linear	12,0 kW/m
<i>Design</i> limite DNBR	1,41
Margem térmica mínima de operação	15%
Máximo/média de descarga de combustível queimado	
Descarga média nominal	26.200 MW.d/t
Descarga máxima nominal	31.000 MW.d/t
Tempo de vida do combustível	
Extensão do ciclo	990 dias efetivos de plena potência
Balanco de massa e fluxo de combustível	
Estoque total de combustível	12,47 t U
Consumo anual de urânio	13,93 kg/GW(t)/ ano
Consumo anual de urânio natural	143,85 kg/GW(t)/ ano
Tempo de vida do núcleo, vaso e estruturas	
Vaso e estruturas	60 anos
Geradores de vapor	15 anos

*HZIP (*Hot Zero Power*): Energia zero a quente; *CZP (*Cold Zero Power*): Energia zero a frio

Fonte IAEA, 2006.

N. Layout da planta

Um arranjo geral da usina SMART é mostrado na Figura 22, onde são identificados seus principais edifícios: do reator, auxiliar, da turbina geradora e também os reservatórios de água e planta de dessalinização

O *layout* é composto ainda pelas áreas de controle de acesso, tratamento de resíduos e oficina de máquinas “quentes”, respeitando as necessidades funcionais de segurança, proteção à radiação e acessibilidade

Em relação aos perigos internos ou externos como terremotos, colisões de aeronaves, ondas de pressão, explosões e aspectos de proteção contra a radiação (blindagem, ventilação e outros), os requisitos de *design* são semelhantes aos reatores avançados atualmente em operação.

Figura 22 - Arranjo geral da planta SMART

Fonte: IAEA, 2007.

O. Economia e manutenção

Os principais ganhos econômicos do SMART referem-se à disposição integral dos componentes primários, inteligência dos sistemas, modularização, facilidade de produção, instalação direta dos componentes e tempo de construção reduzido (previsto para 3 anos pela KAERI).

O uso dos sistemas avançados de monitoramento e proteção digital *on-line* SMART maximizam a eficiência e a redução de erros humanos.

O fator de capacidade previsto para a planta SMART é de 95% (com margem de 5%) e a ocorrência de eventos não planejados é inferior a um por ano.

P. Licenciamento

O Programa SMART de Verificação Tecnológica e Aprovação do Design Padrão, *Technology Verification e Standard Design Approval* (SMART TVSDA) consiste de um processo abrangente incluindo vinte ou mais testes de desempenho, dentre os quais destacam-se os experimentos termo-hidráulicos e uma gama completa de documentos.

Esse material obedece às regras e regulamentos coreanos atualmente aplicados aos reatores PWR de grande escala, em operação e em construção na República da Coreia e os códigos e padrões aplicados são equivalentes aos dos reconhecidos internacionalmente.

O SMART TVSDA passou à fase de obtenção da autorização de licenciamento coreano no final de 2011.

Q. Cronograma de implantação na Coreia

O programa de desenvolvimento SMART na Coreia foi dividido em três fases: desenvolvimento tecnológico, verificação da tecnologia e comercialização. Durante o período inicial, desde 1997, as tecnologias fundamentais foram desenvolvidas, o *design* conceitual foi realizado e o projeto básico foi concluído em 2002.

Após a fase inicial, um “projeto piloto” foi lançado para que o funcionamento fosse efetivamente verificado, até 2006.

Entre 2006 a 2007 ocorreu a fase do pré-projeto, *Pre-Project Service* (SMART-PPS), quando o *design* foi otimizado e o SMART TVSDA concluído.

A comercialização da planta de dessalinização SMART foi introduzida em 2013 e o ano previsto para a implementação do reator é 2023 (IAEA 2006, 2007).

7.3. Panorama da energia nuclear mundial

Segundo o Panorama da Energia Nuclear da Eletronuclear edição 2016 (Panorama 2016), em 2014, o país Estados Unidos da América (EUA) foi o que mais gerou energia nuclear no mundo, representando 33,13% da produção mundial. Também se destacaram os países: França (17,34%); Rússia (7,01%); Coreia do Sul

(6,2%); China e Taiwan (6,28%); Canadá (4,09%); Alemanha (3,81%) e Ucrânia (3,44%).

O Brasil participou com 0,58% da geração mundial.

No Japão não houve produção de energia nuclear devido à paralisação de todos os reatores em 2014, em decorrência do acidente nuclear de Fukushima Daiichi.

A Alemanha gerou 91783 GWh líquidos, demonstrando gradual redução em relação aos anos anteriores e cumprindo a decisão de desativar todos os reatores em funcionamento até o fim de sua vida útil bem como de não instalar novos reatores.

A partir de dezembro de 2015, com o acordo de Paris, que consolida o limite das emissões de dióxido de carbono entre 188 países, houve um crescimento mundial de novos planos de produção da energia nuclear.

Ainda segundo a Eletronuclear, apesar do grande número de países emergentes interessados, estes não devem contribuir intensamente à capacidade nuclear no futuro próximo mas, somente países de tecnologia já bem definida, como é o caso dos asiáticos. No entanto, a longo prazo, a tendência de urbanização dessas nações deve demandar um aumento expressivo da eletricidade, especialmente a fornecida por centrais nucleares.

Em 2015 houve 10 novas conexões à rede, sendo 9 destas do tipo PWR (8 na China e 1 na Coreia do Sul, Shin-Wolsong-2) e 1 FBR na Rússia, o Beloyarsk e 7 iniciaram construção.

Em 2016, o panorama mundial de reatores em operação e em construção eram aqueles, segundo a IAEA, mostrados por meio das Tabelas 3 e 4:

Tabela 3- Reatores em operação por tipo

Reatores Operacionais Dezembro 2015 - AIEA			
País	Numero de Reatores	Capacidade Eletrica Líquida Total - MW	Tipo do Reator
AFRICA DO SUL	2	1.860	2 PWR
ALEMANHA	8	10.799	6 PWR; 2 BWR
ARGENTINA	3	1.627	3 PHWR
ARMENIA	1	375	1 PWR
BÉLGICA	7	5.921	7 PWR
BRASIL	2	1.884	2 PWR
BULGARIA	2	1.926	2 PWR
CANADA	19	13.500	19 PHWR
CHINA	31	26.635	28 PWR; 2 PHWR; 1 FBR
COREIA DO SUL	24	21.667	20 PWR; 4 PHWR
ESLOVÊNIA	1	688	1 PWR
ESLOVQUIA	4	1.814	4 PWR
ESPANHA	7	7.121	1BWR e 6 PWR
ESTADOS UNIDOS DA AMERICA	99	98.708	34 BWR ; 65 PWR
FINLANDIA	4	2.752	2PWR e 2 BWR
FRANÇA	58	63.130	58 PWR
HOLANDA	1	482	1 PWR
HUNGRIA	4	1.889	4 PWR
INDIA	21	5.308	1 PWR; 2 BWR; 18 PHWR
IRÃ	1	915	1 PWR
JAPÃO	43	40.290	21 PWR; 22 BWR
MEXICO	2	1.330	2 BWR
PAQUISTÃO	3	690	2 PWR; 1 PHWR
REINO UNIDO	16	9.373	1 PWR; 15 GCR
REPÚBLICA CHECA	6	3.904	6 PWR
ROMÊNIA	2	1.300	2 PHWR
RUSSIA	34	24.654	1FBR;18 PWR; 15 LWGR
SUÊCIA	10	9.651	7 BWR; 3 PWR
SUIÇA	5	3.333	2BWR; 3 PWR
TAIWAN, CHINA	6	5.032	2 PWR; 4 BWR
UCRÂNIA	15	13.107	15 PWR
Total	441	381.665	2 FBR; 15 GCR; 15 LWGR; 49 PHWR; 78 BWR; 282 PWR

Fonte: AIEA ,12/2015.

Tabela 4 - Reatores em construção por tipo

Reatores em Construção DEZ 2015 - AIEA			
País	Número de Reatores em construção	Capacidade nuclear Total líquida [MW]	Tipo do Reator
ARGENTINA	1	25	1 PWR;
BELARUSSIA	2	2218	2 PWR
BRAZIL	1	1245	1 PWR
CHINA	24	24128	23 PWR; 1 HTGR
FINLANDIA	1	1600	1 PWR
FRANÇA	1	1630	1 PWR
ÍNDIA	6	3907	1 PWR; 4 PHWR; 1 FBR
JAPÃO	2	2650	2 BWR
REPÚBLICA DA COREIA DO SUL	4	5420	4 PWR
PAQUISTÃO	2	630	2 PWR
RUSSIA	8	6582	8 PWR
ESLOVAQUIA	2	880	2 PWR
TAIWAN, CHINA	2	2600	2 BWR
UCRÂNIA	2	1900	2 PWR
EMIRADOS ÁRABES UNIDOS	4	5380	4 PWR
ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA	5	5633	5 PWR
Total	67	66.428	57 PWR; 4 PHWR; 4 BWR; 1 FBR; 1 HTRG

Fonte: IAEA, 12/2015.

A Figura 23 mostra a distribuição mundial (em %) dos reatores em operação por tipo.

Figura 23 - Distribuição mundial dos 441 reatores em operação por tipo

Fonte: IAEA, 12/2015.

A Figura 24 mostra a distribuição mundial (em %) dos reatores em construção por tipo.

Existem 16 países construindo 67 novos reatores com capacidade total líquida de 66428 MWe. Outros 45 países, que não têm tecnologia nuclear, expressaram interesse em construir reatores ou desenvolver uma indústria nuclear.

Figura 24 - Distribuição mundial dos 65 reatores em construção por tipo

Fonte: IAEA, 12/2015.

Em março de 2011, após o acidente de Fukushima, todo setor nuclear se mobilizou para avaliar o evento e tomar as devidas providências no sentido de evitar novas chances de ocorrência de acidentes similares. As medidas e procedimentos são peculiares a cada país e dizem respeito a mudanças, entre outras, na estrutura regulatória; na resistência dos reatores a eventos extremos tais como terremotos, tsunamis e furacões; no aprimoramento dos sistemas de segurança e nas reavaliações dos processos de resposta externa às emergências e dos Procedimentos de Gestão de Acidentes Severos, *Severe Accident Management* (SAMG).

A Figura 25 abaixo apresenta a evolução por país da geração termonuclear entre os anos de 2010 a 2014.

Figura 25 - Geração nuclear por país de 2010 a 2014

Fonte: Power Reactor Information System, IAEA, 2015.

7.4. Geração termonuclear no Brasil

A área nuclear brasileira abrange os seguintes principais órgãos:

- CNEN, responsável pela fiscalização, licenciamento, gestão dos Institutos Nucleares, fomento e formação de pessoal;
- Eletrobras/Eletronuclear, empresa associada ao MME, que gerencia o processo da geração de energia das usinas termonucleares;
- Indústrias Nucleares Brasileiras (INB) / Nuclebrás Equipamentos Pesados (Nuclep), fabricantes de equipamentos nacionais;
- Marinha que, entre outras funções, atua na gestão dos processos de enriquecimento isotópico e projeto do submarino de propulsão nuclear;
- Ministério das Relações Exteriores, que realiza as interconexões do Brasil com a IAEA e Agência Brasileiro-Argentina de Controle e Contabilidade (ABACC) (ANTUNES, 2011).

Conforme visto na figura 1, a energia nuclear produzida no Brasil corresponde a cerca de 1,5% da matriz energética nacional, cuja fonte são as usinas nucleares atualmente em operação, Angra 1 e Angra 2, equipadas com reatores PWR.

A construção da terceira usina Angra 3, também PWR, teve reinício em 2010 e estava prevista para entrar em funcionamento em 2018 mas foi adiada.

As três usinas compõem a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto (AAA) localizada na Praia de Itaorna, no município de Angra dos Reis, estado do Rio de Janeiro (IPEN 2016).

7.4.1 Evolução do Programa Nuclear Brasileiro

O Programa Nuclear Brasileiro surgiu na década de 40 após a Guerra Mundial e a intenção era dotar o país de uma base de geração nuclear, estratégica ou energética.

A história da energia nuclear no Brasil pode ser dividida em três fases: nacionalista, de 1949 a 1954; diplomática, de 1955 a 1974 e de desenvolvimento, de 1975 a atual.

A fase nacionalista inicia-se no período pós-guerra, quando os EUA desejavam monopolizar a tecnologia e reservas nucleares ocidentais e também impedir a difusão da metodologia de fabricação da bomba nuclear.

Nesse período o Brasil já exportava areia monazítica rica em tório para os EUA, mas ainda não de urânio e o Almirante Álvaro Alberto Motta Silva, movido pelo nacionalismo, tentou trazer a tecnologia nuclear (pacífica) ao país, tendo, a seguir, se tornado o representante do Brasil na Comissão de Energia Atômica da ONU.

Na era diplomática, em 1956, com a posse de Juscelino Kubitschek na Presidência da República, foi criado o Instituto de Energia Atômica (IEA) na USP, posteriormente denominado Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN) e a Comissão de Energia Nuclear (CNEN), órgãos diretamente subordinados ao Governo Federal, para executar a política nuclear nacional.

Em 1965 entrou em operação o reator de pesquisas Argonauta, equipado com componentes nacionais e desenvolvido pelo Instituto de Energia Nuclear (IEN).

Simultaneamente EUA, França e Alemanha iniciavam o uso nuclear para geração de eletricidade, marcando uma era de grandes investimentos.

Em 1967 o Brasil assinou o Tratado de Tlatelolco envolvendo países da América Latina, que se comprometeram a não utilizar a energia nuclear para fins bélicos.

Nesse mesmo ano a CNEN, já atrelada ao Ministério das Minas e Energia (MME), firmou o acordo de construção da primeira central de geração núcleo-elétrica, a Usina Angra 1 a ser instalada em Angra dos Reis, com capacidade de 657 MW; em 1970, a Westinghouse, subsidiária da General Electric, venceu a concorrência internacional de compra e iniciou-se também o processo de licenciamento.

Em 1972 o Brasil assinou um novo acordo com os EUA para importar urânio enriquecido em troca da exportação do minério e a usina entrou em operação comercialmente em 1985.

Em virtude da crise mundial de 1973, o uso de derivados do petróleo nas térmicas convencionais foi evitado e, somando-se ao elevado crescimento da demanda de eletricidade na região Centro-sul, a energia nuclear passou a ser considerada uma alternativa viável.

Em 1975, durante o governo Geisel, foi celebrado o Tratado Brasil-Alemanha chamado de Acordo sobre Cooperação para Uso Pacífico de Energia Nuclear, que

concretizou a aquisição das usinas Angra 2 e 3 da empresa alemã Kraftwerk Union AG-KWU, subsidiária da Siemens.

As obras civis de Angra 2, com capacidade elétrica de 1300 MW, foram iniciadas em 1976 com previsão de funcionamento em 1983 mas, devido a problemas de ordem financeira e política, foram paralisadas e somente retomadas em 1995 por meio de concorrência para montagem eletromecânica, entrando em operação em 2000.

O acordo com a Alemanha trouxe a criação de diversas empresas no âmbito do *holding* Nuclebrás e permitiu ao Brasil ter acesso à tecnologia de reatores PWR com capacidade de 1300 MW, além de possibilitar a capacitação industrial para construção de reatores, instalações e componentes e desenvolver a prospecção, o processamento, a produção, o enriquecimento isotópico do urânio e a produção de elementos combustíveis.

Este acordo encerrou a fase diplomática, quando foram criados os principais institutos de pesquisa e órgãos estatais para assuntos nucleares.

Inicia-se, então, a era do desenvolvimento dependente.

Em 1979 foi criado o Programa Nuclear Paralelo, desenvolvido pela Marinha e apoiado pelo IPEN/CNEN-SP. Por meio desse programa desenvolveu-se o protótipo de um submarino nuclear em instalações com ultracentrífugas para enriquecimento de urânio até 20% do isótopo 235.

O Programa Paralelo propôs o domínio do ciclo do combustível e incluía a construção de um pequeno reator nuclear nacional para produção de radioisótopos usados em tratamentos medicinais, indústrias e laboratórios científicos.

Em 1987 o Brasil declarou seu domínio no enriquecimento do urânio e em 1988 extinguiu-se a Nuclebrás.

A Eletrobrás assumiu o controle de Angra 1 e do canteiro de obras de Angra 2 e Angra 3, sendo criada a Eletronuclear, ligada à CNEN, para administrar atividades em Angra, mas mantendo os acordos firmados com a Alemanha por meio da Siemens (PATTI, 2014; BERNAL et al 2008).

Angra 3, similar a Angra 2 e de igual capacidade, embora constasse no acordo original de 1975, ainda não foi construída pois suas obras, iniciadas em 1984, sofreram paralisações por falta de recursos financeiros.

Em 2014 houve nova tentativa do governo federal em dar continuidade à obra mas foi interrompida em 2015, na situação de apenas 60% realizada, devido à desistência das empreiteiras contratadas e cortes nos recursos da Eletronuclear.

Segundo o secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, deverá ocorrer uma licitação para viabilizar a retomada do empreendimento em 2018, que prevê a finalização da obra em 2023 ou 2024.

Essa licitação visará contratar a construção dos 40% restantes da usina, sendo possíveis interessadas, empresas da China ou Rússia. Porém, Angra 3 continuará pertencendo a estatal Eletrobrás, visto que a Constituição proíbe empresas privadas de operarem plantas nucleares no Brasil (CANAL ENERGIA).

Em 2007, durante o governo do presidente Lula, foram retomadas e, a seguir, interrompidas novamente (UDAETA *et al.*, 2008).

Atualmente, o Brasil domina o ciclo de combustível dos reatores nucleares de pesquisa e a tecnologia dos reatores de potência (IPEN 2016).

E a Indústrias Nucleares do Brasil (INB), resultante das subsidiárias da Nuclebrás, está em vias de industrialização nuclear (FGV 2016).

São 4 os reatores de pesquisa hoje no Brasil: IEA-R1, piscina aberta, 5 MW no IPEN, SP; IPR-R1, Triga, 250 KW no CDTN/CNEN, MG; Argonauta, argonauta, 500 W no IEN/CNEN, RJ e IPEN-MB 01 no IPEN, SP (IPEN 2016).

7.4.2. Usinas em operação Angra 1 e Angra 2

Na Figura 26 podem ser vistas a unidades Angra 1 e 2.

Figura 26 - Usinas nucleoeletricas em operação no Brasil - Angra 1 e Angra 2

Fonte: Google Imagens, 2018.

A potência elétrica da usina Angra 1 é de 642 MW e a de Angra 2 é de 1354 MW, perfazendo juntas um total de 1996 MW, que corresponde a aproximadamente 45% da energia elétrica consumida no estado do Rio de Janeiro.

Ambas as usinas, Angra 1 e Angra 2, contêm reatores do tipo PWR refrigerados e moderados à água leve pressurizada; são alimentados a dióxido de urânio (UO_2) com enriquecimento médio do ^{235}U igual a 3%.

O material de revestimento das varetas-combustível é a liga Zircaloy-4 e o material utilizado nas barras de controle é a liga metálica Ag-In-Cd 80%-15%-5% revestida com aço inoxidável.

A água do mar, captada no circuito terciário, tem a função de resfriar e condensar o vapor de água gerado no circuito secundário após a passagem do vapor pelas turbinas (IPEN 2004).

7.4.2.1. Usina Angra 1

Angra 1 atingiu sua primeira criticalidade em 1982, ano que se deu também a sincronização ao SIN e entrou em operação comercial em 1985.

No início de seu funcionamento ocorreram diversos problemas técnicos, acarretando atrasos na continuidade operacional e indisponibilidade elevada da usina, quando comparada aos padrões internacionais.

Após significativos melhoramentos de operação, manutenção e capacitação de pessoal, a usina passou a funcionar com alto grau de eficiência e confiabilidade.

Em 1999 bateu seu *record* de geração, atingindo o fator de disponibilidade igual a 96% e geração bruta de 3976943 MWh (454 MW médios).

Angra 1 insere-se na comunidade nuclear internacional, participando dos programas de cooperação e intercâmbio de informações junto à IAEA, World Association of Nuclear Operators (WANO), Institute of Nuclear Power Operators (INPO) e Electrical Power Research Institute (EPRI) (BERNAL *et al.*, 2008).

7.4.2.2. Usina Angra 2

Angra 2 foi adquirida por meio do Tratado Brasil-Alemanha em 1975; as obras, iniciadas em 1976 e paralisadas a seguir, só foram retomadas em 1995 e finalmente concluídas no final de 1999.

No ano de 2000 foram executadas as etapas do comissionamento para dar início à operação comercial, ou seja: carregamento do núcleo; primeira criticalidade; sincronização ao SIN; realização dos 100% de potência e conclusão dos testes.

Ainda na fase de testes Angra 2 produziu 2623 GWh e demonstrou potência efetiva de 1352 MW, superior à esperada do projeto, de 1309 MW.

Em 2007 Angra 2 atingiu 100% de sua capacidade nominal de geração (BERNAL *et al.*, 2008). Os demais dados técnicos do reator de Angra 2 são os seguintes:

- Varetas combustível agrupadas em arranjos quadrados de 20x20 cm;
- Elemento combustível contendo 16x16 varetas fixas por grades espaçadoras de Inconel-718 e Zircaloy-4;

- Núcleo formado por 193 elementos combustível, dos quais 61 abrigam feixes com 20 barras de controle cada um;
- Carga total de 103,5 toneladas de urânio;
- Dimensões do vaso de pressão: diâmetro= 5,75 m; altura= 13 m e espessura da parede= 25 cm;
- Temperatura e pressão de saída da água refrigerante: 329°C e 161 atm;
- Temperatura e pressão do vapor produzido nos geradores de vapor: 284°C e 70 atm;
- Material dos envoltórios do edifício do reator e da instalação que contem vaso de pressão e geradores de vapor: interno de aço e externo de concreto (FGV 2016; IPEN 2016).

7.4.2.3. Usina Angra 3

A usina Angra 3, Figura 27, que tem a denominação oficial “Unidade 3 da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto”, será parte integrante da Central Nuclear de Angra onde já estão instaladas e em operação, as unidades 1 (Angra 1) e 2 (Angra 2).

O sítio CNAAA tem área aproximada de 1250 ha e situa-se em Ponta Grande, Praia de Itaorna, distrito de Cunhambebe, município de Angra dos Reis, a cerca de 133 km da cidade do Rio de Janeiro, estado RJ.

O local da implementação de Angra 3 vem sendo estudado e monitorado desde a década de 70 por meio de programas ambientais, de acordo com a legislação vigente e diretrizes estabelecidas pelos órgãos competentes e foi consagrado por meio do Ato de Aprovação e Local de Angra 3, Resolução CNEN 11/02, publicada no Diário Oficial da União em 23/09/2002 (EIA-RIMA 2006).

Figura 27 - Maquete da usina Angra 3

Fonte: EIA-RIMA/Angra 3, 2006.

7.4.2.3.1. Caracterização do empreendimento

Os principais caracteres técnicos da usina de Angra 3 são os que seguem, segundo o EIA-RIMA Angra 3 (2005):

- Tipo de reator: PWR;
- Fabricante: GHH gmbh – Gutehoffnungshütte;
- Fornecedor: KWU (atual AREVA);
- Combustível: óxido de urânio enriquecido;
- Potência térmica: 3765 MW;
- Potência elétrica: 1350 MW;
- Vida útil: 40 anos;
- Área construída: 82000 m².

7.4.2.3.1.1. Custos vinculados à Angra 3

A previsão de conclusão de Angra 3 será 2023 ou 2024 e, segundo a Eletronuclear, até janeiro de 2017 foram investidos cerca de R\$ 6,38 bilhões na construção de Angra 3, referentes aos custos diretos acumulados. Esse valor representa 30% do total orçado para o empreendimento (aproximadamente R\$ 21,05 bilhões com base atualizada em junho de 2016) (ELETRONUCLEAR 2017a)

Parte do investimento da obra provém de empréstimos da Eletrobras, por meio do fundo da Reserva Global de Reversão (RGR) e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para aquisição de bens e serviços nacionais e o restante, por meio do contrato assinado com a Caixa Econômica Federal, para a compra de máquinas e equipamentos no mercado internacional.

Todas as atividades de montagem eletromecânica foram executadas por empresas brasileiras, havendo participação estrangeira apenas em atividades de aspectos contratuais. A indústria nacional será responsável pelo suprimento de equipamentos no valor aproximado de R\$ 1,6 bilhão, sendo de 54% o grau de nacionalização previsto para a obra de Angra 3.

Segundo UDAETA *et al.* (2008) espera-se que os financiamentos sejam pagos em até 15 anos após o término de execução da obra, já incluso o período de testes; pode haver variações no custo devido às incertezas de ordem conjuntural ou política.

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear) convertida na Lei nº 13043/2014 beneficia a usina Angra 3 estabelecendo a isenção, entre outros impostos, do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e Imposto de Importação (II) para a aquisição de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, adquiridos no mercado interno ou externo e visando projetos aprovados pelo Ministério das Minas e Energia destinados à construção de usinas nucleares (ELETRONUCLEAR 2017a).

7.4.2.3.1.2. Modelo de comercialização

O MME, por meio da Portaria nº 980 de 21/12/2010, autorizou a celebração de Contrato de Energia de Reserva (CER) entre a Eletronuclear e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O contrato CER nº 126/2011, assinado em 26/08/2011, determinou a contratação de 1.184 MW médios de Energia de Reserva provenientes da usina Angra 3 e estabeleceu que o preço da Energia de Reserva contratada seria de R\$ 148,65/ MWh com base em setembro de 2009. Esse mesmo contrato definiu a forma de reajuste que resultou em um preço de venda de R\$ 238,21 / MWh com base em dezembro de 2016 e válido para o ano de 2017. O prazo de suprimento contratual será de 35 anos e o ponto de entrega será no submercado Sudeste/Centro-Oeste, onde está localizado o empreendimento (ELETRONUCLEAR 2017a).

7.4.2.3.1.3. Garantia física de energia

O MME, por meio da Portaria nº 12/2011 estabeleceu uma garantia física de 1.214,2 MW médios à Angra 3, correspondentes a mais de 10.600.000 MWh em 1 ano; no cálculo já foram considerados o consumo próprio e as perdas elétricas até o ponto de conexão à Rede Básica na Subestação de 500 kV em Angra dos Reis (ELETRONUCLEAR 2017b).

8. ANÁLISES ECONÔMICO-FINANCEIRAS

Projetos de desenvolvimento de produtos, bens ou serviços são considerados projetos de investimento sob o ponto de vista macroeconômico, podendo sofrer subclassificações quanto ao aspecto microeconômico, que são elencados a seguir, como projetos de: implementação; expansão; modernização; realocização e diversificação (WOILER e MATHIAS, 2011).

O maior desafio das organizações é garantir que os resultados correspondam às suas expectativas. Os projetos de investimento cumprem esse papel na medida em que materializam as estratégias empresariais e integram os recursos necessários para que os objetivos sejam atingidos.

Para as empresas assegurarem perpetuidade, aumento da lucratividade e rentabilidade, foram desenvolvidos métodos de avaliação e validação dos projetos de investimento, sob a ótica da geração de valor, que envolvem o orçamento de capital da empresa e estudos de viabilidade (DARCOSO, 1999).

A viabilidade econômico-financeira de um projeto de investimento estima as perspectivas do desempenho financeiro do produto ou serviço e deve ser implementada na fase inicial do planejamento do projeto. A análise da viabilidade é uma ferramenta básica que consiste em avaliar se determinado projeto é realizável ou não e fornecer informações a respeito da rentabilidade do produto e projeção do seu comportamento frente ao mercado (BISSCHOFF, 2013; RODRIGUES, 2015).

8.1. Viabilidade econômico-financeira

Um projeto de investimento pode ser entendido como um “modelo” composto por informações qualitativas e quantitativas que permitem simular a viabilidade ou não de uma ou mais alternativas de investimento (WOILER e MATHIAS, 2011).

Para Torres (2006), a viabilidade técnica, realizável por meio dos procedimentos de engenharia e equipamentos disponíveis, é condição necessária, mas não suficiente e deve ser complementada pela viabilidade econômica visto que “o investimento só será viável se remunerar adequadamente o capital investido de tal forma que os benefícios sejam maiores que os custos”.

Segundo Fonseca (2012), a aceitação ou não de um projeto de investimento é resultado de uma análise econômica e outra financeira, que diz respeito à obtenção dos recursos financeiros necessários ao investimento. Assim, define-se um projeto de viabilidade econômico-financeira como sendo “um conjunto de informações que reunidas possibilitam a tomada de decisão sobre a alocação dos recursos em determinado negócio”.

A análise econômico-financeira envolve diversos fatores, tais como o estudo de mercado, projeções de oferta e demanda do produto e localização do projeto, bem como aspectos relacionados aos recursos financeiros, estrutura de financiamento, projeção do fluxo de caixa e retorno esperado (BISSCHOFF, 2013).

O gerenciamento do portfólio de produtos e serviços inclui todo processo de desenvolvimento do produto ou serviço, desde o planejamento (*front-end*) até a supervisão dos projetos a ele associados, havendo necessidade de revisões periódicas para avaliação da continuidade ou reestruturação dos projetos, conforme apresenta-se na Figura 28 (BITMAN, 2005; RODRIGUES, 2015).

Figura 28 - Avaliação econômica durante o Planejamento e Desenvolvimento do Produto

Fonte: RODRIGUES, 2015.

As incertezas ocorrem em maior grau no início do desenvolvimento, principalmente no *front-end* e tendem a diminuir durante a evolução do processo, na medida em que mais conhecimentos são adquiridos, novas tomadas de decisões ocorrem e as informações vão sendo atualizadas (BITMAN, 2005).

No presente trabalho, o objetivo de estudo da viabilidade econômico-financeira é um projeto de investimento na área de geração de energia por fonte nuclear, por meio do reator inovador SMART, cuja obra deverá ser realizada pelo Governo Federal e empresas brasileiras e internacionais do ramo nuclear, havendo aplicação dos capitais nacional e estrangeiro.

8.1.1. Estrutura do Projeto

A elaboração e análise de um projeto pressupõem uma sequência de etapas representadas principalmente pelos seguintes itens (WOILER e MATHIAS, 2011)

- Análise do ambiente;
- Aspectos econômicos: relativos ao mercado, características do produto, preço de venda, projeções de demanda, canais de comercialização e outros;
- Aspectos técnicos: relativos à escala, dimensionamento e localização do projeto; parâmetros ligados ao processo produtivo, como tecnologias empregadas e arranjo físico das instalações;
- Recursos: estimativa do volume e composição dos recursos necessários;
- Aspectos institucionais e jurídicos: estrutura organizacional e administrativa; recursos humanos e consultoria;
- Quadros financeiros: elaboração das projeções contábeis e financeiras do empreendimento; exemplos: cronograma físico-financeiro; previsão das receitas, custos e resultados esperados;
- Análise: viabilidade ou inviabilidade do projeto;
- Reelaboração: caso seja necessário, deve-se rever os itens e reiterar as atividades para novas tomadas decisórias.

8.2. Métodos quantitativos de análise econômico-financeira

Existe uma grande variedade de métodos utilizados na gestão do portfólio, sendo os financeiros, os mais utilizados (BITMAN, 2005). Esses métodos inserem-se nos tradicionais de viabilidade econômico-financeira como, por exemplo, os que fornecem indicadores a partir de fluxos de caixa descontados e serão apresentados nos itens 8.2.1., 8.2.2. e 8.2.3.2.

Além desses há os mais sofisticados como, por exemplo, os que simulam cálculos de probabilidades e riscos. Métodos ainda mais complexos buscam modelar as incertezas inerentes ao *front-end*, principalmente se o produto for inovador e o mercado desconhecido.

No início do desenvolvimento são definidos, portanto, os principais indicadores do projeto associados ao produto final tais como o custo do produto e as previsões de retorno do empreendimento. Essa análise preliminar de viabilidade é a referência para as fases seguintes, tornando-se fundamental no prosseguimento da execução do projeto (RODRIGUES, 2015).

De maneira geral, os critérios utilizados para análises econômico-financeiras de um projeto de investimento são classificados como científicos ou empíricos; os científicos baseiam-se no fluxo de caixa e no valor do dinheiro no tempo e os empíricos desconsideram esse valor ou desprezam uma parte dos valores obtidos.

Os fluxos de caixa operacionais representam o fluxo de entradas e saídas dos recursos financeiros durante o ciclo de vida planejado para o produto, bem ou serviço. São utilizados vários formatos de conhecimentos, explícitos ou implícitos e seus resultados econômicos auxiliam nas tomadas decisórias e utilização de procedimentos específicos para diversas situações (BISCHOFF, 2013).

No grupo dos científicos destacam-se o Valor Presente Líquido (VPL); Taxa Interna de Retorno (TIR); *Payback* Descontado (PBD) e Índice de Lucratividade (IL), dentre os quais serão apresentados VPL, TIR e PBD por serem empregados na metodologia do presente trabalho. E, dentre os empíricos, o mais utilizado é o *Payback* Simples (PBS) também comentado, devido à simplicidade de operação e grande aceitação pública.

Para aplicação dos métodos acima descritos faz-se necessárias as seguintes hipóteses:

- Admite-se um ambiente sem restrições orçamentárias de capital, o que pressupõe recursos financeiros ilimitados ou financiamento disponível sempre a uma taxa constante ao longo do tempo;
- As taxas de desconto são “puras”, isto é, exclui-se o prêmio por risco;
- Os componentes risco e incerteza são desprezados.

Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A TMA é uma taxa que serve como parâmetro para a aceitação ou rejeição de um determinado projeto de investimento; é o valor mínimo a ser atingido pelo investimento para que seja viável (REBELLATO, 2004; RODRIGUES, 2015) e deve refletir o valor do dinheiro no tempo.

A TMA representa o “custo de oportunidade” de se optar por um investimento em detrimento a outro, de melhor alternativa disponível, de mesmo capital e mesmo risco (ASSAF NETO e LIMA, 2010).

8.2.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL, também chamado de *Net Present Value* (NPV), é um método amplamente utilizado em análises de viabilidade de projetos de investimento. O método consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa e somá-los ao valor do investimento inicial tendo como taxa de juro, a TMA do projeto; considera, portanto, a valorização do capital ao longo do tempo e estima o ganho real do investimento.

Se o VPL for negativo, o retorno do projeto será menor que o investimento inicial, indicando a inviabilidade do projeto; em caso positivo, o valor obtido pagará o investimento, acrescido da remuneração pela TMA, tornando-o viável e no caso em que VPL resulte nulo, a decisão será neutra (PRATES, 2017a).

8.2.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR, ou *Internal Rate of Return* (IRR), é a taxa necessária para igualar o valor presente de um investimento aos seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa

gerados em cada período; assim, define-se matematicamente a TIR como sendo a taxa que torna o VPL de um fluxo de caixa igual a zero (PRATES, 2017a).

Se a TIR de um investimento for maior que a taxa mínima de atratividade TMA, o projeto será atrativo; sendo igual é indiferente e sendo menor, configura-se uma situação de não atratividade.

Portanto, a TIR representa o ponto de reversão da decisão de investir; se a TMA do investimento for inferior à TIR o projeto deverá ser aceito e se a TMA for superior à TIR, o projeto deverá ser rejeitado e quanto maior a TIR melhor e mais lucrativo será o projeto ou novo negócio (SVIECH, 2013).

8.2.3. Retorno do capital

Um dos critérios mais importantes para decidir investir em uma empresa ou produto é o custo de oportunidade. Assim, um indicador que deve ser avaliado pela gestão é o retorno do capital, mais conhecido como *payback*, tempo em meses ou anos, que corresponde ao prazo necessário para que o lucro líquido se equipare ao valor investido.

8.2.3.1. Payback Simples

O *Payback* Simples (PBS) é uma técnica de aplicação simples e direta que permite a estimativa do prazo de retorno do capital.

É calculado acumulando-se os fluxos de caixa para determinar o período em que houve a transição do valor negativo para positivo, ou seja, o momento em que o dinheiro investido foi recuperado. (RODRIGUES, 2015; REBELATTO, 2004).

O PBS pode ser empregado como uma primeira medida, para comparar o tempo de recuperação do capital e o prazo máximo tolerado pelo investidor; o projeto será aceitável se o PBS for superior a este valor e rejeitado se for inferior.

No entanto, este método apresenta desvantagens por desconsiderar dois importantes fatores: a taxa de desconto e, portanto, o valor do dinheiro no tempo e também os valores do fluxo de caixa gerados após o prazo de recuperação.

Sendo assim, o PBS não é indicado como único critério na seleção de alternativas de investimento, mas deve ser utilizado complementarmente a outros métodos de avaliação (BISSHOFF, 2013).

8.2.3.2. Payback Descontado

O *Payback* Descontado (PBD), ao contrário do PBS, considera o valor do dinheiro no tempo e representa o prazo de recuperação do investimento remunerado pela taxa de juro, que é a TMA do projeto.

Também por este método é necessário definir um prazo máximo tolerado para a recuperação do investimento, que será comparado ao valor obtido, para definir a adoção ou rejeição do projeto.

Analogamente ao PBS, o momento de recuperação do capital corresponde ao período (ano ou mês) em que o somatório dos fluxos de caixa descontados (considerando a taxa de juro) torna-se positivo.

Apesar de corrigir a distorção apresentada pelo PBS em relação aos juros, o PBD não considera todas as receitas que ocorrem ao longo da vida do projeto; por isso também não deve ser utilizado como único critério de avaliação de alternativas, mas sim em conjunto com outros critérios (ASSAF NETO e LIMA, 2010).

8.3. Amortização de um Projeto de Investimento

Define-se amortização de um projeto como sendo o processo de redução do valor de um ativo⁴ por montantes periódicos.

Ao realizar pagamentos periódicos regulares, o investimento inicial diminui gradativamente até atingir o valor zero, quando a dívida é totalmente quitada.

Um dos critérios mais importantes de pagamentos de amortização de um ativo corresponde ao Valor do Pagamento Periódico (VPP) ou *Periodic Payment Amount*

⁴ Ativo é um termo básico utilizado para expressar os bens, valores, créditos, direitos e afins que, em determinado momento, formam o patrimônio de uma pessoa, singular ou coletiva, os quais são avaliados por seus respectivos custos.

(PMT) que se baseia no índice chamado de Fator de Recuperação do Capital (FRC). O Valor do Pagamento Periódico é o montante final, resultante da soma dos juros acumulados com o capital inicial e pagamentos efetuados (WITTWER, 2008; SAMANEZ, 2009).

8.4. Custo do Capital

O custo de capital é a taxa de retorno que as empresas usam para calcular, descontando ou compondo, o valor do dinheiro no tempo (ASSAF NETO, 2015) e precisam obter em seus projetos de investimento para manter o valor de mercado da empresa. Assim:

- projetos com retornos superiores ao custo do capital elevam o valor da empresa;
- projetos com retornos inferiores ao custo do capital reduzem o valor da empresa.

Onde o *capital* é entendido como “o total de recursos próprios ou de terceiros, que financiam as necessidades de longo prazo da empresa” (PRATES 2017b).

O custo do capital é um importante norteador de tomadas decisórias e estratégias, em todas as áreas da empresa (ASSAF NETO, 2015).

A composição do capital tem impacto direto sobre o custo do capital e resulta das políticas de financiamento e estrutura de capital adotadas pela empresa, podendo abranger, basicamente, os custos de capital próprio e de terceiros.

Assim, calcula-se o custo *médio* de capital, considerando-se os custos dos recursos de todas as fontes disponíveis na empresa e a participação percentual de cada fonte (capital próprio e de terceiros) (PRATES, 2017b).

8.4.1. Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)

O Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) é uma taxa que mede a remuneração requerida sobre o capital investido em determinada empresa ou entidade com fins lucrativos e mede também o custo de oportunidade dos investidores ou credores; é calculado através da média

ponderada das remunerações correspondentes ao capital investido de cada credor ou investidor.

O CMPC representa, portanto, o custo de cada fonte de capital ponderado por sua respectiva participação na estrutura de financiamento da empresa. Esse custo é constituído pelos diversos componentes de financiamento como dívida, patrimônio líquido e títulos híbridos da empresa (DAMODARAN, 2004).

Para Brealey e Myers (2003), um projeto será considerado bom se for lucrativo o suficiente para pagar os juros sobre a dívida contraída para financiá-lo e ainda gerar uma taxa de retorno maior que a esperada.

Estrutura de capital

Estrutura de capital é a composição dos fundos de longo prazo que irão financiar o ativo permanente e parte do ativo circulante, tendo como origem o capital próprio ou de terceiros ou ainda, segundo Schoroeder, Clark e Cathey (2005), uma combinação entre esses dois tipos.

Custo do capital próprio

O custo do capital próprio, ou do Patrimônio Líquido (PL), é o custo do retorno esperado sobre o PL durante um determinado período com base na taxa de juros e *payback* de mercado, ou ainda, segundo Assaf Neto e Lima (2010), é “o retorno mínimo que os acionistas exigem de seu capital na empresa”.

Custo do capital de terceiros

O capital de terceiros refere-se aos recursos externos dos financiamentos e empréstimos de longo prazo dos projetos da empresa; assim, o custo do capital de terceiros é a remuneração de tais recursos, ou seja, são os juros pagos pela empresa, aos credores das dívidas (PRATES, 2017b; ASSAF NETO e LIMA, 2010).

8.5. Tarifa de energia elétrica

A Tarifa Efetiva (Tef) de energia elétrica cobrada dos consumidores pela ANEEL é calculada pela equação (2):

$$Tef = \frac{\text{tarifa homologada pela ANEEL}}{1 - \left(\frac{PIS}{PASEP} + COFINS + ICMS \right)} \quad (2)$$

Essa fórmula considera os seguintes tributos: Programa de Integração Social (PIS); Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP); Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) (SILVA, F. G. R., 2013).

9. METODOLOGIA DA VIABILIDADE ECONÔMICA

Selecionou-se o reator SMART por ser um reator avançado que apresenta diversos aperfeiçoamentos tecnológicos, como dito anteriormente, mas que conserva o funcionamento PWR, de tecnologia conhecida e aplicada nas usinas nucleares do Brasil, Angra 1, 2 e 3.

Foram realizados os cálculos aproximados dos custos de instalação e operação de uma usina SMART e também das receitas; construídos os fluxos de caixa e aplicadas as técnicas de viabilidade econômica abaixo explicitadas, com base no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC):

- FCLD (Fluxo de Caixa Líquido Descontado), composta pelos métodos Payback Descontado (PBD); Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Valor do Pagamento Periódico, que será indicado pela sigla PMT.

A metodologia para o levantamento dos custos baseou-se na estrutura de cálculos segundo Sauer (2011) complementada pelas referências (Eletronuclear 2017a, b; UDAETA *et al.*, 2008; BORGES, 2012, IND HOJE e FX TOP).

Os dados geradores foram extraídos direta ou indiretamente das referências (SMR, 2017; IAEA, 2006 e 2007).

Foram considerados como parâmetros iniciais:

- a vida útil da usina igual a 40 anos;
- o tempo de construção de 4 anos;
- a potência elétrica de 100 MW;
- a capacidade de geração de 90 MW.

Para este estudo o local de instalação não foi definido, podendo ser em qualquer localidade do país segundo decisão do planejamento energético federal e, se vier a ser definido, este custo deverá ser incorporado aos cálculos finais. Portanto, assume-se que o local de instalação da usina esteja desocupado e que esta atenda a uma demanda de 100.000 habitantes, com início de operação em 2028. O ano de 2028 foi escolhido com base na avaliação de que o horizonte de dez anos seja suficiente para o crescimento e estabilização da economia no país, trazendo como consequência, investimentos substanciais na área energética.

É importante salientar que no presente estudo desconsidera-se o fator risco por atrasos ou interrupções na obra, decorrentes de questões políticas ou conjunturais.

Assim, custos adicionais devido a essas incertezas não serão contabilizados.

Os procedimentos e cálculos utilizados para avaliar a viabilidade econômica bem como os resultados obtidos serão apresentados nos itens a seguir.

9.1. Apuração dos custos

Para a estimativa dos custos totais deve-se considerar os custos de construção (C_2) e custos operacionais anuais (Cop_{an}).

Os custos de construção, C_2 , envolvem o custo de construção física, C_1 , e as despesas de mão de obra direta, equipamentos e licenciamento, Desp. Considerando-se um reator SMART de 100 MW(e) de potência, o custo de construção física corresponde a:

$C_1 = \text{US\$ } 1.714/\text{KWe}$ (dado por IAEA em 2006), obtendo-se:

$C_1 = \text{US\$ } 171.400.000,00$;

e $\text{Desp} = \text{US\$ } 3.375.000,00$ (dado por SMR 2017)

Os valores corrigidos e atualizados tanto de C_1 , em reais, segundo FX TOP em 02/10/2017 e de Desp, em reais, segundo SMR 2017 e FX TOP em 27/09/2017 são respectivamente:

$C_1 = \text{R\$ } 673.116.270,00$;

$\text{Desp} = \text{R\$ } 10.751.925,00$

Portanto, os custos de construção, C_2 , dados pela equação (3), tornam-se:

$$C_2 = C_1 + \text{Desp} \quad (3)$$

$C_2 = \text{R\$ } 683.868.195,00$ (sem juros)

Os custos operacionais anuais, Cop_{an} , englobam em sua composição:

- os custos de seguros que representam 1% de C_2 (SAUER 2011) equivalendo a $\text{R\$ } 6.838.682,00$;

- os custos de manutenção que representam 2% de C_2 (SAUER, 2011) equivalendo a R\$ 13.677.364,00;
- os custos de recursos humanos que representam 2% de C_2 (SAUER, 2011) equivalendo a R\$ 13.677.364,00;
- os custos de desapropriações que representam 5% de C_2 (BERNAL *et al.*, 2008) divididos por 44 equivalendo a R\$ 777.123,00;
- os custos relativos à proteção ambiental que representam 0,5% de C_2 (BORGES, 2012) divididos por 40 equivalendo a R\$ 85.484,00;
- os custos de depreciação que representam 2,5% de C_2 ao ano (IND HOJE) equivalendo a R\$ 17.096.705,00;
- os custos de descomissionamento considerados no 44º ano, que eram US\$ 2,00/ MWh em 07/2008, multiplicados pela capacidade de 90 MW(e), 24 horas e 360 dias, perfazendo o total de R\$ 5.518.800,00, em 27/09/2017 (UDAETA *et al.*, 2008; IAEA, 2007 e FX TOP);
- os custos de combustível nuclear e rejeitos (Incluindo combustível reciclado e descartado) equivalendo a R\$ 5.345.352,00 em 27/09/2017 (SMR, 2017 e FX TOP).

9.2. Geração de receitas (anuais)

Um parâmetro importante na análise econômica é a geração das receitas anuais (RB) que, ao lado dos custos, deve compor os fluxos de caixa. Como a geração de receitas se dá a partir do primeiro ano de operação, nos primeiros quatro anos ocorre a construção da instalação e no quinto ano inicia-se a sua operação.

9.2.1. Receitas FCLD

Para esse cálculo foram selecionadas três tarifas distintas:

- 1) R\$ 238,21/MWh;
- 2) R\$ 200,00/MWh;
- 3) R\$180,00/ MWh.

A primeira, R\$ 238,21/MWh, foi adotada por tratar-se da tarifa de energia elétrica por fonte nuclear, com base no CER 126/2011 - Angra 3, segundo ELETRONUCLEAR 2017b, válida para 2017.

A segunda, R\$ 200,00/MWh e terceira, R\$ 180,00/MWh, inferiores à primeira, foram adotadas como critérios de comparação para possíveis conclusões a cerca de um valor mínimo a ser pago pelos consumidores.

A receita bruta (RB), em reais, é dada pelo produto da capacidade de geração SMART, igual a 90 MW (e) em um dia (24 horas) e, considerando 360 dias em um ano, perfaz um total de:

$$RB = \text{tarifa} \cdot 90 \cdot 24 \cdot 360 \quad (4)$$

O Fluxo de Caixa Líquido (FCL), parâmetro que apura as receitas líquidas dos períodos anuais, pode ser calculado a partir de (5):

$$FCL_i = RB_i - Cop_{an}, \text{ para } i = 1 \text{ a } 44 \text{ (anos)} \quad (5)$$

Com os parâmetros acima calculados, pode-se obter o FCL para cada período (i) possibilitando assim, o cálculo do PBD, VPL e TIR, segundo as equações apresentadas no item 9.4.

Cabe ressaltar que, para a efetivação dos cálculos, supõe-se que tanto os valores dos custos operacionais, Cop_{an} , quanto da receita bruta, RB e, conseqüentemente, da receita líquida, FCL_i , sejam invariáveis ano a ano.

9.3. Cálculo do CMPC

Por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) pode-se medir a remuneração requerida sobre o capital investido na construção do reator inovador proposto e possibilitar também, a obtenção do custo de oportunidade do negócio, em ambas as técnicas, FCLD e PMT.

Este cálculo é realizado segundo a equação (6)

$$CMPC = (M_1 \cdot P_1 + M_2 \cdot P_2 + \dots + M_n \cdot P_n) / (P_1 + P_2 + \dots + P_n) \quad (6)$$

Onde:

M_i = valor (%);

P_i = taxas (%);

$i = 1 \text{ a } 44 \text{ (anos)}$

O CMPC é utilizado diretamente como a taxa de juros compostos k para realizar a análise.

Foram considerados três tipos de captação de recursos:

1º - Investimento de capital misto, admitindo-se 70% proveniente do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) a 7,5 % ao ano e 30% a 10% ao ano como *equity*, segundo SAUER, analogamente à usina de Angra 3, totalizando 100% do capital necessário (SAUER, 2011).

2º - Investimento a 55,5% com recursos de terceiros a 7,5% ao ano e 44,5% com recursos próprios a 12%, totalizando 100%, analogamente a uma das hipóteses de captação segundo UDAETA *et al.* (2008) na retomada de Angra 3.

3º - Investimento de capital próprio pelo BNDES, 100% integralmente a 10% ao ano, por ser a taxa média usual aplicada em projetos de investimentos (BNDES 2018).

A partir dessas premissas foram obtidos os valores $CMPC_1$, $CMPC_2$ e $CMPC_3$, respectivamente, da seguinte forma:

$$CMPC_1 = (0,70 \cdot 0,075 + 0,3 \cdot 0,10) / 1,0$$

$$CMPC_1 = 0,0825 = 8,25\%$$

$$CMPC_2 = (0,555 \cdot 0,075 + 0,445 \cdot 0,12) / 1,0$$

$$CMPC_2 = 0,0950 = 9,50\%$$

$$CMPC_3 = (1,0 \cdot 0,1) / 1,0$$

$$CMPC_3 = 0,1000 = 10,00 \%$$

9.4. Cálculo dos métodos FCLD

São apresentadas, a seguir, as expressões matemáticas correspondentes aos métodos PBD, VPL e TIR e explicações adicionais.

1. Pay Back Descontado (PBD)

Nesta técnica de análise do prazo de retorno do investimento é utilizada a equação (7):

$$PBD = t \quad \text{quando} \quad \sum_1^t FCL_i / (1 + k)^i = C_o \quad (7)$$

Onde:

$i = 1$ a 44 (anos);

k = taxa (CMPC);

t = tempo de retorno (anos);

C_0 = investimento no ano zero (capital);

FCL_i = fluxo de caixa líquido.

2. Valor Presente Líquido (VPL)

Neste método, realiza-se a soma do valor presente de todos os períodos que compõem o fluxo de caixa ao C_0 negativo por meio da equação (8):

$$VPL = -C_0 + \sum_1^{44} FCL_i / (1 + k)^i; k = \text{taxa} \quad (8)$$

3 - Taxa Interna de Retorno (TIR)

Neste método os cálculos foram realizados utilizando a equação (9) que é complexa para ser efetuada algebricamente:

$$\sum_1^{44} FCL_i / (1 + TIR)^i = C_0, i = 1 \text{ a } 44; C_0 = \text{capital} \quad (9)$$

9.5. Aplicação do PBD, VPL e TIR

O procedimento descrito nos itens 9.1 e 9.2.1. foi realizado para as três tarifas e construídas três planilhas em EXCEL, que serão mostradas no Apêndice deste trabalho, como planilhas A, B e C, sendo, respectivamente:

- A = Fluxo de caixa 1, tarifa de R\$ 238,21/MWh;
- B = Fluxo de caixa 2, tarifa de R\$ 200,00/MWh;
- C = Fluxo de caixa 3, tarifa de R\$ 180,00/MWh

9.6. Cálculo da Anuidade e Valor Unitário (PMT)

O Valor do Pagamento Periódico, *Periodic Payment Amount* (PMT), baseia-se no Fator de Recuperação do Capital (FRC), índice que define um custo periódico a ser pago pelo investimento inicial; neste caso, uma anuidade.

Segundo Sauer, esse método pode ser aplicado pela equação (10):

$$FRC = k \cdot (1 + k)^n / (1 + k)^n - 1 \quad (10)$$

Onde:

n = vida útil do empreendimento, k = taxa

E a anuidade é dada por:

$$\text{Anuidade} = \text{FRC} \cdot C_0 \quad (11)$$

Onde C_0 = capital

A anuidade é considerada um novo custo anual, que será adicionado ao C_{OPan} nos fluxos de caixa, mostrados através das planilhas D, E e F do Apêndice.

Como o PMT já considera um custo anual para a recuperação do capital investido, não se admite cálculo de VPL ou TIR pois esse custo estaria sendo contado duas vezes; por isso, só é possível comparar os resultados do prazo de retorno e também do custo unitário, entre as técnicas PMT e FCLD.

Portanto, variando-se a taxa k e, conseqüentemente, o valor da anuidade, obtém-se valores diferentes do custo unitário de geração (em R\$/MWh)

Assim, cada fluxo de caixa, expresso em uma das planilhas D, E e F, deve gerar um novo valor do custo unitário, que será calculado dividindo-se o custo total da usina pela geração total de energia em 40 anos (31.104.000 MWh).

9.7. Resultados e discussões

Após os valores obtidos através das planilhas A, B e C, D, E e F foi possível realizar o cálculo do Valor Unitário de Geração pelas técnicas FCLD e PMT; dos indicadores PBD, VPL e TIR (estes através de calculadora financeira) e dos gráficos que comparam as curvas de *payback* entre as duas técnicas, obtendo-se os resultados deste trabalho e sua conseqüente discussão.

9.7.1. Valor Unitário de Geração (FCLD)

O valor unitário de geração, VU, que é de fundamental importância para este trabalho, é obtido através da divisão do custo total pela geração total de energia.

Portanto, o VU é:

$$VU = \text{R\$ } 3.206.232.526 / 31.104.000 \text{ MWh}$$

$$VU = \text{R\$ } 103,00 / \text{MWh}$$

Segundo dados da Associação Brasileira das Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (ABRADCH) de 03/08/2017, o valor unitário de uma hidrelétrica de 100 MWe corresponde a R\$143,00/ MWh.

Comparando com o valor unitário SMART obtido (R\$ 103,00) observa-se que este é 38,8% menor que o da hidrelétrica.

9.7.2. Resultados do PBD, VPL e TIR

Os valores de PBD, VPL e TIR, apurados a partir das equações 7, 8 e 9, respectivamente, para as três tarifas considerando $CMPC_1 = 8,25\%$, são mostrados na Tabela 5, a partir da qual foi construído o gráfico da Figura 29.

Tabela 5 - Valores de PBD, VPL e TIR a $CMPC = 8,25\%$

Tarifa (R\$/MWh)	Prazo PBD (ano = a, mês = m de operação)	VPL (R\$)	TIR (%)
238,21	11a, 9m	393.649.166,00	11,78
200,00	19a, 6m	142.374.186,00	9,63
180,00	36a, 2m	10.851.044,00	8,36

Fonte: Autora da dissertação.

Figura 29 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos) a $CMPC = 8,25\%$

Fonte: Autora da dissertação.

O procedimento descrito acima para as três tarifas consideradas foi repetido para o $CMPC_2 = 9,50\%$, construída a Tabela 6 e o gráfico da Figura 30.

Tabela 6 - Valores de PBD, VPL e TIR a $CMPC = 9,50\%$

Tarifa (R\$/MWh)	Prazo PBD (ano = a, mês = m de operação)	VPL (R\$)	TIR (%)
238,21	14a, 7m	223.992.284,00	11,78
200,00	35a, 6m	12.212.741,00	9,63
180,00	Inviável	-98.637.582,00	8,36

Fonte: autora da dissertação.

Figura 30 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos) a $CMPC = 9,50\%$

Fonte: autora da dissertação.

Novamente repetiu-se o cálculo de PB, VPL e TIR, considerando agora $CMPC_3 = 10,00\%$, construiu-se a Tabela 7 e o gráfico da Figura 31.

Tabela 7 - Valores de PBD, VPL e TIR a $CMPC = 10,00\%$

Tarifa (R\$/MWh)	Prazo PBD (ano = a, mês = m de operação)	VPL (R\$)	TIR (%)
238,21	16a, 2m	166.749.191,00	11,78
200,00	Inviável	-31.704.531,00	9,63
180,00	Inviável	-135.579.810,00	8,36

Fonte: autora da dissertação.

Figura 31 - Valores de VPL das três tarifas x PBD (% x anos), a $CMPC=10,00\%$

Fonte: autora da dissertação.

Os resultados observados por meio das Tabelas 5, 6 e 7 e dos gráficos das Figuras 29, 30 e 31 permitem as seguintes análises:

Em relação ao VPL e PBD

Considerando 15 anos o prazo tolerável de retorno do capital (Udaeta *et al*, 2008), indica-se viabilidade do projeto nas situações comentadas a seguir:

- Taxa de 8,25% e receita de R\$ 238,21.

Essa é a opção que apresenta o maior valor de VPL (R\$ 393.649.166,00) entre todos os outros, o que já era esperado, pois corresponde à maior tarifa, menor taxa e também ao retorno mais rápido de capital, 11 anos e 9 meses de operação.

- Taxa de 8,25% e receita de R\$ 200,00.

Esta situação apresenta o valor de R\$142.374.186,00 para VPL e correspondente ao prazo de retorno igual a 19 anos e 6 meses de operação, relativamente alto, mas ainda aceitável.

A tarifa de R\$ 180,00 para essa mesma taxa (8,25%) demonstra um valor muito baixo do prazo do VPL (R\$ 10.851.044,00) e prazo de retorno muito alto (36º ano de operação), o que torna a opção inviável.

- Taxa de 9,50% e receita de R\$ 238,21.

O valor de VPL para essa alternativa é de R\$ 223.992.284,00 com respectivo prazo de retorno igual a 14 anos e 7 meses de operação.

A alternativa receita de R\$ 200,00 para essa taxa de 9,50% expressa um valor relativamente baixo do VPL, R\$12.212.741,00 e prazo de retorno muito alto (35º ano de operação), inviabilizando-a.

E para a opção tarifa de R\$ 180,00 à essa mesma taxa de 9,5%, o VPL resulta negativo, devendo, portanto, ser rejeitada.

- Taxa de 10,00% e tarifa de R\$238,21.

Esta alternativa apresenta o valor R\$ 166.749.191,00 e prazo de retorno igual a 16 anos e 2 meses de operação.

É a única opção aceitável à taxa de 10,00%, visto que as outras, referentes às tarifas de R\$ 200,00 e R\$ 180,00, devem ser descartadas por apresentarem VPL negativo, não havendo, nesses casos, retorno do capital.

Em relação à TIR

Os resultados da TIR para as três tarifas consideradas, R\$ 238,21; R\$ 200,00 e R\$180,00 foram, respectivamente: 11,78%; 9,63% e 8,36%.

Esses valores da TIR servem como medidas de rejeição ou aceitação do investimento quando comparadas à taxa k , que representa a taxa mínima de atratividade.

Assim, os valores obtidos de PBD, VPL e TIR estão coerentes e se complementam na análise e decisão pela melhor opção, como explicado abaixo:

- Para tarifa de R\$ 238,21, a TIR 11,78%, é maior do que qualquer uma das taxas (8,21%; 9,50% e 10,00%) sendo, por isso, viável nos três casos e apresentando VPL positivo, de módulos consideráveis.
- Para tarifa de R\$ 200,00, a TIR é 9,63%, maior do que 8,25% e 9,5%, sendo “viável” nesses casos, mas como é muito próxima de 9,5%, apresenta, nessa situação, baixo valor de VPL e PBD muito alto (35º ano de operação).

Portanto, a opção 8,25% é aceitável e 9,50% descartável. E, no caso 10,00%, a TIR é inferior sendo, portanto, inviável e correspondendo a um VPL negativo.

Para tarifa de R\$ 180,00, sendo a TIR 8,36%, só seria “viável” para $k = 8,25\%$; porém está muito próxima desse valor, apresentando um baixo VPL, embora positivo e altíssimo PBD (36º ano), o que a torna também inviável, ao lado das outras duas alternativas (9,5% e 10,00%) que mostram valores negativos do VPL.

Por essa análise, descarta-se a tarifa de R\$ 180,00 e seleciona-se: tarifa de R\$ 200,00 para $k = 8,25\%$ e de R\$ 238,21 para todas as taxas, sendo a melhor opção, tarifa de R\$ 238,21 à taxa de 8,25%, como já comentado acima.

9.7.3. Aplicação da técnica PMT

Para os cálculos PMT, selecionou-se a tarifa de R\$ 238,21 por apresentar os melhores resultados em termos de VPL, todos positivos e os menores valores de PBD, para as três taxas consideradas (8,25%; 9,50% e 10,00%) conforme as análises acima realizadas e cuja receita anual, idêntica à da técnica FCLD, também já foi calculada no item 9.2.1., resultando R\$185.232.096,00.

Assim, procedeu-se aos cálculos das anuidades, valores unitários de geração (VU', VU'' e VU''') e, posteriormente, aos gráficos 32, 33 e 34.

Estes gráficos mostram os valores dos fluxos de caixa líquidos acumulados FCLD e PMT, em função dos anos de vida útil da usina, desde o ano zero até o 44º ano, ou seja, dos *payback* (PB), permitindo visualizar o ano de transição do negativo para o positivo, em ambas as curvas.

Os resultados são mostrados e comentados a seguir.

Admitindo-se:

1 - Um investimento de 70% a 7,5% ao ano e 30% a 10% ao ano e, portanto,

$n = 40$ anos e $k = 8,25\%$, obtém-se:

$$FRC_1 = 0,086113734$$

A anuidade é obtida por (Sauer) conforme a equação (11):

$$\text{Anuidade} = FRC_1 \cdot C_2$$

Onde:

$$C_2 = \text{R\$ } 683.868.195,00 ;$$

$$FRC_1 = 0,086113734, \text{ resultando}$$

$$\text{Anuidade} = \text{R\$ } 58.890.444,00$$

Esse fluxo de caixa é mostrado por meio da planilha EXCEL D em anexo.

Obteve-se, assim, o seguinte valor unitário, VU':

$$VU' = \text{R\$ } 5.561.850.286 / 31.104.000 \text{ MWh}$$

$$VU' = \text{R\$ } 179,00/\text{MWh}$$

O gráfico da Figura 32 mostra os valores dos fluxos de caixa líquidos acumulados ano a ano, FCLD e PMT, durante os 44 anos da vida da usina SMART desde a construção até o descomissionamento.

Figura 32 – FCLD e PMT acumulados x anos da usina, CMPC = 8,25%.

Fonte: autora da dissertação.

2 - Um investimento de 55,5%% a 7,5% ao ano e 44,5% a 12,00% ao ano e, portanto, $n = 40$ anos e $k = 9,5\%$, obtém-se:

$$FRC_2 = 0,097587$$

$$\text{Anuidade} = FRC_2 \cdot C_2$$

Onde:

$$C_2 = \text{R\$ } 683.868.195,00;$$

$$FRC_2 = 0,097587, \text{ resultando}$$

$$\text{Anuidade} = \text{R\$ } 66.736.645,00$$

Esse fluxo de caixa é mostrado por meio da planilha em EXCEL E em anexo.

Obteve-se, assim, um novo valor unitário, VU”:

$$VU'' = \text{R\$ } 5.875.698.326 / 31.104.000 \text{ MWh}$$

$$VU'' = \text{R\$ } 189,00/\text{MWh}$$

O gráfico da Figura 33 mostra os valores dos fluxos de caixa líquidos acumulados ano a ano, FCLD e PMT, durante os 44 anos da vida da usina SMART, desde a construção até o descomissionamento.

Figura 33 – FCLD e PMT acumulados x anos da usina, CMPC = 9,5%

Fonte: autora da dissertação.

3 - Um investimento de 100% a 10,00% ao ano e, portanto, $n = 40$ anos e $k = 10\%$, obtém-se:

$$FRC_3 = 0,102259$$

$$\text{Anuidade} = FRC_3 \cdot C_2$$

Onde:

$$C_2 = \text{R\$ } 683.868.195,00;$$

$$FRC_3 = 0,102259, \text{ resultando}$$

Anuidade = R\$ 69.931.678,00

Esse fluxo de caixa é mostrado por meio da planilha F em anexo.

Obteve-se, assim, um novo valor unitário, VU''' .

Cálculo do VU'''

$VU''' = \text{R\$ } 6.003.499.646 / 31.104.000 \text{ MWh}$

$VU''' = \text{R\$ } 193,00 / \text{MWh}$

O gráfico da Figura 34 mostra os valores dos fluxos de caixa líquidos acumulados ano a ano, FCLD e PMT, durante os 44 anos da vida da usina SMART, desde a construção até o descomissionamento.

Figura 34 – FCLD acumulados e PMT x anos da usina, CMPC = 10,00 %

Fonte: autora da dissertação.

Por meio das Figuras 32, 33 e 34 pode-se elencar os seguintes pontos que determinam as principais diferenças entre as técnicas FCLD e PMT:

Em relação aos *Payback* (PB)

Os valores de PB relativos à curva PMT nos três gráficos foram menores do que os valores de PB relativos à curva FCLD, evidenciando em todos os casos, um retorno mais rápido do capital por meio da técnica PMT.

Esses valores são apresentados na Tabela 8 abaixo.

Tabela 8 - Valores dos *Payback* das técnicas FCLD e PMT

CMPC (%)	Prazo PBD / FCLD (ano = a, mês = m)	Prazo PB / PMT (ano = a, mês = m)
8,25	11a, 9m	9a, 11m
9,50	14a, 7m	11a, 3m
10,00	16a, 2m	11a, 10m

Fonte: autora da dissertação.

Em relação ao tipo de função

A técnica FCLD exibe curva exponencial conforme verifica-se através da equação 7 e planilhas A, B e C enquanto a técnica PMT exibe curva linear, de acordo com a equação 11 e planilhas D, E e F.

Em relação ao valor unitário de geração de energia

Os valores obtidos do valor unitário referente às três taxas consideradas: 8,25%; 9,50% e 10,00% foram (em R\$/MWh) respectivamente: 179,00; 189,00 e 193,00.

Esses valores se mostram todos superiores ao obtido pela técnica FCLD, na qual o valor unitário VU é uma grandeza invariável e independente da taxa k.

Comparativamente a VU, todos são mais altos em: VU' 74% (para k = 8,25%); VU'' 83,5% (para k = 9,50%) e VU''' 87% (para k = 10,00%).

Em relação ao valor unitário de uma hidrelétrica de 100 MWe, também todos os valores obtidos pela técnica PMT resultaram superiores, a saber, em: V'U 25% (para k = 8,25%); V''U 32% (para k = 9,50%) e V'''U 35% (para k = 10,00%).

10. CONCLUSÕES

A partir dos resultados apresentados no capítulo 9 foi possível obter conclusões importantes a respeito da viabilidade econômica da implementação do reator nuclear SMART no Brasil, com início previsto para 2028.

Inicialmente, analisando todas as possibilidades de investimento, por meio dos métodos VPL, TIR e PBD, das três tarifas e três taxas de juros (CMPC) adotadas, pode-se afirmar que a melhor opção seria a tarifa de R\$ 238,21/MWh e CMPC de 8,25%, que admite um capital misto de 70% a 7,5% pelo BNDES e 30% a 10,0% como *equity*, apresentando o melhor retorno financeiro tanto em termos de montante quanto de rapidez.

Mas também não se descartam taxas mais altas (9,5% e 10,0%) para essa mesma tarifa, obtendo-se retornos consideráveis, sendo o melhor deles o de CMPC 9,5%, correspondente ao investimento de 55,5% com recursos de terceiros a 7,5% e 44,5% com retornos próprios a 10,00%.

A tarifa de R\$ 200,00/MWh apresenta um valor razoável de retorno financeiro, porém a ser pago em um prazo relativamente alto (19º ano de operação), se for considerado como limite o prazo de 15 anos.

E as opções referentes à tarifa de R\$ 180,00 são descartáveis por apresentarem clara inviabilidade.

Em uma análise geral pode-se supor que, se o Governo Federal adotasse uma tarifa no valor intermediário entre R\$ 200,00 e R\$ 238,21 como, por exemplo, R\$ 219,00 e taxas entre 8,25% e 9,50%, o projeto seria viável, sendo que as empresas de geração elétrica não sofreriam prejuízos e os consumidores seriam beneficiados pois já pagam uma onerosa carga tributária sobre o valor repassado pela ANEEL, como pode ser observado através da Tarifa Efetiva, Tef (equação 2).

Por meio da técnica do Valor do Pagamento Periódico (PMT), foram analisadas as possibilidades de investimento variando-se as taxas CMPC (8,25%; 9,50% e 10,00%) à mesma tarifa de R\$ 238,21, verificando-se viabilidade econômica nos três casos considerados e os resultados foram comparados com a técnica FCLD em termos de prazos de retorno financeiro e custo unitário por MWh.

Ficou demonstrado que, nas três hipóteses, o método PMT apresentou retornos mais rápidos de capital; porém, por meio do PMT, após atingido o saldo positivo, a anuidade continua sendo paga até o último ano de vida útil da usina.

Esse fato reflete-se no cálculo do custo unitário que se mostra consideravelmente maior do que o valor obtido por meio da técnica FCLD (R\$103,00/MWh) para as três taxas consideradas: 8,25%; 9,50% e 10,0%.

Os valores encontrados foram superiores em 74%, 83% e 87%, respectivamente.

Também em relação ao custo unitário de uma hidrelétrica de igual potência, 100 MWe, os três valores encontrados por meio da técnica PMT mostraram-se superiores em 25%, 32% e 35%, respectivamente às taxas 8,25%; 9,50% e 10,00%.

O valor unitário encontrado da usina SMART através dos métodos VPL, TIR e PBD, mostra-se bastante atraente em relação ao de uma usina hidrelétrica de potência 100 MW (aproximadamente 39% inferior).

Pelas metodologias aplicadas neste trabalho conclui-se que a implementação da usina SMART no Brasil é economicamente viável. Pela técnica FCLD, indica-se viabilidade em quatro situações distintas e o custo por MWh obtido é inferior ao de hidrelétricas de mesma potência; é, portanto, preferível a essas usinas, pois também causa menos impactos ambientais.

Além dessas vantagens, não polui, como as fontes emissoras de GEE.

Sugere-se, para trabalhos futuros, apurações de novas opções de investimentos, para valores de tarifas entre R\$ 200,00 e R\$ 238,21 e outras hipóteses de captação de recursos, considerando ambas as técnicas, FCLD e PMT, e pesquisas similares com outros reatores nucleares inovadores no Brasil.

APÊNDICE - PLANILHAS

A – Fluxo de caixa 1, tarifa de R\$ 238,21/MWh

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Desc.	(8) Combustíveis	Custo Total	(9) Receita	FCL	
0	-683.868,195									-683.868,195		-683.868,195	0
1					-777,123					-777,123		-777,123	1
2					-777,123					-777,123		-777,123	2
3					-777,123					-777,123		-777,123	3
4					-777,123					-777,123		-777,123	4
5		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,073	185,232,096	127,734,022	5
6		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	6
7		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	7
8		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	8
9		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	9
10		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	10
11		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	11
12		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	12
13		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	13
14		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	14
15		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	15
16		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	16
17		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	17
18		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	18
19		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	19
20		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	20
21		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	21
22		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	22
23		-6.838,682	-13.677,364	-13.677,364	-777,123	-85,484	-17,096,705		-5,345,352	-57,498,074	185,232,096	127,734,022	23

A – Fluxo de caixa 1, tarifa de R\$ 238,21/MWh

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	185.232.096	127.734.022	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-63.016.874	185.232.096	122.215.222	44
								-3.206.232.526	7.409.283.840	4.416.865.394	45

B – Fluxo de caixa 2, tarifa de R\$ 200,00/MWh

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Desc.	(8) Combustíveis	Custo Total	(9) Receita	FCL
0	-683.868.195									-683.868.195		-683.868.195
1					-777.123					-777.123		-777.123
2					-777.123					-777.123		-777.123
3					-777.123					-777.123		-777.123
4					-777.123					-777.123		-777.123
5		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.073	155.520.000	98.021.926
6		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
7		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
8		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
9		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
10		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
11		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
12		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
13		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
14		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
15		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
16		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
17		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
18		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
19		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
20		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
21		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
22		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926
23		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926

B – Fluxo de caixa 2, tarifa de R\$ 200,00/MWh

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	155.520.000	98.021.926	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-63.016.874	155.520.000	92.503.126	44
								-3.206.232.526	6.220.800.000	3.228.381.554	

C – Fluxo de caixa 3. tarifa de R\$ 180.00/MWh

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Desc.	(8) Combustíveis	Custo Total	(9) Receita	FCL	
0	-683.868.195									-683.868.195		-683.868.195	0
1					-777.123					-777.123		-777.123	1
2					-777.123					-777.123		-777.123	2
3					-777.123					-777.123		-777.123	3
4					-777.123					-777.123		-777.123	4
5		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.073	139.968.000	82.469.926	5
6		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	6
7		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	7
8		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	8
9		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	9
10		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	10
11		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	11
12		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	12
13		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	13
14		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	14
15		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	15
16		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	16
17		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	17
18		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	18
19		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	19
20		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	20
21		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	21
22		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	22
23		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705		-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	23

C – Fluxo de caixa 3, tarifa de R\$ 180,00/MWh

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-57.498.074	139.968.000	82.469.926	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-5.345.352	-63.016.874	139.968.000	76.951.126	44
								-3.206.232.526	5.598.720.000	2.606.301.554	

D - Fluxo de caixa 4 PMT. tarifa de R\$ 238.21/MWh. k = 8.25%

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Anuidade (FRC)	(8) Desc.	(9) Combustíveis	Custo Total	(10) Receita	FCL
0	-683.868,195										-683.868,195		-683.868,195
1					-777.123						-777.122,9489		-777.122,9489
2					-777.123						-777.123		-777.123
3					-777.123						-777.123		-777.123
4					-777.123						-777.123		-777.123
5	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.517	185.232.096	68843578,85
6	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
7	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
8	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
9	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
10	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
11	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
12	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
13	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
14	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
15	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
16	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
17	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
18	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
19	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
20	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
21	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
22	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578
23	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578

D – Fluxo de caixa 4 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, k = 8,25%

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68843578	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68.843.578	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68.843.578	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444		-5.345.352	-116.388.518	185.232.096	68.843.578	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-58.890.444	-5.518.800	-5.345.352	-121.907.318	185.232.096	63.324.778	44
											-5.561.850,286	7.409.283,840	2.061.247,634	

E – Fluxo de caixa 5 PMT , tarifa de R\$ 238.21/MWh, k = 9.50%

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Anuidade (FRC)	(8) Desc.	(9) Combustíveis	Custo Total	(10) Receita	FCL
0	-683.868.195										-683868195		-683868195
1					-777.123						-777122,9489		-777122,9489
2					-777.123						-777123		-777123
3					-777.123						-777123		-777123
4					-777.123						-777123		-777123
5	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.718	185.232.096	60997377,85
6	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
7	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
8	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
9	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
10	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
11	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
12	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
13	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
14	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
15	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
16	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
17	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
18	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
19	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
20	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
21	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
22	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377
23	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645		-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377

E – Fluxo de caixa 5 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, k = 9,50%

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60997377	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60.997.377	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60.997.377	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-124.234.719	185.232.096	60.997.377	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-66.736.645	-5.345.352	-129.753.519	185.232.096	55.478.577	44
									-5.875.698.326	7.409.283.840	1.747.399.594	

F – Fluxo de caixa 6 PMT . tarifa de R\$ 238,21/MWh. k = 10,00%

	Investimento	(1) Seguros	(2) Manutenção	(3) RH	(4) Desapropriações	(5) Proteção Ambiental	(6) Depreciação	(7) Anuidade (FRC)	(8) Desc.	(9) Combustíveis	Custo Total	(10) Receita	FCL
0	-683.868.195										-683868195		-683868195
1					-777.123						-777122,9489		-777122,9489
2					-777.123						-777123		-777123
3					-777.123						-777123		-777123
4					-777.123						-777123		-777123
5		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.751	185.232.096	57802344,85
6		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
7		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
8		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
9		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
10		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
11		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
12		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
13		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
14		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
15		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
16		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
17		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
18		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
19		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
20		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
21		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
22		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344
23		-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678		-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344

F – Fluxo de caixa 6 PMT, tarifa de R\$ 238,21/MWh, k = 10,00%

24	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	24
25	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	25
26	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	26
27	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	27
28	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	28
29	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	29
30	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	30
31	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	31
32	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	32
33	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	33
34	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	34
35	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	35
36	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	36
37	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	37
38	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	38
39	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	39
40	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57802344	40
41	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57.802.344	41
42	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57.802.344	42
43	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-127.429.752	185.232.096	57.802.344	43
44	-6.838.682	-13.677.364	-13.677.364	-13.677.364	-777.123	-85.484	-17.096.705	-69.931.678	-5.345.352	-132.948.552	185.232.096	52.283.544	44
										-6.003.499.646	7.409.283.840	1.619.598.274	

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENDA ELÉTRICA SUSTENTÁVEL 2020 (AES 2020)- Estudo de cenários para um setor elétrico brasileiro eficiente, seguro e competitivo; WWF Brasil, Série Técnica, v XII, ed. 2, Brasília, 03/2007.

ALVIM, C. F. *et al.* Projeção das energias primárias na geração de eletricidade com avaliação da demanda e oferta de energia, em horizonte de médio prazo (2020), longo prazo (2035) e muito longo prazo (2060); Revista Economia e Energia, ano XVII, n 89, 01-03/2013;
<http://ecen.com/eee89/eee89p/Proj%20Energia%20Primaria.htm>

ANTUNES, C. Chefe de agência nuclear defende órgão regulador do setor; entrevista com Ângelo Padilha; Jornal Folha de São Paulo, SP, 09/07/2011.

ARANHA, F. A nova energia nuclear; Núcleo Eletricidade/ Associação Brasileira de Integração e Desenvolvimento (ABIDES), 28/10/2010;
<http://abides.org.br/nucleo/?cat=3>

ASSAF NETO, A. Mercado Financeiro; Atlas, ed 13, SP, 2015.

ASSAF NETO, A; LIMA, F. G. Fundamentos de Administração Financeira; Atlas, SP, 2010.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2006 (BEN 2006)- Ano base 2005/ EPE; RJ, 2006; https://ben.epe.gov.br/downloads/BEN2006_Cap01.pdf

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2015 (BEN 2015)- Ano base 2014/ EPE; RJ, 2015; https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO (BNDES 2018)- Leilões de geração de energia/ financiamentos, 2018.

BERNAL, J. L. O. *et al.* Geração Termonuclear no Brasil/ Estudo Técnico Analítico Sobre a Usina Angra 3, preparado para Greenpeace, SP, 01/ 2008.

BISCHOFF, L. Análise de Projetos de Investimentos: Teoria e Questões Comentadas; Ferreira, ed 1, RJ, 2013.

BITMAN, W. R. R. and D Portfolio Management Framework for Sustained Competitive Advantage; in IEEE International Engineering Management Conference, 2005.

BORGES, A. Impacto ambiental custa 40 milhões a Angra; Revista Valor Econômico (2012); - <http://www.valor.com.br/brasil/2724250/impacto-ambiental-custa-r-40-mi-angra>

BREALEY, R. A. e MYERS, S. C. Capital investment and valuation; Mc Graw Hill, New York, 2003.

CANAL ENERGIA- Secretaria de Energia e Mineração/ Governo do Estado de SP. MME quer licitar parceiro para Eletrobras retomar obras de Angra 3 em 2018, 22/03/2017;
<http://www.energia.sp.gov.br/2017/03/mme-quer-licitar-parceiro-para-eletobras-retomar-obras-de-angra-3-em-2018/>

COMISSÃO DE ENERGIA NUCLEAR (CNEN 2016)- CNPQ renova recomendação para o INCT de Reatores Nucleares Inovadores que envolve unidades da CNEN, 18/05/2016;
<https://www.cnem.gov.br/ultimas-noticias/207-cnpq-renova-recomendacao-para-o-inct-de-reatores-nucleares-inovadores-que-envolve-unidades-da-cnem>

DAMODARAM, A. Finanças Corporativas: teoria e prática; Bookman, ed 2, RS, 2004

DARCOSO, A. L. R. Tomada de decisão e risco; dissertação de Mestrado, FEA, SP, 1999.

DUARTE, L. Energia eólica e solar deverão liderar matriz energética em 2050, aponta expectativa; C&T Meio Ambiente / Agência Gestão CT&I, 05/ 2014.

EIA-RIMA ANGRA 3 (EIA-RIMA 2006)- Estudo e Relatório de Impacto Ambiental da Unidade 3 da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, 2006;
<http://www.eletronuclear.gov.br/Portals/o/RIMAdAngra3/index.html>.

ELETRONUCLEAR/ ELETROBRAS (Eletronuclear 2017a)- Angra 3/ Custos e Investimentos, 2017.

ELETRONUCLEAR/ ELETROBRAS (Eletronuclear 2017b)- Angra 3/ Dados Técnicos, 2017.

ELETRONUCLEAR/ ELETROBRAS (Panorama 2016)- Panorama da Energia Nuclear, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE/ DE 2012)- Avaliação da Eficiência Energética para os próximos 10 anos (2012-2021); Série Estudos de Demanda, Nota técnica DEA 16/ 12; RJ, 12/2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE 2014)- Demanda de Energia 2050/ Série Estudos da Demanda de Energia, Nota técnica DEA 13/14; RJ, 08/2014;
<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%201314%20Demanda%20de%20Energia%202050>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE 2015)- EPE Nossa História; RJ, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE 2016)- Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica; RJ, 16/05/2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (PNE 2030)- Plano Nacional de Energia 2030/ Projeções; Brasília, 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (PNE 2050)- Plano Nacional de Energia 2050; Brasília, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Relatório 2005-2015)- Relatório Analítico/ Projeções do Mercado de Energia Elétrica 2005-2015; RJ, 2005.

FISSÃO NUCLEAR-

<http://pt.energia-nuclear.net/que-e-a-energia-nuclear/fissao-nuclear>

FONSECA, J. W. F. Elaboração e análise de projetos: a viabilidade econômico-financeira; Atlas, SP, 2012.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS (FGV 2016)- Gonçalves, F. *et al.* Energia Nuclear; Cadernos FGV Energia; v 3; n 6, RJ, 04/2016.

FUSÃO NUCLEAR-

<http://pt.energia-nuclear.net/que-e-a-energia-nuclear/fusaonuclear>

FX TOP - Cálculo de inflação e evolução de preços entre 2 datas (atualização monetária); <http://fxtop.com/pt/calculadora-de-inflacao.php>.

GOLDEMBERG, J. O. Energia e Meio Ambiente no Brasil/ Estudos Avançados; v 21, n 59, SP, 01-04/2007.

INDUSTRIA HOJE-

<https://industria hoje.com.br/como-calculiar-depreciacao-de-um-ativo>

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES (IPEN 2004)- Terremoto, L. A .A. Fundamentos de Tecnologia Nuclear/ Reatores, SP, 2004.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES (IPEN 2016)- Terremoto, L. A. A. Reatores Nucleares de Potência, SP, 2016.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA 2006)- Status of innovative small and medium sized reactor designs 2005; TECDOC-1485, Vienna, 2006; http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1485_web.pdf

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA 2007)- Status report 77: System-Integrated Modular Advanced Reactor (SMART), 2007; <http://aris.iaea.org/PDF/SMART.pdf>

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA 2016)- Power Reactor Information System, 2016; <https://www.iaea.org/PRIS/home.aspx>

INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK (IEO 2016)- U.S. Energy Information Administration; Washington, 11/05/2016;
<http://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/04842016>

KARAM, P. A. How do fast breeder reactors differ from regular power plants? / The future of nuclear power; Scientific American, 17/07/2006.

LEPECKI, W. A Energia nuclear e a economia do Hidrogênio; Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), 26/01/2011.

MALTA, S. Energia nuclear: o Brasil pode abrir mão?; Jornal O Globo, RJ, 23/06/2014;
<https://oglobo.globo.com/opiniao/energia-nuclear-brasil-pode-abrir-mao-12948055>

MME quer licitar parceiro para Eletrobras retomar obras de Angra 3 em 2018, 22/03/2017; <http://www.energia.sp.gov.br/2017/03/mme-quer-licitar-parceiro-para-eletrobras-retomar-obras-de-angra3-em-2018>

MUNDO EDUCAÇÃO-
<http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/quimica/fissao-nuclear.htm>

PATTI, C. (org). O Programa Nuclear Brasileiro: uma história oral; FGV-CPDOC, 1ª ed. digital, 2014.

PETROBRÁS DISTRIBUIDORA S. A. (Petrobrás 2017)- Todas as 13 refinarias da Petrobras tiveram uma queda na produção; Notícias do Trecho, 2017;

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE 2020)/ EPE; Brasília, 2011.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE 2024)/ EPE; Brasília, 26/11/2015.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PDEE 2006-2015)/ EPE; Brasília, 05/2006.

PRATES, W. R. (a). Engenharia Econômica: Payback, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR); 2017; <http://www.wrprates.com/engenharia-economica-payback-valor-presente-liquido-vpl-e-taxa-interna-de-retorno-tir>

PRATES, W. R. (b). O que é Custo de Capital de uma empresa? 2017; <http://www.wrprates.com/o-que-e-custo-de-capital-de-uma-empresa>

REBELLATO, D. A. N. Projeto de Investimento; Manole, v 1, ed 1, Barueri, SP, 2004.

RODRIGUES, K. F. C. e ROZENFELD. H. Análise de Viabilidade Econômica; Engenharia de Produção/ USP, São Carlos, 2015.

SAMANEZ, C. P. Engenharia Econômica; Pearson Prentice Hall, ed 1, SP, 2009.

SAUER, I. Cálculo da geração de usinas nucleares, 2011; <http://ilumina.org.br/calculo-do-custo-da-geracao-de-usinas-nucleares>

SCHOROEDER, R. CLARK, M. W. e CATHEY, J. Financial accounting theory and analysis: text reading and cases; John Wiley & Sons, ed 8, New York, 2005.

SILVA, A. T. O futuro da energia nuclear; Revista USP, n 76, SP, 12/2007-02/2008; www.revistas.usp.br/revusp/article/viewFile/13636/15454

SILVA, F. G. R. Análise e levantamento da composição tarifária brasileira para Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2013.

SMR (SMR 2017) - Start To a Clean Energy Future/ The Economics of Small Modular Reactors; 14/09/2017.

SVIECH, V. e MANTOVAN, E. A.; Análise de Investimentos: controvérsias na utilização da TIR e VPL na comparação de projetos; Revista Unicuritiba v.1 n. 13 (2013).

TORRES, O. F. F. Fundamentos da Engenharia Econômica e da Análise Econômica de Projetos; Thomson Learning, SP, 2006.

TUNDISI, H. S. F. Usos de Energia, alternativas para o século XXI; Atual, SP, 06/03/2014.

UDAETA, M. E. M. *et al.* Elefante branco, os verdadeiros custos da energia nuclear; Greenpeace; SP, 2008.

VANDEPLASSCHE, D. e Romão, L. M. Accelerator Driven Systems; Proceedings IPAC 2012, N.Orleans, USA; Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2012.

VICTER, W. A retomada da energia nuclear no Brasil e no mundo; Jornal O Globo - RJ, 15/04/2014.

WITTWER, J. Fórmula do cálculo de amortização, ver 11/11/2008.

WOILER, S. e MATHIAS, W. F. Projetos: planejamento, elaboração, análise; Editora Atlas, SP, 2011.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (WNA 2014a)- Fast Neutron Reactors; 2014, rev 2017; <http://www.world-nuclear.org/information-library-current-and-futuregeneration/fast-neutron-reactors.aspx>

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION (WNA 2014b)- Accelerator-driven Nuclear Energy; 04/2014.

INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Ensino
Av. Prof. Lineu Prestes, 2242 – Cidade Universitária CEP: 05508-000
Fone/Fax(0XX11) 3133-8908
SÃO PAULO – São Paulo – Brasil
<http://www.ipen.br>

**O IPEN é uma Autarquia vinculada à Secretaria de Desenvolvimento, associada
à Universidade de São Paulo e gerida técnica e administrativamente pela
Comissão Nacional de Energia Nuclear, órgão do
Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação.**