PAULO EDUARDO BASSI ARCE

**Aplicação da Teoria do Portfólio para Otimização de
Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão
de Risco**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro

São Carlos

2014

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Bassi Arce, Paulo Eduardo
B668a Aplicação da Teoria do Portfolio para Otimização de
Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de
Risco / Paulo Eduardo Bassi Arce; orientador Adriano
Alber de França Mendes Carneiro. São Carlos, 2014.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em
Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

1. Otimização de Carteiras de Contrato. 2. Teoria
do Portfólio. 3. Gestão de Risco. 4. Contratos de
Energia Elétrica. 5. ANDE. 6. Itaipu. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **PAULO EDUARDO BASSI ARCE**.

Título da dissertação: "Aplicação da teoria do portfólio para otimização de carteiras de contratos de energia elétrica e gestão de risco".

Data da defesa: 30/05/2014

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **Adriano Alber de França Mendes Carneiro** APROVADO
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Alexandre Cláudio Botazzo Delbem**
(Instituto de Ciências Matemáticas e Computação/ICMC)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a toda minha Família.

AGRADECIMENTOS

À toda minha família, pelo amor e apoio incondicionais ao longo de toda minha vida.

Ao meu orientador, Prof. Adriano Alber de França Mendes Carneiro, pela orientação, pelos ensinamentos e pela amizade construída durante nossa trajetória acadêmica.

Ao meu pai, Anastacio, pela orientação e pela imensa contribuição a este trabalho e a toda minha trajetória acadêmica e, acima de tudo, por ser um exemplo e inspiração.

À minha mãe, Renata, pelo amor e dedicação que sempre teve a mim e meus irmãos, por sempre me apoiar em minhas decisões e nunca me deixar desistir.

Aos meus irmãos, Guilherme e Rita, por serem meus companheiros nos bons e maus momentos.

À minha esposa, Raquel, pelo enorme companheirismo, carinho e por compreender minha ausência para a realização deste trabalho.

Ao meu filho Guilherme, o motivo maior de todos os meus esforços, pelo carinho e amor incondicionais.

Aos meus sogros, Moacir e Darli, por todos os cuidados com o Gui.

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu,
mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê”*

(Arthur Schopenhauer)

Sumário

SUMÁRIO.....	i
RESUMO.....	v
ABSTRACT.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	xi
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xiii
LISTA DE SIGLAS.....	xv
CAPÍTULO 1.....	17
INTRODUÇÃO.....	17
1.1 OBJETIVOS.....	19
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
CAPÍTULO 2.....	21
REVISÃO DA LITERATURA.....	21
2.1 MODERNA TEORIA DO PORTFÓLIO.....	21
2.2 MODELO DA MÉDIA – VARIÂNCIA.....	24
2.3 FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA.....	25
2.4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO-LINEAR.....	26
2.5 DEFINIÇÃO DE RISCO.....	27
2.6 TIPOS DE CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
2.7 APLICAÇÕES DA TEORIA DO PORTFÓLIO EM CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	31
CAPÍTULO 3.....	35

ESTUDO DE CASO.....	35
3.1 ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE).....	35
3.2 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO PARAGUAIO.....	36
3.3 ITAIPU BINACIONAL.....	38
3.4 ESTRUTURA TARIFÁRIA DE ITAIPU PARA CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA.....	44
3.4.1 <i>Potência Disponível para Contratação</i>	45
3.4.2 <i>Energia Associada à Potência Contratada</i>	47
3.4.3 <i>Potência Excedente e Energia Excedente</i>	49
3.4.4 <i>Cessão de Potência</i>	51
3.5 CONTRATAÇÃO DE POTÊNCIA DE ITAIPU.....	52
3.6 EXEMPLO COMPLETO DE CONTRATAÇÃO ENTRE ANDE E ITAIPU.....	53
3.6.1 <i>Potência Contratada atende à Demanda mensal</i>	53
3.6.2 <i>Potência Excedente de Itaipu atende à Demanda subcontratada</i>	54
3.6.3 <i>Cessão de Potência atende à demanda subcontratada</i>	54
CAPÍTULO 4.....	57
MODELO PROPOSTO.....	57
4.1 CONTRATOS DE POTÊNCIA.....	57
4.2 INTERPRETAÇÃO DO RISCO.....	59
4.3 MODELAGEM MATEMÁTICA.....	60
4.3.1 <i>Função Objetivo</i>	61
4.3.1.1 <i>Custo da Energia Subcontratada</i>	62
4.3.2 <i>Restrição de atendimento à Demanda</i>	64
4.3.3 <i>Restrição de Energia Contratada mínima</i>	65

4.3.4 Restrição de Risco.....	65
4.3.5. Formulação Matemática Completa.....	68
CAPÍTULO 5.....	69
RESULTADOS.....	69
5.1. MÉTODOS UTILIZADOS.....	69
5.2. FRONTEIRA EFICIENTE.....	69
5.3. DECISÃO CONTRATUAL ÓTIMA.....	72
5.4. CURVAS DE PERMANÊNCIA.....	74
5.5. COMPARAÇÃO MODELO X ANDE.....	77
5.5.1. Comparação entre as decisões contratuais.....	77
5.5.2. Comparação das curvas de permanência.....	80
CAPÍTULO 6.....	83
CONCLUSÕES.....	83
6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	83
6.2. CONTINUIDADE DA PESQUISA.....	84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	85
APÊNDICE A.....	89
DIVULGAÇÃO DO TRABALHO EM EVENTOS CIENTÍFICOS.....	89

Resumo

ARCE, P. E. B. Aplicação da Teoria do Portfólio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de Risco. 2014. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos 2014.

Com a crescente desregulamentação dos mercados de energia, os diferentes participantes dos mercados se deparam com a necessidade de gerenciar de maneira eficiente seus investimentos em energia elétrica. Nesse cenário, a otimização das Carteiras de Contratos mostra-se uma técnica interessante no planejamento estratégico dos agentes de mercados de energia. Os mercados estão frequentemente expostos a riscos de diversas fontes, assim, a mitigação dos mesmos é fundamental. A Teoria do Portfólio, proposta por Harry Markowitz, tem sido utilizada em análises envolvendo diversos mercados. Este trabalho analisa um problema de Gestão de Carteiras de Contratos de energia elétrica, com Gestão de Risco. A relação contratual entre a ANDE (Administración Nacional de Electricidad – Paraguai) e Itaipu Binacional é utilizada como estudo de caso. A metodologia proposta para tratar o problema estende a teoria de Markowitz em um contexto de tomada de decisão multi-objetivo, no qual se busca minimizar os gastos da ANDE em contratação de energia (via programação não-linear) e também o risco do portfólio, avaliado por meio da variância do mesmo. Por meio do modelo proposto é possível obter a decisão contratual ótima de ANDE, que minimiza o custo de seu portfólio para cada nível de risco. Os resultados obtidos indicam que o modelo é eficiente em termos de redução de custos e risco.

Palavras-chave: Teoria do Portfólio, Otimização de Carteiras de Contrato, Média-Variância, ANDE, Itaipu, Contratos de Energia Elétrica.

Abstract

ARCE, P. E. B. **Application of the Portfolio Theory in Electricity Contracts Optimization and Risk Management**. 2014. Dissertation (Master Degree) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos 2014.

Due to the increasing deregulation of electricity markets, different market participants were faced with the necessity to effectively manage their investment in electricity. In this scenario, portfolio optimization is a relevant technique that can be investigated for strategic planning by agents on energy markets. In general, markets are exposed to risks from multiple sources, the mitigation of such risks, thus, is important. The portfolio theory proposed by Harry Markowitz has been used in analyses involving several markets. This work analyzes the problem of electricity Portfolio Management, with Risk Management. The contractual relationship between ANDE and Itaipu Binacional is used as a study case. The methodology proposed for addressing the problem extends Markowitz's theory (applying non-linear programming) for a context of multi-objective decision making, searching for the minimization of ANDE's power contract costs, as well the portfolio risk, evaluated by its variance. With the proposed model, it is possible to obtain the optimal contract decision, which minimizes the portfolio cost for each risk level. Results indicate that the model proposed is efficient in cost and risk minimization.

Keywords: Portfolio Theory, Portfolio Optimization, Mean-Variance, ANDE, Itaipu, Power Contracts.

Lista de Figuras

Figura 1. Fronteira Eficiente de Markowitz.....	25
Figura 2. Evolução da demanda de potencia e energia.....	37
Figura 3. Curva de carga típica do Sistema Elétrico Paraguaio.....	37
Figura 4. Composição da carga do Sistema Elétrico Paraguaio (ANDE 2013).....	38
Figura 5. Usina Hidrelétrica de Itaipu.....	39
Figura 6. Esquema simplificado da conexão de Itaipu.....	40
Figura 7. Produção Anual de Itaipu.....	41
Figura 8. Valores médios mensais de vazão afluente e queda bruta.....	42
Figura 9. Média Histórica de Potência Disponível por máquina de Itaipu.....	43
Figura 10. Potência Disponível por máquina de Itaipu para os anos de 1983 e 2010.....	43
Figura 11. Potência Disponível para Contratação.....	47
Figura 12. Energia Associada à Potência Contratada.....	48
Figura 13. Potência Excedente de Itaipu.....	49
Figura 14. Potências e Energias Associadas de Itaipu.....	50
Figura 15. Cessão de Potência em base diária.....	51
Figura 16. Potência Contratada ANDE, Eletrobras e PDI.....	53
Figura 17. Exemplo $PC > d$	54
Figura 18. Atendimento à demanda subcontratada por Potência Excedente.....	55
Figura 19. Cessão de potência para atendimento da demanda subcontratada.....	55
Figura 20. Fluxograma de decisão da ANDE.....	56
Figura 21. Opções de contratos da ANDE.....	58
Figura 22. Função de Custo da Energia Subcontratada.....	63
Figura 23. Demanda do sistema elétrico de 2011.....	65
Figura 24. Variância mensal do custo da potência excedente.....	67

Figura 25. Fronteira Eficiente da Modelagem Proposta.....	70
Figura 26. Decisão Contratual Ótima mensal, para posicionamento neutro ao risco ($V_{max}=15\%$).....	72
Figura 27. Energia Contratada Mensal, para três níveis de risco.....	73
Figura 28. Curvas de permanência para três níveis de risco.....	76
Figura 29. Comparação entre a Energia Contratada do Modelo proposto e a realizada pela ANDE.....	77
Figura 30. Energia Excedente Utilizada. Comparação Modelo x ANDE.....	78
Figura 31. Cessão de Energia Eletrobras. Comparação Modelo x ANDE.....	79
Figura 32. Comparação das Curvas de Permanência (Modelo x ANDE).....	80

Lista de Tabelas

Tabela 1. Característica do Sistema Elétrico Paraguaio (ANDE, 2013).....	36
Tabela 2. Características Hidroenergéticas de Itaipu.....	40
Tabela 3. Opções de Contratação da ANDE.....	59
Tabela 4. Comparação de custo e risco entre o Portfólio ANDE 2011 e dois Portfólios ótimos.....	71
Tabela 5. Classificação do posicionamento perante o Risco.....	71
Tabela 6. Comparação entre as decisões contratuais (Modelo x ANDE).....	79

Lista de Abreviaturas

ANDE	<i>Administración Nacional de Electricidad</i>
CUSE	Custo Unitário do Serviço de Eletricidade
ELETROBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EU	<i>European Union</i>
EUA	Estados Unidos da América
UE	União Européia
UHE	Usina Hidroelétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEPy	Sistema Elétrico Paraguaio
PDI	Potência Disponível para Contratação
PI	Potência Instalada
PM	Potência em Manutenção
DCP	Demanda de Consumo Próprio
RPO	Reserva de Potência Operativa

Lista de Siglas

β	Custo da Energia Excedente
σ_{ts}	Covariância do par de meses s e t
$\mu(E_{Edisp})$	Custo da Energia Excedente disponível
PC_{ANDE}	Potência Contratada pela ANDE
$PC_{Eletrobras}$	Potência Contratada pela Eletrobrás
C_E	Custo Esperado para o portfólio anual da ANDE
$C_S(t)$	Custo Esperado Mensal da Energia Excedente disponível
D_{max}	Demanda máxima
d_t	Demanda no mês t
$E_c(t)$	Energia Contratada no mês t
$E_{c\ min}$	Energia Contratada Mínima
$E_{Cessão}$	Energia subcontratada, atendida pela Cessão de energia
E_e	Energia Excedente utilizada
E_{Edisp}	Energia Excedente disponível
$E_S(t)$	Energia Subcontratada no mês t
V	Variância do Portfólio
V_{max}	Variância máxima
n	Índice relativo a número de cenários
s	Índice relativo a meses
t	Índice relativo a meses
COV	Matriz de covariâncias

Capítulo 1

Introdução

A energia possui um papel fundamental na sociedade, estando associada a todas as áreas da atividade econômica. Assim, o impacto econômico da flutuação do suprimento ou do preço da energia pode ser extremamente significativo e abrangente para todos os agentes dos mais diversos tipos de mercados. Portanto, os agentes dos mercados de energia devem ter o compromisso de assegurar fornecimento adequado, além de buscar preços competitivos, adotando estes procedimentos como diretrizes das políticas energéticas a serem seguidas, garantindo segurança, confiabilidade e menores preços ao consumidor final (Awerbuch et. al., 2003).

Nas duas últimas décadas, a tônica dos mercados de energia elétrica tem sido a desregulamentação dos mesmos, passando do modelo de gestão caracterizada pelo monopólio, numa única empresa, das atividades de geração, transmissão e distribuição, para o modelo de gestão onde essas atividades básicas de geração, transmissão e distribuição são exercidas por empresas diferentes, levando-os a se tornarem mercados competitivos. O movimento em direção à reestruturação ou desregulamentação dos mercados teve origem na insatisfação em relação aos resultados obtidos quando os mesmos eram regulados. Entretanto, a desregulamentação dos mercados de energia elétrica tem se mostrado mais complexa que outros mercados devido a características particulares do setor. A previsão da demanda é muito difícil de ser realizada, e a energia elétrica, ao contrário de outras commodities, é difícil de ser armazenada. Além disso, a flutuação dos preços da energia elétrica é muito grande e significativa, podendo levar a grandes crises, como ocorrido na implementação do mercado desregulado da Califórnia. No caso, a possível prática de manipulação de preços por parte dos vendedores de energia, e a prática de forte poder de mercado, por parte dos mesmos, levou entre outras consequências negativas, à quebra da maior companhia estatal de energia, a Pacific Gas & Electric, ficando este processo conhecido como “*Restructuring Disaster*” em referência ao fracasso da iniciativa de desregulamentação do mercado de energia elétrica da

Califórnia (Borenstein, 2002). Assim, ressalta-se novamente a importância do compromisso dos agentes com o fornecimento seguro, visando atingir qualidade no fornecimento e a prática de preços menores para os consumidores.

Visando atingir preços mais baixos na energia elétrica, os agentes, tanto vendedores como compradores, necessitam de mecanismos que os auxiliem nas tomadas de decisão no contexto dos mercados competitivos. Assim, é necessário buscar a redução de custos em comercialização de energia elétrica, associado à mitigação dos riscos de preço inerentes aos mercados competitivos. Estes mecanismos devem refletir a busca pela minimização de custos, ou maximização de retornos, observando o compromisso com o atendimento à demanda e realizando uma adequada gestão dos riscos envolvidos.

A análise de Portfólio é amplamente utilizada por investidores do mercado financeiro para criar portfólios robustos que produzam resultados eficientes em diversas condições de mercado (Awerbuch et. al., 2003). Basicamente, um portfólio eficiente é aquele que não se expõe a riscos desnecessários para determinada expectativa de retorno ou custo.

No caso de definição de políticas energéticas, a análise de portfólios pode indicar formas de obter carteiras de contratos diversificadas e eficientes, com riscos conhecidos e medidos, de modo a ter controle sobre os custos envolvidos.

De uma forma geral, em mercados de energia é comum a ocorrência de riscos de preço e riscos de déficit, os quais devem ser mitigados visando segurança no atendimento à demanda. A segurança no atendimento pode ser prejudicada quando os agentes apresentam portfólios ineficientes (Awerbuch, 2008).

Neste trabalho será analisada a contratação de energia entre a ANDE (Administración Nacional de Electricidad – Paraguay) e a Itaipu Binacional. Para o caso estudado será desenvolvida uma metodologia de suporte à decisão contratual de energia elétrica visando atender aos requisitos de minimização de custos, garantia de suprimento adequado e gestão dos riscos, conforme citado anteriormente.

A contratação da ANDE com Itaipu responde por 73% de toda a energia elétrica consumida no Paraguai (Itaipu, 2013). Embora de grande importância, atualmente a metodologia adotada está baseada na experiência e critério empírico para estabelecer a estratégia de contratação da ANDE, evidenciando a importância deste estudo. O problema abordado envolve conceitos fundamentais a respeito da comercialização de energia, contratos de energia elétrica, otimização de portfólios, gestão de risco, métricas de risco os quais serão necessários para obter os resultados esperados a partir da metodologia proposta.

Para tal finalidade, é proposta uma modelagem matemática do problema de contratação de potência por parte da ANDE, visando o atendimento de sua demanda. O modelo desenvolvido visa estabelecer um critério para contratação mensal de potência da ANDE, que busca minimizar seus custos se aproveitando de características específicas dos contratos com Itaipu. Conforme será detalhadamente analisado adiante, os contratos com Itaipu apresentam risco de preço associado à disponibilidade de potência em Itaipu para contratação da ANDE. Este risco é modelado e mitigado através da modelagem proposta. O modelo matemático é baseado em programação não-linear para realizar a otimização da função custo do portfólio da ANDE. A gestão de risco do trabalho é representada pela variância dos custos do portfólio. Esta metodologia tem suas bases teóricas na Moderna Teoria do Portfólio (Markowitz, 1952) na qual o risco de uma carteira de contratos é definido como sendo a variância dos custos da mesma.

O modelo proposto é comparado a um portfólio real (portfólio realizado) visando comprovar a eficiência da metodologia proposta. Os resultados indicam que o modelo é eficiente, e a aplicação do mesmo pode levar a melhores resultados da ANDE em seu portfólio de energia elétrica com Itaipu.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de suporte à decisão contratual de energia elétrica por parte da ANDE, em seus contratos de energia com Itaipu, visando minimizar seus custos. Para este propósito, é desenvolvido um modelo matemático baseado na Teoria do Portfólio de Markowitz, utilizando programação não-linear, tendo como objetivo a minimização da função custo do portfólio, e adotando como restrição a variância do mesmo, visando realizar a gestão de risco para o caso de estudo.

A partir da otimização da carteira de contratos de ANDE e da gestão do risco presente é possível definir a Fronteira Eficiente do problema, a partir da qual analisa-se qual a melhor estratégia de contratação mensal de energia de ANDE, baseada em sua propensão ao risco em busca de melhores custos.

1.2 Estrutura do trabalho

A dissertação está dividida em seis capítulos. O Capítulo 2 aborda a revisão da literatura referente ao tema deste trabalho, apresentando a Moderna Teoria do Portfólio de Markowitz, que constitui a base teórica do trabalho, mostrando como esta é aplicada em diversos trabalhos de contratação de energia elétrica utilizando o modelo da média-variância e programação não-linear. O Capítulo 3 apresenta o estudo de caso, definindo a relação comercial entre a ANDE e Itaipu. O Capítulo 4 apresenta a modelagem matemática proposta para o problema. O Capítulo 5 mostra os resultados obtidos pelo modelo proposto e o Capítulo 6 apresenta as conclusões e propostas de continuidade do estudo. Por fim são apresentadas as Referências Bibliográficas.

Capítulo 2

Revisão da Literatura

Neste capítulo será apresentada a revisão da literatura científica relacionada ao tema do trabalho. Inicialmente será apresentada a Moderna Teoria do Portfólio, enunciada por Markowitz em 1952 e que é a base teórica deste trabalho. Esta será descrita matematicamente como um problema de programação não-linear cuja restrição de risco é representada pela variância dos custos do portfólio e cujos resultados ótimos levam à construção da Fronteira Eficiente do problema, a qual indica as soluções que minimizam os custos para cada nível de risco. A seguir serão introduzidos conceitos relacionados ao processo de comercialização de energia elétrica e gestão de risco, apresentando as definições mais utilizadas de risco em mercados de energia com a descrição dos tipos de risco mais comuns. Também serão definidos os tipos de contratos em mercados de energia e por fim serão apresentados trabalhos recentes que utilizam a Teoria do Portfólio para tratar problemas de contratação de energia elétrica.

2.1. Moderna Teoria do Portfólio

A seleção de Carteiras de Contratos (ou portfólios) é usualmente baseada no método da média-variância, apresentada por Harry Markowitz em *Portfolio Selection* (Markowitz, 1952). Este método permite a obtenção de carteiras de variância mínima para cada nível de retorno esperado (retorno médio). Assim, para cada nível de retorno esperado, os portfólios eficientes minimizam o risco, medido pela variância ou desvio padrão dos retornos passados.

A Teoria dos Portfólios foi concebida inicialmente para modelar portfólios do mercado financeiro nos quais parte-se da premissa de que os investidores devem considerar o retorno

esperado um fator desejável, e a variância dos retornos um fator indesejável. Portanto, relaciona-se o retorno esperado do portfólio (E_{Rp}) à sua variância total (V), que corresponde ao risco total do portfólio. Markowitz mostra que para se obter um portfólio com risco menor e um mesmo nível de retorno, é necessário aplicar o princípio da diversificação dos investimentos no portfólio.

Considera-se que o retorno da carteira pode ser representada pela média dos retornos obtidos ao longo do tempo, sendo portanto igual ao valor esperado da série histórica disponível. Supondo que para compor a carteira existam diversos investimentos disponíveis R_i , associa-se a cada investimento um retorno esperado μ_i . Cada investimento R_i terá uma participação ou uma fração do orçamento total do portfólio X_i . Assim, o retorno esperado de cada investimento que compõe o portfólio E_i é dado por:

$$E_i = X_i \mu_i \quad (2.1)$$

Desse modo, o retorno esperado do portfólio será a soma das contribuições individuais E_i de cada investimento:

$$E_{Rp} = X_1 \mu_1 + X_2 \mu_2 + \dots + X_N \mu_N \quad (2.2)$$

A avaliação de risco no modelo de Markowitz é dado pela variância do portfólio, a qual mede a variância do retorno esperado. Se por um lado cada investimento contribui para compor o retorno esperado do portfólio, por outro contribui também para compor o risco total do portfólio. Assim, dada uma série histórica de retornos de cada investimento R_i , quanto maior for a variância da série σ_i^2 , maior será o risco de R_i .

Outro fator importante do ponto de vista de risco é avaliar o quão relacionados estão dois investimentos diferentes. Investimentos com alto grau de correlação tendem a ser afetados de maneira semelhante diante de determinadas oscilações. Assim, investimentos de um mesmo ramo de atividade, por exemplo, estarão sujeitos e serão afetados pelas mesmas adversidades econômicas. Assim, busca-se diversificar os investimentos do portfólio, visando minimizar o efeito mencionado. Para tal finalidade faz-se necessário medir a relação entre dois investimentos, que é feito pela covariância entre os mesmos (cov_{ij}). A avaliação do risco, portanto leva em conta a variância (σ_i^2) de cada investimento e a covariância entre todos os pares de investimentos do portfólio (cov_{ij}). Estes são obtidos a partir da série histórica de

retornos de cada investimento R_i . Assim, para cada R_i , têm-se T observações históricas de retornos, onde t corresponde a um período de tempo, discretizado em anos, meses, semanas, etc, dependendo do tipo de informação disponível. A série histórica de retornos pode ser representada por uma matriz do tipo:

$$S = \begin{bmatrix} \rho_{11} & \cdots & \rho_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{T1} & \cdots & \rho_{TN} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Onde ρ_{tN} corresponde ao retorno do investimento R_i para o período de observação t . A partir da série histórica, define-se a variância e a covariância dos investimentos:

$$\sigma_i^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (\rho_{ti} - \bar{\rho}_i)^2 \quad (2.4)$$

Mas como a média de cada série de retornos para um investimento em particular corresponde ao seu retorno esperado μ_i , podemos reescrever a equação da seguinte forma:

$$\sigma_i^2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (\rho_{ti} - \mu_i)^2 \quad (2.5)$$

A covariância entre dois investimentos é dada por:

$$cov_{ij} = \frac{1}{T} \left[\sum_{t=1}^T \rho_{ti} \rho_{tj} - \frac{1}{T} (\sum_{t=1}^T \rho_{ti}) (\sum_{t=1}^T \rho_{tj}) \right] \quad (2.6)$$

Para um mesmo investimento, a covariância é igual à variância:

$$cov_{ij} = \sigma_i^2 \quad (2.7)$$

Assim, a matriz de covariâncias, que corresponde à covariância entre todos os pares de investimentos é representada pela seguinte matriz:

$$cov_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \cdots & cov_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ cov_{N1} & \cdots & \sigma_N^2 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Mas,

$$\text{cov}_{ij} = \text{cov}_{ji} \quad (2.9)$$

De modo que a matriz de covariâncias pode ser simplificada para:

$$\text{cov}_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & \\ \vdots & \ddots & \\ \text{cov}_{N1} & \cdots & \sigma_N^2 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Nota-se que na diagonal da matriz têm-se as variâncias dos investimentos R_i e nas demais posições, as covariâncias entre um investimento R_i e um investimento R_j .

2.2. Modelo Média-Variância

O modelo média-variância de Markowitz é formulado da seguinte forma:

$$E_{Rp} = \sum_{i=1}^N X_i \mu_i \quad (2.11)$$

$$V = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \text{cov}_{ij} X_i X_j \quad (2.12)$$

$$\sum_{i=1}^N X_i = 1 \quad (2.13)$$

$$X_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, N \quad (2.14)$$

A equação (2.11) apresenta o retorno esperado do portfólio, a equação (2.12) apresenta a variância total do portfólio. A equação (2.13) indica que a soma dos investimentos individuais X_i de cada investimento deve totalizar 100% do investimento do portfólio. A equação (2.14) impõe a não-negatividade ao conjunto dos investimentos X_i .

O problema anteriormente formulado pode ser resolvido como um problema de otimização, visando obter o valor mínimo de variância para determinado nível de retorno desejado. Nesse caso, a equação (2.12) seria definida como a função objetivo a ser minimizada e a equação (2.11) corresponderia a uma restrição de retorno mínimo desejado.

Alternativamente, é possível modelar o problema de otimização definindo a equação (2.11) como função objetivo e a equação (2.12) como uma restrição de risco. Neste caso estaria sendo realizada a maximização do retorno esperado, sujeita a um nível máximo de risco assumido pelo investidor.

2.3. Fronteira de Eficiência

Por ambas as modelagens sugeridas obtêm-se a Fronteira de Eficiência do problema proposto. Nela definem-se os portfólios eficientes, que correspondem aos portfólios que apresentam o menor nível de risco para dado retorno esperado. Alternativamente, correspondem aos portfólios que apresentam o maior retorno esperado para determinado nível de risco. A Figura 1 apresenta a Fronteira Eficiente de Markowitz:

Figura 1. Fronteira Eficiente de Markowitz

Na Figura 1, os portfólios B, C e D, são considerados eficientes. Isto porque são os que apresentam o menor risco para dado nível de retorno. Toma-se como exemplo para comparação o portfólio A. Embora apresente o mesmo nível de risco do portfólio C, este último apresenta maior retorno. Portanto o portfólio A é ineficiente, pois existe um portfólio que apresenta maior retorno para o mesmo nível de risco. O mesmo pode ser dito de dois portfólios que apresentam o mesmo retorno porém níveis de risco distintos. Nesse caso o portfólio que apresentar menor risco será considerado eficiente.

Os demais portfólios destacados fora da fronteira eficiente (internamente à curva), são também portfólios ineficientes. Assim a fronteira eficiente está definida na curva que contém B, C e D, conforme destacado na Figura 1.

A escolha do melhor portfólio, depende do posicionamento do investidor perante o risco. Assim, quanto maior a propensão ao risco, mais próximo de D ficará o portfólio escolhido. Por outro lado, um investidor com perfil avesso ao risco, deverá optar por um portfólio próximo de B. A propensão ao risco, ou a aversão ao mesmo devem ponderar também a oportunidade de obter um retorno maior. Assim, se por um lado o portfólio B possui risco menor que D, por outro lado D possui um retorno esperado maior. Esta relação é conhecida como Risco X Retorno, e sua interpretação define o posicionamento do investidor perante o risco em busca de oportunidades de investimento que lhe favoreçam.

2.4. Modelo de Otimização não-linear

Visando obter os portfólios eficientes para um problema de contratação de energia, é possível formular um problema de otimização não-linear, utilizando o método da média-variância. Assim, buscando maximizar o retorno do portfólio, sujeito a um nível máximo de risco que o investidor estaria disposto a se expor, tem-se:

$$Max \sum_{i=1}^N X_i \mu_i \quad (2.15)$$

s. a.

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N cov_{ij} X_i X_j \leq V \quad (2.16)$$

$$\sum_{i=1}^N X_i = 1 \quad (2.17)$$

$$X_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, N \quad (2.18)$$

Portanto, o retorno esperado corresponde à função objetivo do problema, de acordo com a equação (2.15) e a variância do portfólio corresponde à restrição de risco, na equação (2.16). O valor V presente na equação (2.16) é definido pelo investidor, e corresponde ao nível máximo de risco ao qual está disposto a se expor. A equação (2.17) indica que a soma dos investimentos do portfólio tem que totalizar 100% do orçamento disponível e a equação (2.18) diz respeito à não-negatividade dos valores X_i alocados aos investimentos.

2.5. Definição de Risco

Em linhas gerais, o risco pode ser definido como exposição a uma situação desfavorável. Em termos financeiros, esta definição se traduz como a exposição a um cenário desfavorável em termos de retorno ou custo. Esta exposição a cenários desfavoráveis está usualmente associada à busca por oportunidades de melhores custos ou retornos e à uma probabilidade de não ocorrência dos mesmos. Assim, pode-se associar o risco à incerteza em relação aos retornos, custos ou outras variáveis importantes em termos financeiros e que afetam o desempenho do portfólio de determinado agente.

Nesse sentido, em (Jorion, 1998) define-se risco como “a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse”. Em (Duarte Jr, 1996) define-se risco como “qualquer medida numérica da incerteza associada ao retorno que efetivamente será obtido ao final do período de investimento”. Em (J. P. Morgan, 1996) o risco é definido como “o grau de incerteza de retornos futuros”.

Embora não exista um conceito unificador para se definir risco, é possível assumir que o mesmo esteja associado à probabilidade de ocorrência de um evento desfavorável no âmbito financeiro, que usualmente representa prejuízos ou perdas.

As incertezas associadas a retornos futuros podem estar associadas a diversos fatores, motivo pelo qual os investidores estão expostos a variadas fontes de risco. Portanto, de acordo com a origem da incerteza, o risco é classificado de acordo com (J. P. Morgan, 1996) em:

- Risco de Crédito: Estimativa de uma perda potencial devido à incapacidade de uma das partes não atender a suas obrigações contratuais.
- Risco Operacional: Relacionado a perdas ocasionadas por erros em instruções de pagamentos, sistemas, falhas de gerenciamento e erros humanos.
- Risco de Liquidez: Reflete a incapacidade de uma empresa de financiar seus ativos ilíquidos.
- Risco de Mercado: Envolve a incerteza sobre retornos futuros decorrente de mudanças em condições de mercado (preço dos ativos, taxas de juros), volatilidade de preços.

O risco deste trabalho, para a contratação de potência da ANDE, se caracteriza como risco de mercado, associado à disponibilidade de potência excedente em Itaipu para ser possível liquidar a diferença entre a demanda verificada e a potência contratada *ex-ante*. Define-se a contratação *ex-ante* como sendo a modalidade de contratação na qual a potência é contratada antes de seu consumo. O oposto a esta situação é denominado contratação *ex-post* onde a potência é contabilizada e faturada após seu consumo.

2.6. Tipos de Contratos de Energia Elétrica

Os contratos de energia elétrica podem ser celebrados basicamente em mercados abertos, como é o caso do mercado *spot* no Brasil, ou por meio de contratos bilaterais. No caso de mercados como o *spot*, o preço é fixado (preço *spot*), e o comprador paga esse preço ao vendedor. Este tipo de mercado é utilizado como um mecanismo para liquidar as diferenças entre as quantidades efetivamente despachadas pelos agentes e as quantidades previamente contratadas. De acordo com (Kirschen e Strbac, 2004) a vantagem do mercado *spot* é o imediatismo, pois, como vendedor, é possível vender sua disponibilidade de forma imediata, e como comprador, é possível contratar sua demanda também de forma imediata. A grande volatilidade dos preços é uma característica importante deste tipo de mercado já que

são muito sensíveis a alterações na oferta e na demanda. Assim, os contratos celebrados nesta modalidade são contratos sujeitos a risco, geralmente associados à volatilidade dos preços.

Os contratos bilaterais correspondem a opções em que as partes contratantes definem os preços, quantidades, prazos, etc. Usualmente são utilizados como proteção ao risco de contratos celebrados em mercados abertos e como forma de garantir o suprimento ou atendimento à demanda de forma segura, por parte de companhias distribuidoras. Os contratos bilaterais podem ser classificados em contratos forward, contratos futuros, contratos de opção e contratos por diferenças (Kirschen e Strbac, 2004):

2.6.1. Contratos *Forward*

Nesta modalidade de contrato, os agentes definem um preço fixo para o ativo a ser negociado (no caso, energia), o qual será cumprido independentemente dos preços ocorridos no mercado *spot*. Em contratos *forward* definem-se entre as partes os preços, quantidades, data de entrega, pagamento e penalidades por não cumprimento de alguma das cláusulas. Os contratos *forward* garantem ao agente vendedor uma receita fixa, baseada no preço estipulado no contrato, protegendo o agente contra baixas de preço do mercado *spot*. Do ponto de vista do agente comprador, o contrato *forward* garante proteção contra altas do preço *spot*, mantendo um custo fixo para determinado ativo. Assim, contratos *forward* permitem aos agentes uma negociação na qual o custo é aceitável para ambas as partes, de forma que elas dividam o risco de preço.

2.6.2. Contratos Futuros

Contratos futuros se originam da existência de um mercado secundário de contratos *forward*. O fundamento dos contratos futuros é a esperança de comprar um contrato a um preço baixo e vendê-lo futuramente a um preço alto. Assim este tipo de contrato recebe o nome de *future* e não *forward*. Contratos do tipo futuro são usualmente alvo de especuladores, que de modo geral são mais propensos a risco, sendo remunerados por tal posicionamento.

Contratos *forward* e futuros são *Contratos Firmes*, já que a entrega dos mesmos é incondicional. Diz-se que a entrega é incondicional pois caso o vendedor não seja capaz de entregar a quantidade contratada, o déficit deve ser negociado no mercado *spot*. Por outro lado se o comprador não consumir toda a quantidade contratada, a sobra também é negociada no mercado *spot*.

2.6.3. Contratos de Opção

Os contratos firmes, devido às características apresentadas, apresentam uma exposição à volatilidade do mercado *spot* que pode ser indesejável para determinado perfil de investidor. Assim, existe a necessidade de realizar contratos que flexibilizem a exposição ao preço *spot*, papel cumprido pelos contratos de opção. Estes apresentam entrega condicional, de modo que a opção do contrato é exercida de acordo com o interesse do agente contratante. É dividido em duas modalidades:

- *Call* (Opção de compra): O dono do contrato tem o direito de comprar uma quantidade determinada ao *preço de exercício*.

- *Put* (Opção de venda): O dono do contrato tem o direito de vender uma quantidade determinada ao *preço de exercício*.

Em ambos os casos o dono do contrato deverá ter o preço *spot* em vista para avaliar a viabilidade de exercer a opção de modo a obter vantagem sobre uma eventual negociação no mercado *spot* da mesma quantidade. Em outras palavras, o *preço de exercício* deve ser mais vantajoso que o preço *spot*.

2.6.4. Contratos para Diferenças

Este tipo de contrato atende aos agentes participantes de mercados em que todos os agentes estão submetidos a uma entidade centralizadora, de modo que todos estão expostos ao mercado *spot*. Visando proteção contra a exposição ao *spot* em mercados centralizados, os contratos por diferenças estipulam um preço (*strike price*) e uma quantidade a ser contratada. Os agentes participam do mercado centralizado normalmente, como todos os demais agentes, mas com o contrato por diferenças que define:

- Se o *strike price* for maior que preço do mercado centralizado, o comprador paga ao vendedor a diferença entre estes dois preços vezes a quantidade estipulada no contrato;
- Se o *strike price* for menor que o preço do mercado centralizado, o vendedor paga ao comprador a diferença entre estes dois preços vezes a quantidade estipulada.

Assim, contratos por diferença isolam os agentes do risco *spot* do mercado centralizado e ao mesmo tempo permitem a participação no mesmo. Estes tipos de contratos

são descritos como uma combinação entre uma opção *call* e uma opção *put* com mesmo preço de exercício.

2.7. Aplicações da Teoria do Portfólio em Contratação de Energia Elétrica

Diversos trabalhos têm utilizado a teoria do portfólio, com o modelo da média-variância como forma de planejar investimentos em energia elétrica. Bar-Lev e Katz (Bar-Lev, Katz, 1976) foram os primeiros a aplicar a teoria do portfólio a investimentos em energia elétrica. Em “*A portfolio approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry*” os autores analisam a aquisição de combustíveis fósseis pela indústria de energia elétrica americana. O objetivo do estudo foi determinar em que medida o uso dos recursos energéticos escassos foi utilizado de maneira eficiente. Para este propósito é construída a fronteira eficiente dos custos de aquisição de combustíveis fósseis em diversas regiões dos EUA, e comparam-se os portfólios eficientes aos portfólios realizados. O trabalho conclui que os portfólios realizados aproximam-se de portfólios eficientes de alto retorno porém, alto risco.

Um modelo de gestão de risco em mercados de curto prazo é apresentado em (Yu, 2003), onde se aplica o modelo da média variância para otimizar custos de portfólio e minimizar riscos em mercados de energia elétrica competitivos. O objetivo do estudo é dar suporte à decisão em termos de gestão de riscos de preço, visando aumentar a lucratividade de produtores de energia competitivos em diversos cenários de mercado. A matriz de covariância do problema reflete os custos de combustíveis no mercado e o problema de otimização inclui diversas restrições de ordem prática, de modo a tornar o modelo aplicável a condições reais de mercado.

Em (Krey, Zweifel, 2006) aplica-se a teoria do portfólio para determinar combinações eficientes de fontes de geração de eletricidade para os EUA e Suíça. Utiliza-se programação não-linear para minimizar o risco de custo dos portfólios ótimos, sujeitos a diversos níveis de restrição de retorno, de modo a traçar a fronteira eficiente. Os resultados indicam quais as melhores formas de combinar as fontes de geração dos países em questão.

Em (Doherty, et. al., 2006) avalia-se o papel que a geração eólica pode vir a desempenhar em portfólios futuros. Os autores levam em consideração a característica intermitente da geração eólica ao determinar os portfólios de custo mínimo com participação eólica. Para determinar a influência deste tipo de geração, gradativamente adiciona-se participação eólica nos portfólios para avaliar o impacto desta na fronteira eficiente do problema. Os resultados do estudo indicam que a adição de energia eólica contribui para reduzir o risco de preço dos portfólios ótimos.

Em “*Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making*” (Awerbuch et. al., 2003), faz-se uso da Moderna Teoria dos Portfólios para lidar com o problema de encontrar a melhor combinação entre as fontes de geração de energia elétrica disponíveis na União Européia (UE). Awerbuch e Berger alertam para o fato de que o portfólio de energia realizado pela UE no ano de 2000 e o projetado para o ano de 2010 eram ambos ineficientes ou sub-ótimos do ponto de vista da relação risco-retorno. Esta análise é realizada mediante a comparação dos portfólios praticados com os portfólios ótimos, contidos na Fronteira de Eficiência.

Os autores sugerem que a correta definição das políticas energéticas, visando encontrar a melhor combinação entre fontes de geração, passa pela análise do problema utilizando a teoria dos portfólios, otimizando os mesmos pelo método da média-variância.

Assim, é definida a Fronteira de Eficiência do problema para várias condições distintas, em que vão se adicionando diferentes fontes de geração de energia elétrica, até encontrar uma Fronteira Eficiente que atenda aos requisitos reais do problema, os quais devem levar em conta aspectos políticos e aspectos práticos que impedem o uso da Fronteira Eficiente teórica do problema. A definição da Fronteira de Eficiência é realizada por meio de sucessivas rodadas do problema de otimização não-linear, nas quais varia-se a restrição de risco, dada pela variância do portfólio.

Os resultados obtidos indicam uma mudança no padrão de investimentos em relação às fontes de geração. Ao contrário do que se crê e do que é praticado, Awerbuch e Berger chegam à conclusão de que os portfólios ótimos devem alocar maiores investimentos em energia eólica e energia renovável para se tornarem eficientes. Isto ocorre pois são tecnologias de custo fixo, que não estão sujeitas às variações de preços de combustíveis. Uma análise semelhante a esta será feita para o estudo de caso ANDE-Itaipu presente neste trabalho.

Em (Awerbuch, 2004), faz-se um estudo sobre as possíveis combinações entre fontes de energia relativamente ao México. Neste estudo sugere-se novamente que o atual planejamento energético praticado pelo país em questão corresponde a um portfólio ineficiente do ponto de vista da relação risco-retorno. Especificamente, indica-se que a presença de investimentos em geração eólica deve levar a maiores retornos sem aumentar os riscos, levando a uma decisão ótima, ou eficiente. Ainda neste trabalho faz-se análise semelhante para Índia e Marrocos, utilizando em ambos os casos o modelo da média-variância como forma de abordar o problema.

No que diz respeito ao tema desta dissertação, os trabalhos de Awerbuch e Berger apresentam pontos importantes, que serão alvo da modelagem proposta para a abordagem do estudo de caso desenvolvido:

- É realizada uma otimização de portfólios pela média-variância;
- É construída uma Fronteira Eficiente que aloca os portfólios ótimos em termos de custos para cada nível de risco;
- O resultado obtido pela modelagem difere do padrão de investimentos utilizados na prática, mostrando a importância da gestão dos riscos envolvidos.

Em (Kienzle, et. al., 2007) utiliza-se como estudo de caso a BKW, uma grande companhia energética suíça. A teoria do portfólio é aplicada de modo a orientar os investimentos da empresa em termos de contratação de energia. Neste trabalho existe grande preocupação em aplicar restrições ao processo de otimização que reflitam restrições físicas reais e financeiras do problema visando sua aplicabilidade ao caso da BKW. A metodologia envolve realizar a comparação das fronteiras eficientes obtidas para diversos cenários com os portfólios realizados atualmente pela empresa. Os resultados indicam que a metodologia proposta por Kienzle pode ser aplicada no planejamento da empresa levando a ganhos financeiros importantes.

Os trabalhos mencionados, bem como diversos outros (Chang e Kung, 2006; Chen et. al., 2008; Pan e Huang, 2008) têm em comum a preocupação de obter resultados que forneçam indicativos de como contratar energia de forma eficiente, levando em conta as particularidades dos ambientes de contratação dos mercados. Também, de modo geral, associam-se técnicas de otimização, simulação e gestão de risco. Conforme foi apresentado, o modelo da média-variância têm sido aplicado nos trabalhos de forma eficiente, levando a bons

resultados para os agentes comercializadores. Por esse motivo, este trabalho propõe o uso destas ferramentas para desenvolver um modelo de contratação de energia para a ANDE.

Capítulo 3

Estudo de Caso

Neste capítulo será descrito o problema objeto de estudo deste trabalho. Inicialmente será feita uma descrição da ANDE, relativamente à sua atuação e relevância no atendimento à demanda energética do sistema elétrico paraguaio. Depois será feita uma revisão sobre a Itaipu, descrevendo aspectos técnicos e operacionais da mesma, com destaque para a apresentação do conceito de potência excedente, o qual será um dos pontos principais da análise deste trabalho. Por fim, será apresentada a relação comercial em termos de energia e potência, entre ANDE e Itaipu, de forma a descrever os contratos estabelecidos entre estes agentes, e mostrar de que forma a ANDE realiza seu planejamento visando o estabelecimento de contratos de energia com Itaipu para atender à sua demanda.

3.1. Administración Nacional de Electricidad

No dia 12 de agosto de 1964, a Honorável Câmara de Representantes sanciona a Lei Nº 966, por meio da qual se cria a *Administración Nacional de Eletricidad* (ANDE) com o objetivo, tal como estabelece sua Carta Orgânica, de “*satisfazer as necessidades de energia elétrica do país para contribuir com o seu desenvolvimento e ao bem estar da população, buscando a excelência na administração dos recursos e na prestação de serviços*” (Itaipu, 2003).

A Administración Nacional de Electricidad (ANDE) é uma companhia elétrica paraguaia que cobre os quatro campos das atividades básicas do setor elétrico: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Na primeira, divide este papel com as entidades binacionais de Itaipú e Yacyretá, sendo também co-proprietária de ambas. No caso da Transmissão, é a única entidade que realiza essa atividade. No que diz respeito à Distribuição

e Comercialização, salvo casos excepcionais, aparece também como único agente que realiza essas tarefas. Assim, a ANDE detém o monopólio da geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no Paraguai.

Tabela 1. Característica do Sistema Elétrico Paraguaio (ANDE, 2013).

Oferta de Geração (MW)	Itaipu	Yacyreta	Acaray	Outras Fontes (*)
	7.000	1.750	200	110
Sistema de Transmissão Construído (km)	500 kV(**)	220 kV	66 kV	
	350	4.090	1.409	

(*) Geração Termelétrica.

(**) Em construção.

A Tabela 1 mostra a característica do Sistema Elétrico Paraguaio. Pode-se verificar que o Paraguai conta com uma oferta de geração próxima a 9.000 MW, capacidade instalada principalmente nas usinas hidrelétricas binacionais de Itaipu e Yacyreta. A geração termelétrica é mínima, da ordem de 110 MW. A transmissão está composta principalmente por sistemas de 220 kV, que correm no sentido leste-oeste, das principais fonte de geração localizadas no leste, no Rio Paraná, para o principal centro de consumo, Assunção, capital do país.

Apesar de possuir outras fontes de geração, o Paraguai ainda conta com a UHE de Itaipu como seu principal fornecedor de energia elétrica. A interligação de Itaipu e Yacyretá através do Sistema Elétrico Paraguaio é impossível, devido às limitações do sistema de transmissão, impedindo a operação paralela dos sistemas de energia elétrica do Brasil e da Argentina através do Sistema Elétrico Paraguaio. As limitações no sistema de transmissão levam o Sistema Elétrico Paraguaio a ser operado em dois subsistemas separados, um sendo alimentado pelas UHE de Acaray e Itaipu, e outro alimentado pela UHE de Yacyreta.

3.2. Características do Sistema Elétrico Paraguaio

A demanda de potência e energia mostra uma evolução com uma taxa de crescimento da ordem de 10 % ao ano, conforme se pode verificar na Figura 2. Embora mostre uma

importante taxa de crescimento, ela não é maior devido às restrições do seu sistema de transmissão.

Figura 2. Evolução da demanda de potencia e energia.

O perfil da carga do sistema elétrico paraguaio apresenta variações significativas ao longo do dia, como também entre uma estação e outra, conforme indica a Figura 3, que mostra a curva de carga de um dia típico de sexta feira de verão e de inverno. A curva de carga de verão mostra dois períodos de carga máxima, um do meio dia às 15h e outro no período entre as 20h e 22h. No inverno a maior demanda se verifica apenas no período entre 18h e 22h.

Figura 3. Curva de carga típica do Sistema Elétrico Paraguaio (ANDE, 2013).

Esse comportamento se explica pela composição da carga do Sistema Elétrico Paraguaio, com forte participação das cargas residenciais e comerciais que ultrapassam 60 % do total, conforme se verifica na Figura 4.

Figura 4. Composição da carga do Sistema Elétrico Paraguaio (ANDE 2013).

As cargas do tipo residencial e comercial, destinadas principalmente à iluminação e climatização, têm forte correlação com as condições climáticas, o que torna mais difícil a previsão do seu comportamento no curto prazo. No longo prazo, verificam-se os maiores valores de demanda no verão e menores valores, no inverno. O verão paraguaio, com temperatura na faixa de 35 a 42 °, ocorre no período de outubro a abril. Nesse período também se atingem os maiores valores de consumo de energia elétrica.

3.3. Itaipu Binacional

No dia 26 de Abril de 1973, a República do Paraguai e a República Federativa do Brasil assinaram o Tratado de Itaipu “*para o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hidráulicos do Rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto del Guairá até a desembocadura do Rio Iguaçu*” (Itaipu, 2003; ANEEL, 2014). Este tratado é o marco inicial da UHE Itaipu (Figura 5).

Figura 5. Usina Hidrelétrica de Itaipu

Para a execução do aproveitamento hidrelétrico, objeto do Tratado, foi constituída a entidade binacional denominada Itaipu Binacional em 17 de Maio de 1974. O início das obras aconteceu em janeiro de 1975, concluindo-se a primeira etapa em abril de 1991 com a entrada em operação da décima oitava unidade geradora, completando 12.600 MW de capacidade instalada. A segunda etapa foi concluída em 2007 com a entrada em operação das Unidades Geradoras 9A e 18A completando a potência instalada de 14.000 MW.

Os documentos oficiais que regem o funcionamento da entidade binacional são o Tratado e seus Anexos A, B e C. O Anexo A do tratado define a estrutura organizacional da entidade, o Anexo B define as diferentes instalações que compõem o empreendimento e o Anexo C, estabelece a forma de comercialização dos serviços de eletricidade produzida pela UHE de Itaipu. O Tratado de Itaipu, bem como seus anexos A, B e C podem ser apreciados integralmente em (Itaipu, 2003) e (ANEEL, 2014).

3.3.1. Características Hidroenergéticas de Itaipu

A Tabela 2 mostra as características hidroenergéticas e as características das unidades geradoras da UHE de Itaipu. Das 20 unidades geradoras, 10 unidades produzem em 50 Hz, a frequência do Sistema Elétrico Paraguaio (SEPy), a outra metade, 10 unidades geradoras, produzem em 60 Hz, frequência do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A conexão do setor de

60 Hz de Itaipu com o SEB é feita através de um sistema de transmissão de 500 e 765 kV, que transmite a produção deste setor de Itaipu até o estado de São Paulo. A produção de Itaipu 50 Hz é transmitida para a Subestação *Margen Derecha*, onde uma parte dessa energia é entregue para o SEPy através de um sistema de transmissão de 220 kV. A outra parte é conduzida para a Subestação Foz do Iguaçu onde a corrente alternada é retificada e transmitida em corrente contínua para o estado de São Paulo. A Figura 6 mostra um esquema simplificado da conexão de Itaipu com os Sistemas Elétrico Paraguaio e Brasileiro.

Tabela 2. Características Hidroenergéticas de Itaipu.

Características Hidroenergéticas	
Volume do Reservatório	19.000 Hm ³
Nível Máximo Operativo	220,30 m.s.n.m
Nível Mínimo Operativo	219,00 m.s.n.m
Afluência média	10.000 m ³ /s
Energia Garantida	75.170 GWh/ano
Vertedouro	62.000 m ³ /s

Características das Unidades Geradoras		
Unidades de 50 Hz		Unidades de 60 Hz
Geradores Potência Nominal	823 MVA	737 MVA
Turbina Potência Nominal	715 MW	715 MW
Queda Bruta Nominal	113 m	113 m
Vazão Nominal	690 m ³ /s	690 m ³ /s

Figura 6. Esquema simplificado da conexão de Itaipu.

As primeiras unidades geradoras de Itaipu começaram a operar em 1984 e a produção foi aumentando à medida que o número de unidades geradoras foi aumentando, conforme pode ser verificado na Figura 7. A partir de 1995, quando ainda não havia sido instalada a 18ª unidade geradora, a produção anual de Itaipu já era maior que sua Energia Garantida (aproximadamente 75000 GWh por ano), mantendo essa superioridade desde então. Em 2011 a energia anual gerada por Itaipu foi de 92.246 GWh, dos quais 8.036 GWh foram fornecidos ao Paraguai (ANDE) e o restante, 83.486 GWh, foram fornecidos ao Brasil (Eletrobras).

O fornecimento de energia de Itaipu para o Sistema Elétrico Paraguaio representa 74% do consumo de energia elétrica do Paraguai, enquanto no Sistema Elétrico Brasileiro, representa 17% (Itaipu, 2013).

Figura 7. Produção Anual de Itaipu.

Embora o reservatório da UHE Itaipu possua uma importante capacidade, ele opera basicamente como usina a fio d'água pelo elevado volume da vazão afluente, que reduz sua capacidade de regulação à ordem de dias. Itaipu foi concebida para ser operada como UHE a fio d'água, pois a regulação das afluições seria feita pelas usinas a montante. A Figura 8 mostra os valores máximo, médio e mínimo das afluições verificadas em Itaipu, cobrindo o período de 1985 a 2011.

Figura 8. Valores médios mensais de vazão afluyente e queda bruta.

Os maiores valores de afluência se verificam no período de janeiro até abril, e logo após esse período registram-se valores menores, caracterizando o período de maio até outubro como um período seco. É importante ressaltar que elevados valores de vazão afluyente nem sempre resultam em uma maior disponibilidade de potência, devido ao afogamento do canal de fuga, o qual reduz a produtividade. Assim, os maiores valores de altura de queda bruta ocorrem no período seco, cobrindo os meses de junho, julho, agosto e setembro. Logo, para valores de vazões afluyentes menores, é possível obter maior disponibilidade de potência devido ao aumento da altura de queda bruta. Por outro lado, a disponibilidade energética estará limitada pela afluência.

A Figura 9 mostra a disponibilidade média mensal de potência por unidade geradora para o período de 1983 a 2011. Verifica-se que ao longo do ano a disponibilidade é maior que 700 MW (potência nominal por máquina). Nos meses úmidos, como janeiro e fevereiro, observa-se uma redução no nível de potência disponível, a qual se justifica pela redução da altura de queda bruta, devido a maiores níveis de afluências.

Figura 9. Média Histórica de Potência Disponível por máquina de Itaipu

Embora Itaipu apresente em média níveis acima de sua potência nominal, existem meses em que a potência disponível é inferior aos 700 MW. A Figura 10 mostra dois anos do histórico apresentado em que a potência disponível é menor que a potência nominal.

Figura 10. Potência Disponível por máquina de Itaipu para os anos de 1983 e 2010.

Em 1983 observa-se um ano crítico, no qual não se atingiu a potência nominal em nenhum mês do ano. Nesse ano, foram verificados os maiores registros de vazões afluentes a Itaipu, resultando em uma redução da disponibilidade de potência devido à redução da altura

de queda, ocasionada pela elevação do canal de fuga e pela escassa capacidade de regulação do reservatório de Itaipu, que opera basicamente como usina a fio d'água, isto é, todo o volume afluente deve ser descarregado através das unidades geradoras ou pelo vertedouro, sem capacidade de minimizar a elevação do canal de fuga pela elevada defluência. Em 2010 observa-se uma situação menos severa, porém a potência disponível fica abaixo da potência nominal em três meses do ano (janeiro, fevereiro e abril).

Portanto, a característica da potência disponível de Itaipu é a disponibilidade acima da potência nominal na maior parte dos meses do histórico, ocorrendo em alguns períodos abaixo da potência nominal.

3.4. Estrutura tarifária de Itaipu para contratação de Potência

Com base em seus documentos oficiais, a tarifa de Itaipu adquire o sentido de custo unitário do serviço de eletricidade. As tarifas dos serviços públicos buscam sempre proporcionar à empresa prestadora dos serviços o equilíbrio econômico-financeiro, respeitando os princípios de eficiência econômica, justiça, estabilidade e modicidade. Na maioria dos casos em que o Estado regula as tarifas dos serviços públicos, as empresas públicas ou privadas utilizam a modalidade de tarifação ao custo do serviço. Esta modalidade remunera o valor dos ativos empenhados na produção, isto é, permitem que os ingressos sejam suficientes para cobrir os custos operativos, os custos de conservação dos ativos relativos à depreciação das instalações e os custos do capital empregado (Itaipu, 2003).

Na UHE Itaipu, pela exclusiva dependência da prestação do serviço ao custo, o sistema de fixação da tarifa é denominado tarifação ao custo do passivo. Neste modelo os ativos participam indiretamente na conformação do ingresso através dos compromissos financeiros anuais para o pagamento dos meios aplicados na construção da obra, regalias às Altas Partes Contratantes, ANDE e Eletrobrás, bem como os gastos de exploração que incluem as reposições causadas por defeitos, falhas, desgastes e inovações tecnológicas. Isto quer dizer que o modelo adotado pela Itaipu não remunera o capital imobilizado nem a depreciação do custo das suas instalações, como é feito normalmente no modelo de tarifação ao custo do serviço (Itaipu, 2003).

Em resumo, a tarifação do serviço de eletricidade de Itaipu se apóia nos seguintes princípios:

- Remuneração ao custo, cuja composição se formula no Anexo “C” do Tratado de Itaipu;
- Inclusão dos juros e amortizações como componentes do custo;
- O custo anual do serviço de eletricidade distribuído entre as entidades compradoras de tais serviços em proporção à potência contratada por cada uma e;
- Mercado garantido para o total da potência disponível para contratação.

Assim, a Tarifa ou Custo Unitário do Serviço de Eletricidade (*CUSE*) é o resultado da relação entre o custo anual do serviço de eletricidade e a potência contratada mensal, conforme a equação (3.1):

$$CUSE = Tarifa = \frac{\text{Custo do Serviço de Eletricidade}}{\text{Potência Contratada}} \quad (3.1)$$

Para o ano de 2011, o *CUSE* foi de 22,6 US\$/kW ou, alternativamente 22.600 US\$/MWh. Este é portanto o custo da potência contratada pela ANDE neste estudo. O detalhamento a respeito dos componentes do *CUSE* pode ser apreciado em (Itaipu, 2003).

3.4.1. Potência Disponível para Contratação

Itaipu possui vinte unidades geradoras, com 700 MW cada, totalizando 14000 MW de potência instalada. No entanto, apenas uma parcela desta potência é colocada à disposição das entidades compradoras (ANDE e Eletrobras) para comercialização. Quando se avalia a Potência Disponível para Contratação (*PDI*), parte da Potência Instalada (*PI*) é reservada para manutenção, consumo próprio (da UHE) e reserva de potência. Assim, a Potência Disponível para Contratação de Itaipu às entidades compradoras pode ser definida por (3.2):

$$PDI = PI - PM - DCP - RPO \quad (3.2)$$

onde,

- *PI* é a totalidade de Potência Instalada. Em 2011 foram consideradas 20 unidades geradoras disponíveis, com 700 MW de potência nominal cada uma, totalizando 14.000 MW;
- *PM* é totalidade de Potência em Manutenção. Para manter a qualidade do serviço que oferece aos usuários, a usina deve contar com unidades geradoras em boas condições operativas. Para atingir esse objetivo foi concebido um programa de manutenção preventiva de todas as unidades geradoras, durante o ano, independentemente do seu bom desempenho. Para tanto, foi determinada a parada para manutenção preventiva de duas unidades geradoras por mês. Assim, em 2011 o valor da *PM* foi de 1.400 MW;
- *DCP* é a demanda de consumo próprio. É sabido que uma usina hidrelétrica tem uma necessidade própria de consumo de energia elétrica para o funcionamento dos seus diversos sistemas de iluminação, ventilação, refrigeração, sistemas de proteção, controle, supervisão, serviços auxiliares das unidades geradoras, etc. A demanda de consumo próprio da Itaipu é 38 MW, retirada da capacidade instalada da usina.
- *RPO* é a Reserva de Potência Operativa, cuja finalidade é manter em todo momento a qualidade do serviço do sistema elétrico ao qual a usina de Itaipu está interligada, garantindo um adequado controle da frequência. A *RPO* de Itaipu em 2011 foi de 427 MW.

Portanto em 2011, dos 14000 MW instalados, Itaipu destinou 12.135 MW para ANDE e Eletrobras, conforme indicado em (3.3) e na Figura 11.

$$PDI=14.000 -1.400-38-427=12.135 \text{ MW} \quad (3.3)$$

O anexo C do Tratado de Itaipu determina ainda que toda a *PDI* deve ser contratada pelas entidades compradoras. Portanto todo ano ANDE e Eletrobras deverão conjuntamente contratar toda a *PDI*. As necessidades do mercado paraguaio são muito inferiores aos 50% da *PI* que o Paraguai dispõe por direito. Assim, a ANDE tem contratado em torno de 7% da *PDI* enquanto a Eletrobras contrata o restante (no caso, por volta de 93%).

Figura 11. Potência Disponível para Contratação.

3.4.2. Energia Associada à Potência Contratada

Itaipu vende à ANDE e à Eletrobrás a potência disponível para contratação (*PDI*). A renda resultante da venda da *PDI* assegura a Itaipu cobrir os custos do serviço de eletricidade. Os valores são calculados tomando como base uma parte da energia associada à potência contratada, a Energia Garantida. Esses valores incluem os pagamentos ao Paraguai e Brasil, a ANDE e Eletrobrás, em conceito de “*royalties*” e ressarcimentos das cargas pela administração e supervisão respectivamente, regalias previstas no Anexo “C” do Tratado, e que formam parte do custo do serviço de eletricidade.

Os “*royalties*” e o ressarcimento das cargas pela administração e supervisão referentes à energia que forem geradas acima da energia garantida, porém associada à potencia contratada, chamada Energia Adicional à Energia Garantida, serão pagos pela entidade que consuma esta energia.

O Anexo “C” do Tratado estabelece que “*Cada entidade tem o direito de utilizar a energia que pode ser produzida pela potência por ela contratada até o limite que será definido, para cada período de operação, pela Itaipu*”. Isto significa que, por exemplo, se a ANDE contrata 700 MW, durante um período de operação, terá o direito de consumir toda a

energia que possa ser produzida por essa potência até um limite a ser definido por Itaipu. Este limite depende de fatores como a hidrologia e disponibilidade de unidades geradoras. Supondo que este limite fosse 90 %, resulta:

$$700\text{MW} \times 0,9 \times 720\text{hmes} = 453.600 \text{ MWhmes de energia ou } 453.600 \frac{\text{MWh}}{720\text{hmes}} = 630 \text{ MWmed}$$

Portanto a ANDE pode utilizar o equivalente a 630 MWmed durante todas as horas do mês em média. A Figura 12 descreve esta característica:

Figura 12. Energia Associada à Potência Contratada.

3.4.2.1. Energia Garantida e Energia Adicional à Garantida

A Energia Garantida é definida como a energia calculada com base em critérios probabilísticos, com nível de risco inferior a 5% de não atendimento à carga solicitada pelo sistema. Atualmente a Energia Garantida de Itaipu é da ordem de 75170 GWh por ano.

A Energia Adicional à Energia Garantida, como seu nome indica, é toda energia superior à Energia Garantida que poderá ser produzida pela Potência Contratada pelas entidades compradoras. O risco de não atendimento da carga solicitada é portanto maior que 5%. A Energia Adicional à Garantida ocorre quando as condições hidrológicas são favoráveis de modo a aumentar o fator de carga.

Por exemplo, considere que a Potência Contratada seja 12.000 MW, as condições hidrológicas e disponibilidade de unidades geradoras sejam favoráveis para gerar energia com um fator de carga de 100 %. Assim a energia que poderá ser produzida pela potência contratada será:

$$12.000 \text{ MW} \times 8.760 \text{ h ano} = 105.120 \text{ GWh por ano}$$

Portanto o valor da Energia Adicional a Energia Garantida será:

$$105.120 - 75.120 = 29.950 \text{ GWh}$$

Desta maneira fica estabelecida que a Energia Associada à Potência Contratada está composta pela Energia Garantida mais a Energia Adicional à Garantida, ambas produzidas pela Potência Contratada:

$$\text{Energia Assoc. a Pot. Contrat.} = \text{En. Garantida} + \text{En. Adicional a Garantida}$$

3.4.3. Potência Excedente e Energia Excedente

Define-se a Potência Excedente como sendo a potência que excede a potência nominal por máquina. Portanto para valores de potência acima dos 700 MW por máquina, dá-se o nome de Potência Excedente. Se em determinado mês a potência disponível por máquina foi de 750 MW, então tem-se uma Potência Excedente de 50 MW por máquina:

Figura 13. Potência Excedente de Itaipu.

Energia Excedente de Itaipu é a energia associada à Potência Excedente. Excedente de potência é aquela potência superior à potência contratada, que eventualmente pode ocorrer em determinadas condições favoráveis, quando existe maior disponibilidade de unidades geradoras ou uma maior disponibilidade de queda bruta ou ambos simultaneamente. Por exemplo, considere que as condições hidrológicas sejam favoráveis, e a disponibilidade de potência por unidade geradora seja 715 MW. Assim:

$$Energia\ Produzida = 715\ MW \times 720\ h\ mes = 514.800\ MWh\ mes$$

Do total de energia produzida no mês, a Energia Excedente será:

$$Energia\ Excedente = 514.800\ MWh\ mes - 700\ MW \times 720\ h\ mes = 10.800\ MWh\ mes$$

O quadro apresentado na Figura 14 resume os “tipos” de potência e energias associadas a estas potências que Itaipu comercializa com ANDE e Eletrobras:

Figura 14. Potências e Energias Associadas de Itaipu.

3.4.4. Cessão de Potência

Na resolução CADOP 170/07, aprovada no dia 26/06/07 (Itaipu, 2003), define-se o conceito de cessão de potência, segundo o qual, o requerimento de potência da ANDE pode ser atendido parcialmente pela potência contratada da Eletrobrás. A cessão de potência é cobrada da ANDE, ao custo $CUSE$, e abatida do contrato da Eletrobrás ao mesmo custo. A potência cedida é contabilizada e faturada em base horária.

No entanto, no item 4.1.1 do referido documento é estipulado que “*caso a potência cedida supere o montante definido no item 2 (potência contratada) por três horas, consecutivas ou não, durante um mesmo dia, o valor máximo cedido será considerado para as 24 horas desse dia*”. Nesta situação, a ANDE pagaria por uma energia não consumida. A Figura 15 ilustra esta situação:

Figura 15. Cessão de Potência em base diária.

Na Figura 15 é apresentada uma curva de carga diária típica do sistema paraguaio. No período de tempo que vai de t_0 até t_1 a demanda é suprida com a energia associada à potência contratada por ANDE (PC_{ANDE}). No entanto, no período entre t_1 e t_2 tem-se uma situação na qual a demanda supera a potência contratada, PC_{ANDE} . Nesse período de tempo a diferença entre a potência contratada e demanda pode ser atendida de duas maneiras: pela potência excedente de Itaipu se esta for suficiente, ou pela cessão de potência da Eletrobras à ANDE caso a potência excedente de Itaipu não for suficiente.

No primeiro caso, em que a demanda subcontratada de ANDE (intervalo entre os pontos A e C na Figura 15) é atendida pela potência excedente de Itaipu, cobra-se apenas um custo relativo ao pagamento de *royalties* pelo uso da água.

No segundo caso, em que a demanda subcontratada de ANDE é atendida pela cessão de potência (devido à indisponibilidade de potência excedente em Itaipu), cobra-se o *CUSE*. No entanto, por tratar-se de um acordo entre Itaipu, ANDE e Eletrobras, estipula-se que a cessão de potência está sujeita a uma penalização por excesso de uso. Caso a cessão de potência ocorra por um período superior a três horas, consecutivas ou não, ao longo de um mesmo dia, ocorrerá o faturamento do pico de carga para as 24 horas do dia referido. Assim, na Figura 15, caso o Δt compreendido entre t_1 e t_2 for superior a três horas, o valor máximo de demanda (D_{max}) será cobrado para todas as horas do dia.

Esta análise é de suma importância pois uma má gestão do portfólio de ANDE pode levar a situações de subcontratação que acarretariam na necessidade de cessão de potência em diversos dias ao longo do mês, e frequentemente em todos os dias do mês. Nesse caso, o faturamento de uma energia não utilizada implicaria obrigatoriamente na composição de um portfólio ineficiente.

3.5. Contratação de Potência de Itaipu

Como analisado anteriormente, Itaipu tem seus ingressos financeiros baseados na comercialização de sua potência disponível (*PDI*). Desta forma, ANDE e Eletrobras devem contratar a totalidade da *PDI* mensalmente.

Uma vez que as necessidades energéticas do sistema paraguaio são inferiores às do sistema elétrico brasileiro, a ANDE define primeiro sua contratação mensal de energia, e a Eletrobras contrata toda diferença para o *PDI*. Para exemplificar esta situação vamos supor que em determinado mês ANDE tenha contratado 700 MW ($PC_{ANDE} = 700MW$). Então a potência contratada pela Eletrobras ($PC_{Eletrobras}$) será:

$$PC_{Eletrobras} = PDI - PC_{ANDE} = 12135 - 700 \rightarrow PC_{Eletrobras} = 11435 MW$$

Este procedimento é válido para todos os meses do ano, de modo que ao longo de um ano, em todos os meses a soma de $PC_{Eletrobras}$ e PC_{ANDE} é sempre igual à PDI , conforme ilustrado na Figura 16:

Figura 16. Potência Contratada ANDE, Eletrobras e PDI.

3.6. Exemplo completo de contratação entre ANDE e Itaipu

A seguir serão apresentados três exemplos de contratação entre ANDE e Itaipu de modo a facilitar o entendimento do problema. O primeiro exemplo descreve uma situação em que a PC_{ANDE} é suficiente para atender à demanda. O segundo exemplo ilustra um caso em que existe demanda subcontratada, e esta é atendida pela potência excedente de Itaipu. O terceiro exemplo ilustra um caso em que a demanda subcontratada é atendida pela cessão de potência de Eletrobras à ANDE.

3.6.1. Potência Contratada atende à Demanda mensal

Vamos supor que em determinado mês do ano, ANDE tenha contratado 720 MW junto à Itaipu ($PC_{ANDE} = 720 \text{ MW}$). Nesse mês a demanda foi de 680 MW ($d = 680 \text{ MW}$). Neste caso, não existe demanda subcontratada, e a PC_{ANDE} é suficiente para atender à demanda mensal ($PC_{ANDE} > d$). Esta situação está ilustrada na Figura 17.

Figura 17. Exemplo $PC > d$.

3.6.2. Potência Excedente de Itaipu atende à demanda subcontratada

Vamos supor que em determinado mês do ano ANDE contratou 720 MW junto à Itaipu ($PC_{ANDE} = 720 \text{ MW}$) e que a demanda desse mês foi de 800 MW. Vamos supor também que a potência excedente de Itaipu foi de 100 MW. Primeiramente vamos calcular a demanda subcontratada:

$$d_{\text{subcontratada}} = 800 - 720 = 80 \text{ MW}$$

Portanto para o mês referido tem-se 80 MW que excedem PC_{ANDE} . Estes 80 MW deverão ser atendidos pela potência excedente de Itaipu já que esta é maior do que a demanda subcontratada. Assim, a demanda apresentada pelo sistema à ANDE é atendida conforme ilustrado na Figura 18.

3.6.3. Cessão de potência atende à demanda subcontratada

Vamos supor que em determinado mês ANDE contratou 720 MW junto à Itaipu ($PC_{ANDE} = 720 \text{ MW}$) e que a demanda desse mês foi de 1000 MW. Vamos supor também que a potência excedente de Itaipu foi de 100 MW. Primeiramente vamos calcular a demanda subcontratada:

$$d_{\text{subcontratada}} = 1000 - 720 = 280 \text{ MW}$$

Portanto para o mês referido tem-se 280 MW que excedem PC_{ANDE} . Neste caso apenas 100 MW poderão ser atendidos pela potência excedente de Itaipu. Os outros 180 MW deverão ser atendidos via Cessão de potência de Eletrobras à ANDE. Dessa forma, a demanda apresentada pelo sistema à ANDE é atendida conforme a Figura 19.

Figura 18. Atendimento à demanda subcontratada por Potência Excedente.

Figura 19. Cessão de potência para atendimento da demanda subcontratada.

Com os exemplos acima ilustrados fica claro que a ANDE se encontra diante de um problema de decisão no qual o atendimento da demanda está sujeita à decisão contratual de

ANDE (potência contratada, PC_{ANDE}), à disponibilidade de potência excedente em Itaipu, e por fim, à cessão de potência de Eletrobras. A Figura 20 representa este quadro de decisão.

Figura 20. Fluxograma de decisão da ANDE

Capítulo 4

Modelo Proposto

Neste capítulo será apresentada a formulação do problema de contratação de potência da ANDE como um problema de otimização de portfólio com gestão de risco. Será definida a modelagem matemática proposta para realizar a otimização do portfólio da ANDE, utilizando o método da média-variância como métrica de risco.

Conforme visto no capítulo 3, a ANDE é responsável pelo atendimento da demanda energética do Sistema Elétrico Paraguaio. Grande parte desta é atendida por meio da contratação de potência realizada com a Itaipu, cujas definições se encontram no capítulo 3. A partir das definições do capítulo 3, será apresentado o problema contratual da ANDE.

4.1. Contratos de Potência

A ANDE realiza sua contratação de potência junto à Itaipu na forma de contratos mensais visando atender sua demanda de energia pela energia associada à potência contratada. Estes contratos são estabelecidos no ano anterior ao seu fornecimento (contratos *ex-ante*), de forma que a contratação de potência constitui um planejamento anual da potência contratada mês a mês da ANDE. Conforme citado, os contratos são realizados utilizando-se como referência a *PDI*, disponível para contratação *ex-ante*. O custo destes contratos está relacionado na equação (3.1).

No entanto, pode ocorrer que a demanda da ANDE seja superior à Potência Contratada. Nesse caso a ANDE está sujeita à disponibilidade de Potência Excedente em Itaipu para definir de que forma será feita a complementação de potência visando atender à demanda subcontratada (ver Figura 18 e Figura 19). Desta forma, a potência contratada

mensalmente corresponde a uma contratação *ex-ante* (antes da entrega da energia) e a contratação via potência excedente ou via cessão de potência da Eletrobras à ANDE correspondem a uma contratação *ex-post* (a energia é contabilizada e faturada após o uso). A Cessão de Potência, conforme definido no item 3.4.4, é contabilizada e faturada em base horária e, caso esta ocorra por mais de três horas em um mesmo dia, leva ao faturamento do pico registrado para as 24 horas do dia. Assim, a ANDE pagaria por uma energia que não teria consumido.

O custo cobrado pela potência contratada corresponde ao *CUSE* (equação 3.1). O custo cobrado pela potência excedente é relativo aos *royalties* pelo uso da água. A cessão de potência utilizada é cobrada da ANDE, e abatida do custo dos contratos da Eletrobras com Itaipu. O custo da cessão de potência é, portanto, variável e uma exposição excessiva à cessão de potência levará a um grande aumento no custo do portfólio da ANDE. Caso a potência contratada não seja capaz de suprir a demanda, e não haja potência excedente suficiente, a cessão de potência leva ao faturamento de energia não utilizada. A Figura 21 resume as opções de contratos de ANDE com Itaipu.

Figura 21. Opções de contratos da ANDE

4.2. Interpretação do Risco

Conforme visto no exemplo do item 3.6, caso a ANDE apresente demanda subcontratada em determinado mês, e a potência excedente de Itaipu não seja suficiente para atendê-la, é realizada a Cessão de Potência.

Embora unitariamente a Cessão de potência da Eletrobrás apresente custo igual ao da Potência Contratada (*CUSE*), a penalização resultante do uso da mesma por mais de três horas em um mesmo dia insere um custo adicional. Este custo depende da Potência Excedente disponível em Itaipu, pois, quanto menor for a mesma, maior a probabilidade da Cessão de Potência via Contratos da Eletrobrás ultrapassar as três horas diárias. Por outro lado quanto maior for a potência excedente em Itaipu, menor a probabilidade da cessão de potência ultrapassar as três horas diárias.

Assim, do ponto de vista de gestão de risco, pode-se interpretar a Potência Contratada como um tipo de contratação sem risco, pois a energia associada à mesma é garantida, e o preço é fixo.

A parcela da demanda que fica descontratada (demanda subcontratada), portanto exposta à Cessão de Potência representa um tipo de contrato com risco, pois além do risco de volume associado à disponibilidade da Potência Excedente em Itaipu, existe um risco associado à penalização pelo uso da cessão de potência da Eletrobrás, o qual pode elevar o custo do portfólio, sem que a energia associada e ela tenha sido utilizada. Portanto a potência faturada *ex-post* pode ser considerada uma modalidade de contratação com risco. A Tabela 3 resume os tipos de risco associados às opções de contratação da ANDE:

Tabela 3. Opções de Contratação da ANDE

CONTRATOS MENSAIS PARA ATENDIMENTO DA DEMANDA	
Contratos <i>Ex-ante</i>	Contratos <i>Ex-post</i>
<ul style="list-style-type: none"> - Faturamento anterior à entrega da potência; - Custo fixo (<i>CUSE</i>); - Proteção contra o Risco de disponibilidade de Potência Excedente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Faturamento posterior à entrega da potência; - Custo variável, dependente da disponibilidade de Potência Excedente - Exposição ao Risco de disponibilidade de Potência Excedente.

A característica da contratação *ex-post* de apresentar custo variável pode representar uma oportunidade e ao mesmo tempo um risco. Em uma situação favorável de potência excedente disponível em Itaipu, é possível obter um custo menor para o portfólio, já que o custo da Potência Excedente é inferior ao custo da potência contratada. No entanto caso a Potência Excedente disponível não seja suficiente para atender à demanda descontratada, o custo do portfólio pode aumentar consideravelmente devido ao uso da Potência dos Contratos Eletrobrás.

Portanto, a ANDE se encontra diante de um problema de decisão de contratação de potência, no qual deve responder à seguinte pergunta: *qual a parcela de sua demanda esperada que deve ser contratada ex-ante (Potência Contratada) e qual a parcela que deve ser exposta aos contratos ex-post (Potência Excedente e Cessão de Potência) de modo a buscar menores custos para o portfólio e realizar o atendimento à demanda de forma segura?*

Atualmente, o processo decisório que leva à definição dos níveis de potência contratada entre ANDE e Itaipu é feito de maneira empírica, contratando maiores níveis nos meses de menor disponibilidade de potência, deixando pouca margem exposta à Cessão de Potência. Nos meses de maior disponibilidade contratam-se níveis menores, e uma parcela maior da demanda fica exposta à Cessão de Potência, apostando na Potência Excedente. Este processo visa reduzir o custo do portfólio apostando na Potência Excedente. Entretanto, o risco de que a Cessão de Potência ocorra por Contratos da Eletrobrás, sujeitos à penalização pelo uso, é um fator de preocupação que deve ser considerado e quantificado.

Assim, propõe-se um modelo de otimização que minimize o Custo do Portfólio de Energia Elétrica de ANDE, sujeito à gestão do risco presente no mesmo.

Para tal finalidade, a Teoria de Portfólios de Markowitz foi adaptada para as condições deste problema, visando tratar o risco por meio da Variância do Portfólio.

4.3. Modelagem Matemática

O modelo proposto visa realizar o planejamento anual da ANDE em contratos de potência com Itaipu. O planejamento se dá em base mensal, para 12 meses. O objetivo é

determinar a Potência Contratada e a Cessão de Potência para cada mês do período, visando minimizar o custo do Portfólio, em função ao nível de risco assumido.

Embora ANDE e Itaipu celebrem um contrato *ex-ante* em termos de Potência, o que de fato se consome é a Energia associada a esta. Além disso, a energia utilizada para atender à demanda subcontratada é contabilizada e liquidada *ex-post* como Energia, e não como Potência. Portanto, o problema será abordado em termos de Energia, dada em MWmed mensal. Para estabelecer a Energia associada a determinada Potência, utiliza-se o cálculo apresentado na seção 3.4.2.

4.3.1. Função Objetivo

O objetivo da otimização proposta é minimizar o Custo Esperado do Portfólio de ANDE. Assim, a função custo é definida pela equação (4.1):

$$C_E = \sum_{t=1}^{12} CUSE * E_C(t) + C_S(t) * E_S(t) \quad (4.1)$$

onde,

C_E representa o Custo Esperado para o portfólio anual da ANDE em sua contratação junto a Itaipu em um período de $t=12$ meses;

$CUSE$ é o custo da energia contratada *ex-ante* ($E_C(t)$), em US\$/MWmed;

$E_C(t)$ é a Energia Contratada no mês t ;

$C_S(t)$ é o custo esperado do mês t da Energia Subcontratada ($E_S(t)$), em US\$/MWmed;

$E_S(t)$ é a Energia Subcontratada no mês t ;

É possível interpretar $E_S(t)$ como sendo a demanda subcontratada, ou o nível de exposição mensal do portfólio da ANDE uma vez que $E_C(t)$ é garantida e $E_S(t)$ pode ser

atendida pela energia excedente de Itaipu ou pela cessão de potência da Eletrobras. Estas proporções serão analisadas na fase de simulação dos resultados da otimização.

4.3.1.1. Custo da Energia Subcontratada

A Energia Subcontratada será atendida pela Energia Excedente, caso esta seja suficiente, ou pela Cessão de Energia, caso a excedente não seja suficiente (ver Figura 20). A Energia Excedente possui custo fixo (β). A Cessão de Energia possui um custo variável, o qual irá depender da quantidade de energia cedida em um mesmo dia, ao longo do mês, conforme analisado no item 3.4.4 (ver Figura 15). A penalização imposta pelo uso diário de mais de três horas eleva o custo da cessão, pois a penalização consiste na cobrança de uma energia que não foi utilizada. No entanto, o problema é formulado em base mensal, e a restrição é cobrada em base horária. Além disso, dados referentes ao uso da Cessão de Energia não se encontram disponíveis publicamente.

Assim, é proposta uma formulação de custo, que represente a aplicação da penalidade de uso da cessão de energia. O custo é formulado utilizando as seguintes regras:

1. No pior caso, ANDE utiliza a Cessão de Energia por apenas 4 horas, e o pico de consumo é contabilizado para as 24 horas do dia. Assim, 20 horas não utilizadas são cobradas;
2. No pior caso, o procedimento descrito no item anterior irá se repetir para todos os dias do mês. Pode-se interpretar esta contabilização de 20 horas diárias durante todo o mês como um aumento do custo unitário da Cessão de Energia de cinco vezes o valor original. Assim, no pior caso, o custo unitário da Cessão de Energia será o custo da Energia Contratada (*CUSE*), multiplicado por 5;
3. Quanto maior a disponibilidade de Energia Excedente, menor a probabilidade de se fazer necessária a Cessão de Potência. Assim, o maior custo da Cessão de Potência será associado à menor disponibilidade de Energia Excedente;
4. Quanto menor a disponibilidade de Energia Excedente, maior a probabilidade de se fazer necessária a Cessão de Potência. Assim, o menor custo da Cessão de Potência será associado à maior disponibilidade de Energia Excedente.

Para o presente estudo, dispõe-se de um histórico de Energia Excedente que vai de 1983 a 2011, totalizando 29 anos, ou cenários. A matriz (4.2) representa a matriz de Energia Excedente Disponível ($E_{Edisp}(n, t)$) que relaciona a energia excedente disponível do ano ou cenário n e mês t .

$$\begin{bmatrix} E_{Edisp}(1983, jan) & \dots & E_{Edisp}(1983, dez) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E_{Edisp}(2011, jan) & \dots & E_{Edisp}(2011, dez) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Conforme a quarta regra descrita, ao maior valor da matriz (4.2), será associado o menor custo possível para a Energia Subcontratada, que corresponde ao custo da Energia Excedente Utilizada. Este custo é referente a royalties, e será chamado de β . Ao menor valor presente na equação (4.2) será associado o custo máximo da Energia Subcontratada, que corresponde a cinco vezes o $CUSE$, conforme descrito na segunda regra. Desta forma, constitui-se uma função linear para o custo da Energia Subcontratada, conforme mostra a Figura 22:

Figura 22. Função de Custo da Energia Subcontratada.

Portanto, aplicando a função da Figura 22 à equação (4.2), obtém-se uma matriz de custos:

$$\begin{bmatrix} \mu(E_{Edisp}(1983, jan)) & \dots & \mu(E_{Edisp}(1983, dez)) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mu(E_{Edisp}(2011, jan)) & \dots & \mu(E_{Edisp}(2011, dez)) \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Mas conforme a Teoria do Portfólio de Markowitz, o custo esperado de um ativo corresponde a sua média histórica de acordo com a equação (4.3). Assim o custo mensal esperado da Energia Subcontratada será:

$$C_S(t) = \frac{1}{N} * \sum_{n=1}^N \mu(n, t) \quad (4.4)$$

A equação (4.4) indica portanto que o custo esperado mensal da Energia Subcontratada corresponde à média histórica dos custos do mês referido.

4.3.2. Restrição de Atendimento à Demanda

O Custo do Portfólio de ANDE é minimizado levando em conta a restrição referente ao atendimento à Demanda mensal de energia. Uma vez que é obrigatório que se atenda à Demanda, tal exigência é modelada pela equação (4.5):

$$E_c(t) + E_S(t) = d_t \quad (4.5)$$

Onde

d_t é a Demanda do mês t .

Para este estudo utilizou-se a série de demanda apresentada pelo sistema no ano de 2011. A série está representada na Figura 23.

Figura 23. Demanda do sistema elétrico de 2011.

4.3.3. Restrição de Energia Contratada mínima

Existe também a obrigação de que ANDE contrate para cada mês t um nível mínimo de energia. Essa obrigação contratual é definida pela Eletrobrás, e toma como referência a menor demanda observada no ano anterior ao planejamento realizado. A equação (4.6) define esta restrição:

$$E_c(t) \geq E_{c\min} \quad (4.6)$$

onde:

$E_{c\min}$ corresponde ao nível mínimo de energia a ser contratado *ex-ante*. Para o ano de 2011, que corresponde ao ano do Portfólio estudado neste trabalho, o valor de referência de potência mínima corresponde a 640 MW, que é o menor valor de Demanda apresentado no ano de 2010. Em termos de energia este valor corresponde a aproximadamente 467 MWmed.

4.3.4. Restrição de Risco

O risco presente neste problema consiste na variação ou volatilidade da série mensal de Potência Excedente. Na função objetivo este risco se reflete no montante de E_S ao qual o

portfólio é exposto. Para medir este risco, utiliza-se como métrica a Variância do Portfólio, a qual é definida pela equação (4.7):

$$V = \sum_{t=1}^{12} \sum_{s=1}^{12} E_S(t) * E_S(s) * \sigma_{ts} \quad (4.7)$$

onde:

V é a variância do portfólio;

σ_{ts} é a variância do par de meses t, s se $t=s$ ou a covariância do par t,s , se $t \neq s$.

Assim, quanto maior for a E_S em determinado mês, maior a contribuição desse mês no risco total do Portfólio. Também, quanto maior for σ_{ts} , maior será a contribuição do par de meses t, s no risco total do Portfólio. O conjunto dos σ_{ts} dá origem à matriz de covariância do problema, a qual é definida a seguir.

$$\sigma_{ts} = \begin{cases} \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N (\mu(n, t) - \overline{\mu(n, t)})^2, & \text{se } t = s \\ \frac{1}{N} \left[\sum_{n=1}^N \mu(t, n) * \mu(s, n) - \frac{1}{N} \left(\sum_{n=1}^N \mu(t, n) \right) \left(\sum_{n=1}^N \mu(s, n) \right) \right], & \text{se } t \neq s \end{cases} \quad (4.8)$$

onde,

σ_{ts} é o elemento da linha t , coluna s ;

N corresponde ao número de anos do histórico de Energia Excedente Disponível;

$\mu(n, t)$ é o custo da Energia Subcontratada no mês t , do ano n do histórico;

$\mu(n, s)$ é o custo da Energia Subcontratada no mês s , do ano n do histórico;

$\overline{\mu(n, t)}$ é a média dos custos da Energia Subcontratada do mês t .

A primeira equação representa a variância do mês t , para toda a série histórica, e a segunda equação representa a covariância entre o mês t e o mês s também para todos os anos do histórico. Dessa forma a matriz de covariâncias do problema é definida como segue:

$$COV = \begin{bmatrix} \sigma_{jan}^2 & \dots & cov_{jan,dez} \\ cov_{fev,jan} & \sigma_{fev}^2 & \\ cov_{mar,jan} & & \ddots \\ \vdots & & \\ cov_{dez,jan} & & \sigma_{dez}^2 \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

onde nas diagonais tem-se as variâncias da série de Potência Excedente de cada mês, e os demais elementos da matriz representam a covariância entre os meses diferentes.

Do ponto de vista da gestão de risco, a matriz de covariâncias (*COV*) representa o quanto determinado mês contribui na composição do risco total do Portfólio. Assim, quanto maior for a variância de um determinado mês, maior será o risco associado ao mesmo. A Figura 24 mostra a variância de cada mês do histórico, correspondente à diagonal da matriz *COV*:

Figura 24. Variância mensal do custo da potência excedente.

O mês de maior variância da série é julho. Pode-se afirmar portanto que julho representa a opção de contrato de maior risco. Por outro lado, outubro é o mês que apresenta o menor risco associado. Como será visto adiante, o risco de cada mês é decisivo na composição do Portfólio pois quanto mais risco determinado mês aportar ao Portfólio, menos atrativo ele será em termos de exposição à Cessão de Potência.

A restrição de risco do problema é formulada pela inequação (4.10):

$$V \leq V_{max} \quad (4.10)$$

Onde V_{max} corresponde à máxima variância para o Portfólio.

Por meio do parâmetro V_{max} o investidor, no caso a ANDE, define o nível de risco que está disposto a correr na busca de um Portfólio com custo menor. Portanto V_{max} é definido pelo investidor. Como será visto adiante nas diversas análises, V_{max} varia em uma faixa extensa de valores, na qual, para cada nível de V_{max} assumido, existe um Portfólio ótimo diferente. Esta restrição é responsável pela gestão de risco do caso estudado.

4.3.5. Formulação matemática completa

A formulação matemática completa do problema é apresentada pelo seguinte problema de otimização:

$$\text{Min } C_E = \sum_{t=1}^{12} CUSE * E_c(t) + C_S(t) * E_S(t) \quad (4.11)$$

s. a.

$$E_c(t) + E_S(t) = d_t \quad (4.12)$$

$$E_c(t) \geq E_{c \min} \quad (4.13)$$

$$V \leq V_{max} \quad (4.14)$$

$$V = \sum_{t=1}^{12} \sum_{s=1}^{12} E_S(t) * E_S(s) * \sigma_{ts} \quad (4.15)$$

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da modelagem proposta no Capítulo 4. A eficácia do modelo será comprovada comparando-se o resultado ótimo fornecido pelo modelo com o portfólio realizado pela ANDE para o ano de 2011. Além disso, será definida a Fronteira de Eficiência do problema de modo a apresentar o conjunto de todos os portfólios ótimos para diferentes níveis de risco. A análise da Fronteira de Eficiência irá fornecer à ANDE a possibilidade de escolher a melhor forma de contratação de potência junto à Itaipu, que corresponde ao portfólio que melhor se adapta ao seu perfil de posicionamento perante o risco.

5.1. Métodos utilizados

Para resolver o problema de otimização apresentado nas equações (4.11) a (4.15) foi utilizado o software LINGO 7, um *software* de otimização linear e não-linear capaz de lidar com grande volume de dados e que possui funções que permitem seu uso em conjunto com o *MS Excel*® para trabalhar os dados e gerar gráficos para análise.

5.2. Fronteira Eficiente

Conforme indicado no Capítulo 2, a Teoria do Portfólio permite a definição da Fronteira Eficiente para o modelo proposto do portfólio de investimentos, a qual relaciona o Custo Esperado do Portfólio e o Risco associado (variância ou desvio padrão).

Para a definição da Fronteira Eficiente, o processo de otimização apresentado nas equações (4.11) a (4.15) é realizado diversas vezes, variando-se o parâmetro V_{max} presente na equação (4.14). Dessa forma, para cada nível de risco máximo definido, obtém-se um Custo Esperado Ótimo. Assim, cada portfólio está associado a um par Custo x Risco, e o conjunto dos portfólios que otimizam esta combinação estão compreendidos na Fronteira Eficiente. A Figura 25 ilustra a Fronteira Eficiente do problema.

Conforme é possível observar, à medida que aumenta o risco, diminui o custo esperado. Ou seja, a aceitação de um risco maior é recompensada por um custo esperado menor. Portanto, quanto mais propensa ao risco for a decisão do investidor, menor será o custo esperado e, por outro lado, quanto mais avessa ao risco for a decisão, maior será o custo esperado. No caso mais avesso ao risco ($V = 0$), obtém-se o maior custo (aproximadamente US\$ 355 milhões). No caso mais propenso ao risco ($V = 30\%$), obtém-se o menor custo esperado (aproximadamente US\$ 195 milhões).

Figura 25. Fronteira Eficiente da Modelagem Proposta.

Na figura destaca-se, além dos portfólios ótimos, o portfólio realizado pela ANDE em 2011. Fica claro que o portfólio realizado pela ANDE corresponde a um portfólio ineficiente, pois se situa fora da Fronteira Eficiente. Isto quer dizer que existe um portfólio que apresenta

um risco menor que o portfólio ANDE para um mesmo custo esperado (portfólio A). Existe também um portfólio com menor custo esperado para o mesmo nível de risco (portfólio B). A tabela 4 apresenta a relação custo x risco para os três portfólios referidos:

Tabela 4. Comparação de custo e risco entre o Portfólio ANDE 2011 e dois Portfólios ótimos.

	ANDE 2011	Portfólio A	Portfólio B
Custo Esperado (US\$)	\$ 227.204.857,70	\$ 227.204.857,70	\$ 203.169.575,89
Risco (Desvio Padrão %)	28%	16%	28%

A Figura 25 e a Tabela 4 deixam claro que ANDE deve escolher seu portfólio a partir da análise da Fronteira Eficiente, levando em conta seu perfil de investimento. De acordo com o perfil de investimento, o investidor (ANDE) pode ser classificado em avesso ao risco, neutro em relação ao risco, ou propenso ao risco. Esta classificação é subjetiva, e indica o quanto o investidor está disposto a correr riscos em busca de custos menores. Neste trabalho, sugere-se a seguinte classificação:

Tabela 5. Classificação do posicionamento perante o Risco.

Classificação	Risco (Desvio Padrão %)
Avesso	entre 0 e 10%
Neutro	entre 10% e 20%
Propenso	acima de 20%

Portanto, o portfólio praticado pela ANDE em 2011, corresponde a um posicionamento propenso ao risco de acordo com a classificação sugerida. Cabe, neste ponto, ressaltar um aspecto importante na análise da fronteira eficiente. Todos os portfólios eficientes são igualmente ótimos. Assim, não se deve considerar uma decisão propensa ao risco como sendo “melhor” do que uma decisão avessa ou neutra ao risco. Ambas são ótimas se estiverem na fronteira eficiente, e a propensão ao risco apenas diz respeito ao perfil do investidor. Neste sentido tanto uma decisão com alto custo e baixo risco, quanto uma decisão de baixo custo e alto risco são “boas” do ponto de vista da relação custo x risco.

Os diferentes custos obtidos variando-se o parâmetro de risco V_{max} se devem à mudança entre a proporção de contratação de energia (E_c) e exposição à energia excedente (E_s). Assim, a análise da fronteira eficiente não é suficiente para definir a decisão contratual da ANDE. Na fronteira eficiente relaciona-se o custo esperado de um portfólio e o risco

associado a esse custo. No entanto, não é possível visualizar qual a decisão contratual mensal que levou a esse custo e risco. A próxima seção tem o objetivo de fornecer esta análise.

5.3. Decisão Contratual Ótima

Associado a cada portfólio da Figura 25, existe uma decisão contratual mensal em termos de E_c e de exposição à disponibilidade de energia excedente E_s . Para ilustrar este resultado é apresentada na Figura 26 a decisão contratual ótima mensal para uma decisão neutra ao risco ($V_{max} = 15\%$):

Figura 26. Decisão Contratual Ótima mensal, para posicionamento neutro ao risco ($V_{max}=15\%$).

Em primeiro lugar, nota-se que o somatório mensal de Energia Contratada (E_c) e Energia Subcontratada (E_s) totalizam a demanda mensal para todos os meses do ano, de modo a atender à restrição presente na equação (4.12). A proporção entre E_c e E_s varia mensalmente em função ao risco de cada mês (variância de cada mês – ver Figura 24) e à demanda de cada mês. O principal aspecto a ser notado é o alto nível de E_c contratado de maio a julho. Esta característica se deve ao fato de que os meses que vão de maio a julho apresentam alto risco

associado, conforme pode ser visto na Figura 24. Devido ao alto risco destes meses, a decisão ótima indica proteção perante o risco, a qual é feita por meio da contratação de E_c que representa proteção perante o risco. Além dos meses que vão de maio a julho, janeiro também apresenta alto nível de E_c . Neste caso, embora janeiro apresente baixo risco associado, apresenta grande demanda, e a decisão ótima indica que não se deve expor uma quantidade elevada de sua demanda à energia excedente, já que se trata de uma decisão neutra ao risco e não propensa.

Variando-se o V_{max} , obtêm-se outros perfis de contratação ótima. Para ilustrar estes resultados, a Figura 27 ilustra a decisão contratual ótima mensal para três níveis de risco.

Figura 27. Energia Contratada Mensal, para três níveis de risco.

Os três níveis de risco escolhidos para apresentar na Figura 27 correspondem a decisões avessa ($V_{max}=0$), neutra ($V_{max}=15\%$) e propensa ($V_{max}=30\%$). Além dos níveis de contratação mensal ($E_c(t)$) a figura representa também a demanda mensal.

No caso avesso, nota-se que toda a demanda mensal é atendida pela energia contratada, ou seja, não há exposição de demanda subcontratada. Esta é uma característica esperada já que não há demanda subcontratada, a qual é responsável pela composição do risco do portfólio, de acordo com a equação (4.15). Assim, para um risco de portfólio igual a zero

(caso avesso) toda a demanda é atendida pela energia contratada (E_c). Se por um lado o risco deste portfólio é zero, por outro lado seu custo esperado é o mais elevado, correspondendo a US\$ 355 milhões aproximadamente, de acordo com a Figura 25.

No caso neutro ao risco ($V_{max} = 15\%$), diminuiu-se a energia contratada mensal para quase todos os meses. Em outras palavras, aumentando-se o risco no parâmetro V_{max} da equação (4.14), aumenta-se a exposição à demanda subcontratada e consequentemente diminui-se a energia contratada mensal. Esta característica se repete ao longo do ano exceto para os meses de maio, junho e julho, pois estes meses apresentam elevada variância (Figura 24) de modo que mesmo com o aumento do risco (V_{max}) a redução de custo esperado não compensa o risco corrido. Os outros meses poderiam ter exposição ainda maior devido ao baixo risco, no entanto, a restrição de energia contratada mensal mínima (equação 4.13) não permite maior exposição.

No caso propenso ao risco ($V_{max} = 30\%$), atinge-se a máxima exposição possível da demanda subcontratada. Mesmo para os meses de maio a julho, atinge-se o nível mínimo de contratação mensal. A exposição da demanda subcontratada não foi maior devido à restrição de E_c mínima (equação 4.13). A exposição ao risco é recompensada por um custo esperado menor, no caso, o menor custo esperado possível. Assim, para o caso propenso, obtém-se um custo esperado de aproximadamente US\$ 195 milhões.

5.4. Curvas de Permanência

As análises anteriores definiram as decisões contratuais ótimas para diferentes níveis de risco tomando como base a modelagem proposta, considerando um custo médio mensal para a demanda subcontratada (E_S) e sem considerar a disponibilidade de energia excedente para cada ano do histórico individualizadamente. Portanto, para provar a eficiência do modelo, é necessário simular a decisão contratual ótima nos cenários de energia excedente, de modo a saber exatamente para cada mês, de cada cenário, qual a parcela da demanda subcontratada que efetivamente será atendida pela energia excedente a um baixo custo, e qual a parcela que será atendida pela cessão de energia da Eletrobras, além de saber qual o custo real obtido. Os passos seguidos para realizar a simulação estão descritos a seguir:

1. A decisão ótima mensal de energia subcontratada $E_s(t)$ é comparada em cada mês t de cada cenário n do histórico com a energia excedente disponível $E_{Edisp}(t, n)$. A parcela da demanda subcontratada que é atendida pela energia excedente disponível será chamada de energia excedente utilizada ($E_e(t, n)$). O custo da energia excedente utilizada é fixo e igual a β .
2. A diferença entre a energia subcontratada ótima ($E_s(t)$) e a energia excedente utilizada ($E_e(t, n)$) corresponde à parcela de energia subcontratada atendida pela cessão de potência da Eletrobras, e será chamada de ($E_{cessão}(t, n)$). Cada mês e cada cenário possuem um custo de cessão de energia Eletrobras, presentes na equação (4.3).
3. Cada cenário n do histórico terá um custo (C_n), dado por:

$$C_n = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^{12} CUSE * E_c(t) + \beta * E_e(n, t) + \mu(n, t) * E_{cessão}(n, t) \quad (5.1)$$

onde N corresponde ao número total de cenários disponíveis. Os anos do histórico de energia excedente disponível vão de 1983 a 2011. Portanto N corresponde a 29 anos.

Portanto, as curvas de permanência representam a simulação da decisão ótima nos cenários de energia excedente disponível. A cada nível de risco adotado, corresponde uma curva de permanência. A Figura 28 apresenta as curvas de permanência para os três níveis de risco adotados nas análises anteriores. As curvas foram ordenadas em ordem decrescente de custo, portanto os cenários não se encontram ordenados de forma cronológica.

No caso avesso ao risco, tem-se uma curva de permanência *flat*, ou seja, simulando-se a decisão contratual ótima nos cenários de energia excedente disponível, obteve-se sempre o mesmo custo. Isto evidencia a proteção perante o risco proporcionada pela contratação de 100% da demanda via energia contratada (E_c). Neste caso foi possível obter menores custos para o portfólio nos cenários mais críticos em termos de energia excedente disponível (cenários de 1 a 5). Comparando a curva avessa com a curva neutra, notam-se menores custos nos cenários de 1 a 5. Em comparação com a curva propensa, observam-se melhores custos nos cenários de 1 a 4. Portanto, uma decisão contratual com perfil avesso ao risco produz resultados favoráveis em cenários de baixa disponibilidade de energia excedente em Itaipu. No entanto, para a maioria dos cenários, o custo do portfólio é maior do que o custo obtido pelos posicionamentos neutro e propenso.

Nos casos neutro e propenso obtém-se custos elevados nos cenários iniciais, mas nos demais cenários são obtidos custos menores. Esta característica demonstra mais uma vez que a exposição ao risco fornece a perspectiva da obtenção de melhores custos.

Figura 28. Curvas de permanência para três níveis de risco.

5.5. Comparação Modelo x ANDE

A seguir será feita uma comparação entre os resultados obtidos pela modelagem proposta e os resultados obtidos pela decisão contratual realizada por ANDE em 2011. Primeiro será feita uma comparação entre a decisão contratual ótima e a decisão contratual ANDE, para o mesmo nível de risco. Em seguida serão comparadas as curvas de permanência para diversos níveis de risco do modelo e para a decisão contratual da ANDE.

5.5.1. Comparação entre as decisões contratuais

Para realizar esta comparação, a energia subcontratada mensal da ANDE foi aplicada na equação (4.15) de modo a obter o risco do portfólio. Assim, a partir desta operação, foi obtido um desvio padrão de aproximadamente 28%. Para o mesmo nível de risco é realizada a otimização de acordo com a modelagem proposta e os resultados são comparados na Figura 29.

Figura 29. Comparação entre a Energia Contratada do Modelo proposto e a realizada pela ANDE.

A decisão ótima proporcionada pelo modelo apresenta níveis de contratação maiores em janeiro e fevereiro, que são os meses de maior demanda, e no mês de maio, que corresponde ao mês de maior risco. Para os demais meses do ano, a decisão realizada pela ANDE apresenta níveis de contratação maiores. Desta forma espera-se aproveitar melhor o uso da energia excedente, controlando o risco de exposição à cessão de potência da Eletrobras.

A demanda subcontratada será atendida pela energia excedente ou pela cessão de potência. Esta relação encontra-se na Figura 30.

Figura 30. Energia Excedente Utilizada. Comparação Modelo x ANDE.

Apenas em julho a decisão contratual da ANDE consegue fazer melhor proveito da energia excedente de Itaipu. Com a modelagem proposta, é possível fazer melhor uso da energia excedente nos meses de maio, junho, setembro e dezembro. Em fevereiro, março e agosto não houve energia excedente utilizada pois nesses meses a energia excedente disponível em Itaipu foi nula. Com um melhor proveito da energia excedente, a modelagem proposta é capaz de obter um custo de portfólio menor, devido ao menor custo da energia excedente em comparação com a energia contratada e a energia de cessão da Eletrobras. A Figura 31 ilustra a comparação entre a energia cedida pela Eletrobras.

Figura 31. Cessão de Energia Eletrobras. Comparação Modelo x ANDE.

Na comparação da cessão de energia, fica evidente o ganho do modelo proposto sobre a decisão contratual realizada pela ANDE. De janeiro a março a decisão ótima proporcionada pelo modelo apresenta ganhos significativos, que se refletem no custo total do portfólio. A Tabela 6 apresenta os dados percentuais e em MWmed presentes nas figuras Figura 29, Figura 30 e Figura 31.

Tabela 6. Comparação entre as decisões contratuais (Modelo x ANDE).

	Energia Contratada Anual (MWmed)	Energia Contratada Anual (%)	Energia Excedente Utilizada Anual (MWmed)	Energia Excedente Utilizada Anual (%)	Cessão de Energia Anual (MWmed)	Cessão de Energia Anual (%)	Custo Portfólio (US\$)
Modelo	6247.87	56.76%	3269.00	29.70%	1491.40	13.55%	\$ 328,106,319.87
ANDE	6191.56	56.24%	3220.19	29.25%	1596.54	14.50%	\$ 342,716,965.23
Diferença	56.31	-	48.82	-	105.13	-	\$ 14,610,645.36

Dos dados acima, reafirma-se que a modelagem proposta obteve um ganho da ordem de US\$ 14 milhões para o ano de 2011. Este ganho foi resultado da aplicação de uma melhor política de contratação que proporcionou maior uso da energia excedente disponível (29.70% contra 29.25%) e menor necessidade de cessão de energia (13.55% contra 14.50%).

A análise anterior foi realizada para o ano de 2011. No entanto, para consolidar a modelagem proposta, na seção seguinte será feita a comparação com a decisão realizada pela

ANDE, simulando-a nos cenários disponíveis e comparando-a com três portfólios distintos obtidos pelo modelo.

5.5.2. Comparação das curvas de permanência

A Figura 32 ilustra as curvas de permanência para três níveis de risco obtidas a partir do modelo de otimização proposto e a curva de permanência obtida simulando a decisão realizada por ANDE em 2011 nos cenários disponíveis.

Figura 32. Comparação das Curvas de Permanência (Modelo x ANDE).

A curva avessa ao risco apresenta menores custos que a curva ANDE para os cenários mais críticos em termos de disponibilidade de energia excedente. Para o restante dos cenários, a decisão tomada pela ANDE leva a menores custos.

No caso neutro ao risco a decisão ótima leva ligeira superioridade nos cenários críticos, mas o custo eleva-se para o restante dos cenários.

Esta situação se inverte quando consideramos a curva propensa ao risco. Como já foi discutido, a decisão ANDE corresponde a um perfil de investimento propenso ao risco. Assim, espera-se que a decisão ótima propensa ao risco apresente melhores resultados financeiros que a decisão ANDE. Este resultado se confirma na Figura 32, onde a curva propensa apresenta melhores custos em todos os cenários simulados.

Os resultados apresentados evidenciam a eficiência do modelo no tratamento do problema, indicando que a aplicação do modelo de Markowitz leva a importantes resultados econômicos para a ANDE.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta seção serão apresentadas as conclusões do trabalho, destacando os pontos principais e indicando as propostas de continuação da pesquisa.

6.1. Considerações finais

O trabalho realizou um estudo sobre a contratação de energia elétrica, com foco na otimização de portfólios e gestão de risco. Para tal finalidade, foi apresentado um estudo de caso que trata do problema de contratação de energia entre ANDE e Itaipu.

A ANDE está sujeita a um problema de contratação de energia na qual deve buscar expor parte de sua demanda à energia excedente de Itaipu. Esta decisão, no entanto, está sujeita a um risco de disponibilidade que se reflete em um risco de custo para o portfólio.

Para tratar o problema foi proposto um modelo de otimização não-linear de minimização do custo do portfólio, realizando a gestão de risco por meio de uma restrição no problema de otimização. A modelagem ajusta o modelo proposto pela Teoria do Portfólio de Markowitz às restrições e particularidades do problema da ANDE.

A análise dos resultados foi feita com base em comparações. Primeiramente é apresentada a Fronteira Eficiente do problema, de modo a demonstrar que o portfólio praticado pela ANDE em 2011 corresponde a um portfólio ineficiente.

A seguir estudou-se a decisão contratual mensal ótima, fornecida pelo modelo, de modo a apresentar as características do mesmo. Esta análise foi realizada para vários níveis de risco. A análise das características do modelo de otimização foram finalizadas apresentando uma simulação das respostas ótimas nos cenários disponíveis.

Por fim, foi feita uma comparação entre a decisão contratual realizada pela ANDE em 2011, com diversas respostas obtidas pelo modelo (para diferentes níveis de risco). A eficácia do modelo foi comprovada na comparação com o mesmo nível de risco, e na comparação obtida na simulação, onde o modelo mostrou ampla vantagem, levando a importantes ganhos financeiros.

Conclui-se que uma correta política de contratação de energia, e cautelosa exposição de parte da demanda à disponibilidade de energia excedente, leva a resultados financeiros favoráveis, e permite a quantificação do risco de exposição do portfólio.

6.2. Continuidade da Pesquisa

Embora a metodologia utilizada para tratar o problema contratual da ANDE tenha se mostrado eficaz, é possível utilizar outros mecanismos, de modo a comparar metodologias e buscar maior eficácia no tratamento do problema. A seguir são elencadas as propostas de continuidade do trabalho:

- É possível abordar a gestão de risco do problema utilizando-se outras métricas de risco: VaR, CVaR (Artzener, 1999; Arce et. al., 2011; Ferreira, 2011), RaR (Munhoz, 2008) e outras. Embora a variância tenha se mostrado eficaz no tratamento a este problema, é possível traçar uma comparação com outras métricas.
- Geração de cenários: é possível gerar cenários sintéticos para ampliar o uso da simulação dos resultados ótimos. O problema desta abordagem é encontrar um método que gere cenários representativos da potência excedente, já que esta é resultado de políticas operativas, e não apenas de afluências naturais.
- Obtenção de dados horários de uso da cessão de energia: a obtenção destes dados não foi possível, e poderia ser utilizada para tornar a função de custo da cessão de energia mais próxima da real.

Referências Bibliográficas

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD – ANDE. Disponível em <www.ande.gov.py> . Acesso em 14/02/2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/dlg1973023_IATIPU.pdf>. Acesso em 01/03/2014.

ARCE, P. et. al. “Contratação de Energia no Ambiente de Contratação Livre”. Congresso Latino-americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Mar del Plata, ARG. Anais do CLAGTEE, 2011.

ARTZENER, P. et al. “Coherent Measures of Risk”. Mathematical Finance, v. 9, p. 203-228, Jul 1999.

AWERBUCH, S. et. al. “Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy-Making”. IEA/EET Working Paper. Paris, 2003.

AWERBUCH, S. et. al. “Building Capacity for Portfolio-based Energy Planning in Developing Countries: Shifting the grounds for debate”. Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership. Paris, 2004.

AWERBUCH, S. “Analytical Methods for Energy Diversity & Security”. Primeira Edição. Amsterdam. Elsevier, 2008.

BARBOSA BORGES, R. “Estudo da Teoria do Portfolio aplicada à Geração Elétrica e Análise do Planejamento Elétrico Brasileiro”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Bahia, 2011.

BAR-LEV, D.; KATZ, S. “A Portfolio Approach to Fossil Fuel Procurement in the Electric Utility Industry”. Journal of Finance. 1976.

BORENSTEIN, S. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California’s Restructuring Disaster. Journal of Economic Perspectives—vol. 16, —págs 191–211, 2002.

CHANG, A. K.; KUNG, J. D. “Applying Grey Forecasting Model on the investment performance of Markowitz Efficiency Frontier: A case of the Taiwan Securities Markets. Innovative Computing, Information and Control ICICIC – IEEE. Beijing. 2006.

CHEN, W.; LI, C.; ZHAO, H. “Optimized purchasing strategy of electric power distributors based on the Markowitz Theory”. The 2008 international conference on risk management & engineering management. 2008.

DeLAQUIL, P. “A Portfolio-Risk Analysis of Electricity Supply Options in the Commonwealth of Virginia. Chesapeake Climate Action Network”. Virgínia, 2005.

DOHERTY, R.; OUTHRED, H. E O’MALLEY, M. “Establishing the Role that Wind Generation May Have in Future Generation Portfolios”. IEEE Transactions on Power Systems. 2006.

DUARTE JR, A.M. “Risco: Definições, tipos, medição e recomendações para seu gerenciamento”. RiskTech – <www.risktech.com.br/pdfs/risco.pdf>. 1996.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. (ELETROBRAS). Disponível em <www.eletrobras.com> Acesso em 15/02/2013.

FERREIRA, A. B. B.; SACCHI, R.; CARNEIRO, A. A. F. M. “Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHE’s no Mercado de Energia Elétrica utilizando Gerenciamento de Risco”. Congresso Latino-americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, Mar del Plata, ARG. Anais do CLAGTEE, 2011.

ITAIPU BINACIONAL. “Itaipu Binacional: Prestación de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras: Compendio”. Asunção, Paraguai, 2003.

ITAIPU BINACIONAL. Disponível em <www.itaipu.gov.br> e <www.itaipu.gov.py>. Acesso em 14/02/2013.

JORION, P. “Value at risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado”. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

J. P. MORGAN. “RiskMetrics™ - Technical Document”. New York, Fourth Edition. 1996.

KIENZLE, F. et. al. “Efficient electricity production portfolios taking into account physical boundaries”. ETH. Zurich. 2007.

KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. “Fundamentals of Power System Economics” John Wiley & Sons Ltd. 2004.

B. KREY, B.; ZWEIFEL, P. “Efficient Electricity Portfolios for Switzerland and the United States”. Working Paper No. 0602, 2006.

MARKOWITZ, H. “Portfolio Selection”. The Journal of Finance, Vol. 7, No. 1., pp. 77-91. 1952.

MUNHOZ, F. C. “Modelo de Suporte à Decisão para Contratação Eficiente de Energia Elétrica”. Tese de Doutorado. FEM/Unicamp. 2008

PAN, Q.; HUANG, X.; “Mean-Variance model for international portfolio selection”. IEEE/IFIP International Conference on Embedded and Ubiquitous Computing. 2008.

YU, Z. “A Spatial Mean-Variance MIP Model for Energy Market Risk Analysis”. Energy Economics. 2003.

Apêndice A

Divulgação do Trabalho em Eventos Científicos

Nesta seção serão apresentados os artigos aceitos e publicados, decorrentes do estudo realizado neste trabalho.

A.1. Publicações em Eventos Científicos

ARCE, P. E. B.; ARCE, A. S. e CARNEIRO, A. A. F. M. A Portfolio Theory Approach for the Power Supply Contracts to Paraguayan Electric System by Itaipu. **Publicado no VII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, SICEL, Novembro de 2013, Medellín, Colômbia.**

ARCE, P. E. B.; ARCE, A. S. e CARNEIRO, A. A. F. M. Aplicação da Teoria do Portfolio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de Risco. **Publicado no X Latin-American Congress on Electric Power Generation, Transmission and Distribution, CLAGTEE, Outubro de 2013, Viña del Mar, Chile.**

ARCE, P. E. B.; ARCE, A. S. e CARNEIRO, A. A. F. M. Modelo de Otimização de Contratos de Potência para o Suprimento do Sistema Elétrico Paraguaio com Itaipu. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE, Abril de 2014, Foz do Iguaçu, Brasil.**