



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA NUCLEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES

RAONI ADÃO SALVIANO JONUSAN

Estudo de Planejamento Energético para o Setor de Mineração de Minério de Ferro no Estado de Minas Gerais no Horizonte 2014/2035, Utilizando o Modelo ENPEP

Belo Horizonte

2017

RAONI ADÃO SALVIANO JONUSAN

ESTUDO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO PARA O SETOR DE
MINERAÇÃO DE MINÉRIO DE FERRO NO ESTADO DE MINAS
GERAIS NO HORIZONTE 2014/2035, UTILIZANDO O MODELO
ENPEP

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Ciências e Técnicas Nucleares como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências e Técnicas Nucleares.

Área de Concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientadora: Prof.^a. Dr.^a Ângela Fortini Macedo Ferreira

Co-orientador: Prof. Dr. Ricardo Brant Pinheiro

Belo Horizonte, MG

2017

J81e	<p>Jonusan, Raoni Adão Salviano.</p> <p>Estudo de planejamento energético para o setor de mineração de minério de ferro no estado de Minas Gerais no horizonte 2014/2035, utilizando o modelo ENPEP [manuscrito] / Raoni Adão Salviano Jonusan.- 2017.</p> <p>xxvi, 150 f., enc.: il.</p> <p>Orientadora: Ângela Fortini Macedo Ferreira. Coorientador: Ricardo Brant Pinheiro.</p> <p>Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Apêndices e anexos: f. 121-150.</p> <p>Bibliografia: f. 109-120.</p> <p>1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Minérios de ferro - Teses. 3. Minas Gerais - Teses. 4. Eletricidade - Teses. 5. Combustíveis diesel - Teses. 6. Minas e mineração - Teses. I. Ferreira, Ângela Fortini Macedo. II. Pinheiro, Ricardo Brant. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p> <p>CDU: 621.039(043)</p>
------	--



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES



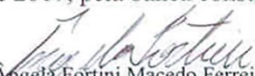
FOLHA DE APROVAÇÃO

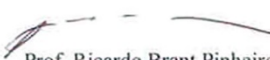
ESTUDO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO PARA O SETOR DE MINERAÇÃO DE MINÉRIO DE FERRO NO ESTADO DE MINAS GERAIS NO HORIZONTE 2014/2035, UTILIZANDO O MODELO ENPEP.

RAONI ADÃO SALVIANO JONUSAN

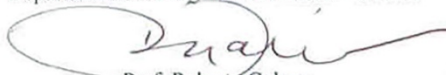
Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 17 de fevereiro de 2017, pela banca constituída pelos membros:


 Profa. Angela Fortini Macedo Ferreira - Orientadora
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


 Prof. Ricardo Brant Pinheiro
 Prof. Aposentado/ Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


 Profa. Antonella Lombardi Costa
 Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG


 Prof. Roberto Galery
 Departamento de Engenharia de Minas - UFMG

Belo Horizonte, 17 de fevereiro de 2017.

DEDICATÓRIA

Há um número grande de pessoas sem as quais esta dissertação não poderia ter sido escrita, e as quais sou muito agradecido.

Ao meu pai, Renato, cujas palavras de encorajamento e conselhos asseguraram que eu dou tudo o que preciso para terminar o que comecei. À minha mãe, Regina, que continua a aprender, crescer e se desenvolver e me ensinou o valor da educação e por seu constante e incondicional amor, apoio e inspiração para mim ao longo da minha vida. A ambos, vocês me tornaram, com sucesso, em uma pessoa que os orgulha.

Aos meus muitos amigos e família, cuja amizade, hospitalidade, conhecimento e sabedoria me apoiaram, me iluminaram e me entretiveram ao longo do trabalho e ao longo dos anos.

À minha noiva e Sol da minha vida, Juliana, sem cujo suporte e carinho este trabalho não teria sido possível. Um agradecimento muito especial a você por seu apoio prático e emocional.

AGRADECIMENTOS

À Prof.^a Ângela pela dedicação, compreensão e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Ricardo Brant Pinheiro pela co-orientação, sugestões e incentivos ao longo do curso. Agradeço a ambos por sua valiosa orientação.

Aos membros da banca, Prof.^a Antonella e Prof. Galery, por seu encorajamento e observações perspicazes.

Aos demais professores e funcionários do Programa de Ciências e Técnicas Nucleares da Escola de Engenharia da UFMG.

Aos amigos do mestrado pela ajuda e suporte, em especial ao Raphael e ao Leonardo.

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo estudar o comportamento da demanda de energia pelo Setor de Mineração de Minério de Ferro no Estado de Minas Gerais, no período de 2014 a 2035. Foram estabelecidos dois cenários para a evolução da produção de minério de ferro pela aplicação da metodologia das curvas de Hubert pressupondo-se diferentes graus de exploração final das reservas de minério restantes no Estado: Cenário Pico 2023, em que são exploradas apenas as atuais reservas medidas, com pico de produção em 2023, e Cenário Pico 2030, em que serão exploradas as atuais reservas medidas e indicadas, com pico de produção em 2030. Para o cálculo da demanda futura de energia utilizou-se o módulo BALANCE do modelo Energy and Power Evaluation Program (ENPEP). Na aplicação do modelo, considerou-se que a evolução da eficiência energética dos equipamentos atingirá o atual nível de melhores práticas em 2035. Para levar em conta a variação dos preços do óleo diesel, foi utilizada a projeção de crescimento dos preços internacionais prevista pela EIA. A evolução do preço da eletricidade no Brasil, muito dependente de políticas e regulações e das condições econômicas, é extremamente imprevisível. Para a análise foram adotados três níveis de variação: -10%, 0% e 10%. Os resultados indicam que a repartição do consumo final entre os energéticos tem grande sensibilidade ao preço da energia elétrica. Entre os anos de 2014 e 2035, o consumo de energia final varia entre -3% e +1% para ambos Cenários. O consumo final de eletricidade varia entre -1% e +8%, enquanto o consumo final de óleo diesel varia entre -48% e +9%. O BALANCE permite também a avaliação de impactos ambientais. Neste estudo foram calculadas as emissões totais para a atmosfera de gases de efeito estufa oriundos da queima de óleo diesel; CO₂; CH₄; e N₂O. As emissões dos gases variam conforme o consumo de óleo diesel entre -48% e +9%.

Palavras Chave: Planejamento Energético; Mineração de Minério de Ferro; Minas Gerais; Balanço Oferta/Demanda de Energia; Consumo Final; Eletricidade; Óleo diesel.

ABSTRACT

This work aimed to predict the behavior of the energy demand for the Iron Ore Mining Sector in the State of Minas Gerais, in the period from 2014 to 2035. Two scenarios have been established for the production of iron ore by applying the methodology of Hubert curves assuming varying degrees of final exploration of the remaining ore reserves in the State: 2023 Peak Scenario, in which only the current Measured Reserves will be explored, with peak production in 2023, and Peak 2030 Scenario that will be explored the current measured and indicated reserves, with peak production in 2030. For the calculation of future demand of the energy the BALANCE module of the "Energy and Power Evaluation Program (ENPEP) model was used. In implementing the model, it was considered that the energy efficiency of the equipment evolution will reach the current level of best practices in 2035. To account for the variation in the prices of diesel oil was used the international prices growth projection provided by EIA. The evolution of the price of electricity in Brazil, is very dependent on policies and regulations and economic conditions, being extremely unpredictable. For the analysis were adopted three levels of variation: -10% aa, 0% aa and 10% aa. The results indicate that the breakdown of final consumption energy has great sensitivity between the price of electrical energy. Between 2014 and 2035, the final energy consumption varies between -3% and +1% for both scenarios. The final electricity consumption varies between -1% and +8%, while final consumption of diesel fuel varies between -48% and +9%. The BALANCE module also allows the evaluation of environmental impacts. In this study were calculated the total emissions into the atmosphere of greenhouse gases from the burning of diesel fuel; CO₂; CH₄; and N₂O. Gas emissions vary following the diesel oil consumption of between -48% and +9%.

Key Words: Energy Planning; Iron ore mining; Minas Gerais; Power supply/demand balance; Final Consumption; Electricity; Diesel oil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Tecnologias utilizadas na mineração ao longo da história.	2
Figura 2 – Etapas do planejamento energético.	6
Figura 3 – Abordagem Metodológica do planejamento.	8
Figura 4 – Ferramentas de análise do modelo ENPEP.	13
Figura 5 – Representação dos nós do ENPEP-BALANCE.	15
Figura 6 – Mapa geológico e depósitos minerais do Quadrilátero Ferrífero.	21
Figura 7 – Principais acontecimentos dos ciclos do ouro, ferro e aço.	24
Figura 8 – Duração dos ciclos do ouro, ferro e aço.	24
Figura 9 – Representação esquemática das etapas de lavra de um bem mineral. ...	29
Figura 10 – Exemplo de uma malha de furação.	30
Figura 11 – Carregamento de um caminhão fora-de-estrada.	31
Figura 12 – Fluxograma típico do beneficiamento de um bem mineral.	32
Figura 13 – Balanço global de energia em Minas Gerais no ano de 2014.	36
Figura 14 – Demanda de energia por fonte em Minas Gerais em 2014.	37
Figura 15 – Demanda de energia por fonte em Minas Gerais em 2014.	37
Figura 16 – Demanda por subsetor industrial em Minas Gerais em 2014.	38
Figura 17 – Setor de Mineração por fonte energética em Minas Gerais em 2014. ...	38
Figura 18 – Participação de Minas Gerais no PIB brasileiro e taxas de crescimento real do PIB (%) – Minas Gerais e Brasil – 2002-2014.	41
Figura 19 – Participação dos setores produtivos no PIB de Minas Gerais em 2014.	42
Figura 20 – Histórico de preços do minério de ferro no mercado internacional.	43
Figura 21 – Volume e valor de minério de ferro exportado entre 1997 a 2014.	44
Figura 22 – Projeção da produção acumulada de minério de ferro em Minas Gerais.	49
Figura 23 – Retrapolações da produção anual de minério de ferro.	49
Figura 24 – Projeções anual da produção de minério de ferro em Minas Gerais.	50
Figura 25 – Histórico e projeção de preços do minério de ferro.	51
Figura 26 – Custo de operação das maiores companhias de minério de ferro.	52
Figura 27 – A evolução do consumo final total, em Minas Gerais.	53
Figura 28 – Consumo histórico de eletricidade e diesel para o setor mineral e estimativas para a produção de minério de ferro.	54

Figura 29 –Evolução da IE no setor extrativo mineral – Minas Gerais.....	55
Figura 30 – Evolução da intensidade energética em tep/milhões de toneladas.....	55
Figura 31 – Características das usinas a serem implantadas em MG.	58
Figura 32 – Evolução da taxa de câmbio do Dólar comercial.	63
Figura 33 – Rede representativa da mineração de ferro em Minas Gerais.	74
Figura 34 – Consumo de energia elétrica durante o processo produtivo do minério de ferro.....	76
Figura 35 – Distribuição do consumo de energia elétrica durante a produção do minério de ferro.....	77
Figura 36 – Pico do Itabirito em 1960.....	78
Figura 37 – Pico do Itabirito em 2013.....	78
Figura 38 – Tendências para a emissão de GEE durante a produção de minério de ferro.....	82
Figura 39 – Projeção da produção de minério de ferro para os cenários.....	85
Figura 40 – Projeção da origem da eletricidade demandada.	87
Figura 41 – Projeção da origem do óleo diesel demandado.	88
Figura 42 – Preços médios do óleo diesel.	89
Figura 43 – Projeção dos preços da eletricidade	90
Figura 44 – Projeção de preços dos energéticos em 2035.	91
Figura 45 – Projeção da demanda final de energia para o Cenário Pico 2023	92
Figura 46 – Projeção da demanda final de eletricidade para o Cenário Pico 2023...	93
Figura 47 – Projeção da demanda final de óleo diesel para o Cenário Pico 2023	94
Figura 48 – Projeção da demanda de energia útil para o Cenário Pico 2023	95
Figura 49– Demanda de energia útil proveniente da eletricidade para o Cenário Pico 2023	96
Figura 50 – Demanda de energia útil proveniente do óleo diesel para o Cenário Pico 2023	97
Figura 51 – Projeção das emissões totais para o Cenário Pico 2023.	98
Figura 52 – Projeção da demanda final de energia para o Cenário Pico 2030	99
Figura 53 – Projeção da demanda final de eletricidade para o Cenário Pico 2030.	100
Figura 54 – Projeção da demanda final de óleo diesel para o Cenário Pico 2030 ..	100
Figura 55 – Projeção da demanda por energia útil para o Cenário Pico 2030	101
Figura 56– Demanda de energia útil de eletricidade para o Cenário Pico 2030	102

Figura 57 – Demanda de energia útil proveniente do óleo diesel para o Cenário Pico 2030	103
Figura 58 – Projeção das emissões totais para o Cenário Pico 2030.	104
Figura 59 – Rendimento energético para os cenários.....	105
Figura 60 – Operação de perfuração, carregamento e transporte em uma mina no Sudoeste Estados Unidos.	128
Figura 61 – Diagrama contendo as características, classificação e aplicações dos separadores magnéticos. Fonte: Sampaio, Luz e França	133
Figura 62 – Desenhos esquemáticos de tanques, rotores e Estatores.	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Eras pré-históricas.....	1
Tabela 2 – Divisão dos setores econômicos.	19
Tabela 3 – Índices socioeconômicos dos dez municípios mais bem avaliados no IRMS.	26
Tabela 4 – Resumo dos indicadores do setor de mineração.	27
Tabela 5 – PIB brasileiro e mineiro, taxa de crescimento real do PIB mineiro e participação de Minas Gerais no PIB brasileiro entre 2009 e 2014.....	40
Tabela 6 – VAB do setor mineral e sua participação no PIB de Minas Gerais entre 2009 a 2014 em valores correntes.	42
Tabela 7 – Taxa de crescimento real do VAB do setor extrativo mineral em Minas Gerais.....	43
Tabela 8 – Produção mineral bruta de Minas Gerais e participação do minério de ferro.	46
Tabela 9 – Reserva de minério de ferro em Minas Gerais	47
Tabela 10 – Parâmetros calculados para as Curvas de Hubbert	48
Tabela 11 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil e em Minas Gerais em 2014.....	56
Tabela 12 – Oferta global e a demanda de eletricidade pelo setor extrativo mineral em Minas Gerais.	57
Tabela 13 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: PDE 2024	60
Tabela 14 – Evolução da oferta global e do consumo de óleo diesel pelo setor de mineração em Minas Gerais.....	61
Tabela 15 – Capacidade de refino projetada para 2024 no Brasil.....	62
Tabela 16 – Preços médios nacionais dos energéticos	63
Tabela 17 – Preços médios da energia elétrica e do óleo diesel em valores correntes.	64
Tabela 18 – Evolução do preço médio da energia elétrica e do óleo diesel em valores nominais de 2014.	64
Tabela 19 – Evolução do preço do óleo diesel.....	67
Tabela 20 – Eficiências dos equipamentos do setor mineral.	68

Tabela 21 – Taxas de crescimento dos preços médios dos energéticos.	69
Tabela 22 – Identificação dos links da rede energética - ENPEP	75
Tabela 23 - Identificação dos nós da rede energética - ENPEP.....	75
Tabela 24 – Emissão de materiais para a atmosfera.	79
Tabela 25 – Emissão de gases do efeito estufa.....	80
Tabela 26 – Emissões decorrentes da produção de minério de ferro	81
Tabela 27 – Fatores de Emissão dos equipamentos a diesel da mineração.	83
Tabela 28 – Limites máximos de emissão para motores de máquinas agrícolas e rodoviárias.....	84
Tabela 29 – Taxas de crescimento da produção de minério de ferro para os Cenários.	86
Tabela 30 – Demanda por energia no ano base.	86
Tabela 31 – Taxas de crescimento médias para os cenários – 2014/2035.....	106
Tabela 32 – Demanda de energia por recurso energético – 2014/2035	106
Tabela 33 – Classificação dos estágios de britagem.	129
Tabela 34 – Principais características dos equipamentos de mineração	134
Tabela 35 – Fator de conversão para volume	139
Tabela 36 – Relações entre Unidades	139
Tabela 37 – Tabela de conversão para tep.....	139
Tabela 38 – Cenário Pico 2023 – Queda dos preços da eletricidade - Quantidades	141
Tabela 39 – Cenário Pico 2023 – Preços constantes da eletricidade - Quantidades	142
Tabela 40 – Cenário Pico 2023 – Aumento dos preços da eletricidade - Quantidades	143
Tabela 41 – Cenário Pico 2030 – Queda dos preços da eletricidade - Quantidades	144
Tabela 42 – Cenário Pico 2030 – Preços constantes da eletricidade - Quantidades	145
Tabela 43 – Cenário Pico 2030 – Aumento dos preços da eletricidade - Quantidades	146
Tabela 44 – Preços para todos os cenários – 10% queda	147
Tabela 45 – Preços para todos os cenários – Preços constantes.....	148
Tabela 46 – Preços para todos os cenários – 10% aumento	149

Tabela 47 – Cenário Pico 2023 – Queda dos preços da eletricidade - Emissões...	150
Tabela 48 – Cenário Pico 2023 – Preços constantes da eletricidade - Emissões...	150
Tabela 49 – Cenário Pico 2023 – Aumento dos preços da eletricidade - Emissões	151
Tabela 50 – Cenário Pico 2030 – Queda dos preços da eletricidade - Emissões...	151
Tabela 51 – Cenário Pico 2030 – Preços constantes da eletricidade - Emissões...	152
Tabela 52 – Cenário Pico 2030 – Aumento dos preços da eletricidade - Emissões	152

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIEA	Agência Internacional de Energia Atômica
AliceWeb	Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANL	<i>Argonne National Laboratory</i>
BEN	Balço Energético Nacional
CCTN	Curso de Ciências e Técnicas Nucleares
CDTN	Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CFEM	Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
CNEM	Comissão Nacional de Energia Nuclear
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CONCLA	Comissão Nacional de Classificação
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional
DEN	Departamento de Engenharia Nuclear
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
DOE	<i>Department of Energy</i>
ENPEP	<i>Energy and Power Evaluation Program</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética

XXII

FJP	Fundação João Pinheiro
FMI	Fundo Monetário Internacional
GEE	Gases do Efeito Estufa
IBRAM	Instituto Brasileiro de Mineração
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
IE	Intensidade Energética
IMRS	Índice Mineiro de Responsabilidade Social
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MPF	Ministério Público Federal
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
Plano MBC	Plano de Mineração de Baixa Emissão de Carbono
Regap	Refinaria Gabriel Passos
RNEST	Refinaria General Abreu e Lima
SIN	Sistema Interligado Nacional
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
URR	<i>Ultimately Recoverable Resources</i>
VAB	Valor Adicionado Bruto
VAF	Valor Adicionado Fiscal

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	3
2 O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	5
2.1 METODOLOGIA.....	6
2.1.1 Definição de objetivos	6
2.1.2 Definição da abordagem	7
2.1.3 Determinação das informações requeridas	7
2.1.4 Escolha do processo de análise	7
2.1.5 Realização da análise	8
2.1.5.1 Desenvolvimento da base de dados	8
2.1.5.1.1 <i>Análise econômica</i>	8
2.1.5.1.2 <i>Análise da demanda de energia</i>	9
2.1.5.1.3 <i>Avaliação dos recursos energéticos</i>	9
2.1.5.1.4 <i>Caraterização das tecnologias de energia</i>	9
2.1.5.2 Análise integrada.....	9
2.1.5.2.1 <i>Balanço de oferta e demanda</i>	10
2.1.5.2.2 <i>Avaliação de Impactos</i>	10
2.1.6 Apresentação dos resultados	10
2.1.7 Preparação do plano	10
2.2 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	10
2.3 O MODELO ENPEP (ENERGY AND POWER EVALUATION PROGRAM)	12
2.3.1 Módulos do ENPEP	12
2.3.1.1 O módulo BALANCE	14
3 A MINERAÇÃO	19

3.1 CONTEXTO ECONÔMICO	19
3.2 A HISTÓRIA DA MINERAÇÃO EM MINAS GERAIS	22
3.2.1 O Ciclo do Ouro	22
3.2.2 O Ciclo do Ferro e do Aço	23
3.3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SETOR	24
3.4 PROCESSO INDUSTRIAL	27
3.4.1 Lavra	28
3.4.1.1 Perfuração e Desmonte	29
3.4.1.2 Carregamento	30
3.4.1.3 Transporte	31
3.4.1.4 Serviços auxiliares	31
3.4.2 Beneficiamento	31
3.4.2.1 Fragmentação	33
3.4.2.2 Classificação	33
3.4.2.3 Concentração	33
3.4.2.3.1 Concentração gravimétrica	34
3.4.2.3.2 Concentração magnética	34
3.4.2.3.3 Concentração por flotação	34
3.4.3 Separação sólido-liquido	34
4 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DO SETOR DE MINERAÇÃO	35
4.1 OBJETIVOS	35
4.2 ABORDAGEM	35
4.2.1 Caracterização do ano base	35
4.3 ESCOLHA DO PROCESSO DE ANÁLISE	39
4.4 REALIZAÇÃO DA ANÁLISE	39
4.4.1 Análise econômica	40

4.4.1.1 Produção de minério de ferro	44
4.4.1.1.1 <i>Exaustão das reservas</i>	46
4.4.1.1.2 <i>Projeção da produção de minério de ferro</i>	47
4.4.1.1.3 <i>Preços do Minério de Ferro</i>	50
4.4.1.2 Demanda de Energia.....	52
4.4.1.3 Recursos Energéticos	56
4.4.1.3.1 <i>Eletricidade</i>	56
4.4.1.3.2 <i>Óleo Diesel</i>	61
4.4.1.3.3 <i>Preços dos energéticos</i>	62
4.4.1.4 Tecnologias de Energia.....	67
4.4.2 Análise integrada da demanda e oferta de energia.....	69
4.4.2.1 Cenários	69
4.4.2.1.1 <i>Cenário de Pico 2023</i>	70
4.4.2.1.2 <i>Cenário de Pico 2030</i>	72
4.4.2.2 Rede Energética.....	73
4.4.3 Análise de Impactos ambientais	77
4.4.3.1 Topografia	77
4.4.3.2 Recursos Hídricos	79
4.4.3.3 Atmosfera	79
4.4.3.3.1 <i>Fatores de emissão</i>	82
5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	85
5.1 PREÇOS DOS ENERGÉTICOS	88
5.1.1 Influência dos preços da energia elétrica sobre a demanda.....	89
5.1.1.1 Cenário Pico 2023.....	91
5.1.1.1.1 <i>Energia Final</i>	91
5.1.1.1.2 <i>Energia Útil</i>	94

5.1.1.1.3 <i>Impactos ambientais</i>	97
5.1.1.2 Cenário Pico 2030	98
5.1.1.2.1 <i>Energia Final</i>	98
5.1.1.2.2 <i>Energia Útil</i>	101
5.1.1.2.3 <i>Impactos ambientais</i>	103
5.2 RENDIMENTO ENERGÉTICO.....	104
5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS.....	105
6 CONCLUSÕES	109
6.1 SUGESTÕES	110
REFERÊNCIAS	111
APÊNDICE A – MÉTODOS DE ESTIMATIVA DE TAXAS DE CRESCIMENTO ...	123
APÊNDICE B – CURVAS DE HUBBERT	125
APÊNDICE C – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA NO HORIZONTE DE ESTUDO PARA O SETOR DE MINERAÇÃO DE MINÉRIO DE FERRO	127
APÊNDICE D – ÍNDICES DE INFLAÇÃO	137
ANEXO A – FATORES DE CONVERSÃO	139
ANEXO B – PLANILHAS COM OS RESULTADOS DO MÓDULO BALANCE.....	141

1 INTRODUÇÃO

A extração de minerais e a sua transformação são uma parte essencial da civilização humana. A mineração e a metalurgia de bens minerais metálicos e não metálicos são tão importantes para o início das grandes civilizações da Antiguidade que o período pré-histórico de todas as civilizações humanas é dividido em três grandes eras de acordo com os principais minerais utilizados (HARTMAN, 1987). A Tabela 1 mostra as eras pré-históricas das civilizações humanas.

Tabela 1 – Eras pré-históricas.

Era	Período	Duração	Minerais/Rochas Chave
Pedra	Paleolítico	2,6 Milhões de anos ~ 10.000 a.C.	Sílex, Chert, Basalto, Arenito, Argila, Sal (Halita)
	Mesolítico	10.000 ~ 5.000 a.C.	
	Neolítico	10.000 ~ 2.000 a.C.	
Bronze	Cobre	5.000 ~ 3.000 a.C.	Sílica (Areia), Estanho, Cobre, Alumínio, Ouro, Prata, Chumbo, Zinco, Antimônio (confundido com Chumbo), Mercúrio, Sal (Halita)
	Bronze	3.000 ~ 600 a.C.	
Ferro		1.200 a.C. ~ 400 d.C.	Sílica (Areia), Estanho, Cobre, Alumínio, Ouro, Prata, Chumbo, Zinco, Antimônio (confundido com Chumbo), Mercúrio, Ferro, Sal (Halita)

Fonte: Hartman (1987)

As evidências mais antigas da utilização dos metais são as peças decorativas devido as suas características únicas e raridade. Os minerais utilizados eram provenientes de lavras em trincheiras e em *placers*¹.

A história de Minas Gerais, do período colonial aos tempos modernos, é marcada pela a extração e a transformação de bens minerais. A fundação e manutenção dos centros urbanos mineiros como Mariana, Ouro Preto, Sabará, entre outros, estão ligados à descoberta de ouro nos leitos dos rios (CASTRO, JÚNIOR, & LIMA, 2011).

A mineração passou por grandes transformações ao longo do tempo. Sendo a mineração uma das mais antigas atividades econômicas da humanidade, as primeiras lavras eram realizadas em depósitos de alto teor e próximos à superfície com a

¹ Depósitos minerais aluviais de materiais não consolidados que contem minerais como ouro, gemas e titânio entre outros.

utilização da força motriz humana e de animais. A invenção da pólvora e da máquina a vapor entre os séculos XVII e XVIII permitiu o aproveitamento de depósitos cada vez mais profundos. A mecanização das etapas de carregamento e transporte do minério, ampliou consideravelmente a produtividade das minas (DARLING, 2011).

O aproveitamento dos depósitos minerais é dependente, cada vez mais, da utilização de fontes de energia de maior rendimento devido à redução dos teores dos minérios e aumento da profundidade dos depósitos. A Figura 1 apresenta a evolução das principais fontes de energia ao longo do tempo.

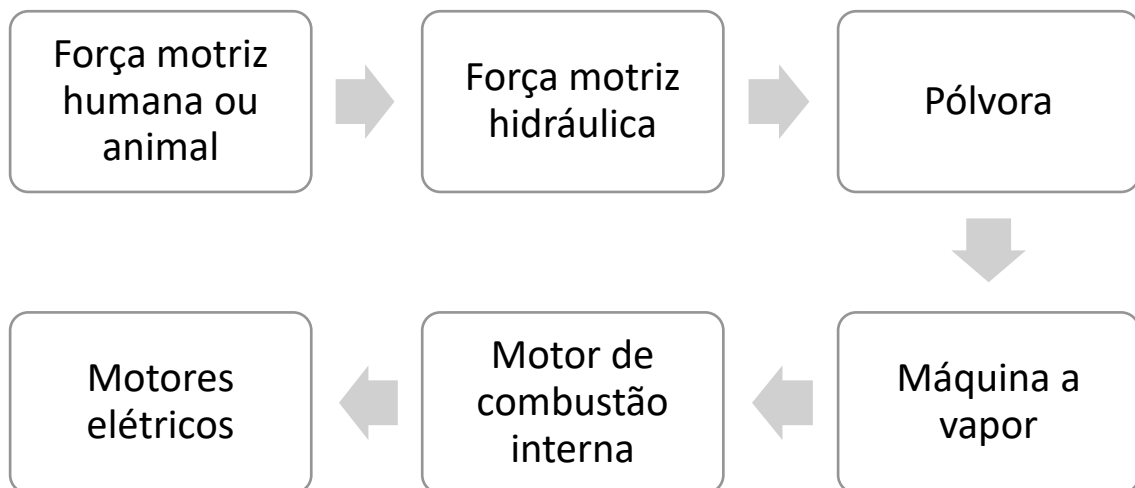


Figura 1 – Tecnologias utilizadas na mineração ao longo da história.
Fonte: Adaptado de Darling (2011).

O setor extrativo mineral, incluindo a pelotização, é atualmente um dos grandes consumidores de energia do estado de Minas Gerais, especialmente de eletricidade (2ª maior demanda), óleo diesel (4ª maior demanda) e gás natural (2ª maior demanda) (CEMIG, 2016)

Dada a importância do setor na demanda por energia no Estado, é evidente a necessidade de um estudo de avaliação do comportamento futuro da sua demanda por energia.

O último estudo de planejamento energético, de conhecimento público, para o Estado de Minas Gerais, foi realizado entre os anos de 1995 e 1996 pela Companhia Energética de Minas Gerais S.A (CEMIG) (CEMIG, 1997).

O estudo da CEMIG contou com a participação da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) por intermédio do Departamento de Engenharia Nuclear da Escola de Engenharia, e do Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN) da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), e foi apresentado no relatório “Estudo de Planejamento Energético para o Estado de Minas Gerais” (CEMIG, 1997), para o horizonte de planejamento 1995-2015, considerando todos os setores macroeconômicos do Estado.

Neste estudo, não se observou uma desagregação dos setores macroeconômicos em seus subsetores. Além disto, para o setor extrativo mineral, as tecnologias de conversão de energia consideradas foram generalizadas. Desta maneira, não é possível estudar em detalhe o crescimento da demanda por energia para o setor extrativo mineral, assim como a evolução das eficiências para os equipamentos utilizados pelo setor.

1.1 OBJETIVOS

Estudar a projeção do balanço entre a oferta e a demanda de energia e emissões de poluentes para o Setor de Mineração (minério de ferro) para o Estado de Minas Gerais no longo prazo, utilizando o modelo *Energy and Power Evaluation Program* (ENPEP).

2 O PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

O planejamento energético é fundamental para garantir que os tomadores de decisão tenham em mãos as informações necessárias para que as melhores decisões e escolhas sejam feitas. Portanto, o planejamento energético tem como objetivo principal subsidiar e preparar os tomadores de decisão nas escolhas a serem realizadas sobre o futuro do sistema de energia.

O termo planejamento energético pode ser definido de diferentes maneiras. A definição pode ser tanto restritiva como abrangente. Hiremath et al. (2007) define, de maneira restritiva, o planejamento energético como sendo “[...]a descoberta de um conjunto de recursos e dispositivos de conversão para alcançar o equilíbrio entre a oferta/demanda de energia de uma maneira ótima”. O planejamento energético, na definição abrangente “[...]é a busca pelo mix ótimo de fontes de energia que satisfaçam a uma determinada demanda, levando em conta as escalas múltiplas envolvidas (temporal e geográfica), os aspectos quantitativos (econômicos e técnicos) e os qualitativos (critérios de impacto social-ambiental).” (THERY E ZARATE, 2009).

Independentemente da definição ou escopo pretendido, o planejamento energético deve ser constantemente revisto. A revisão periódica de um planejamento energético é importantíssima para que o sistema de suprimento de energia acompanhe as mudanças na demanda, a utilização de novas fontes de energia e o desenvolvimento de novas tecnologias em toda a rede de energia, além de mudanças na sociedade e no meio ambiente.

Um bom exemplo da importância do planejamento energético é o racionamento de energia que ocorreu em 2001 e 2002 no Brasil. A falta de investimentos na geração e na transmissão de energia, aliadas a uma estiagem prolongada nas regiões Sudeste e Nordeste, levaram ao maior racionamento de energia do Brasil (GLOBO, 2016).

2.1 METODOLOGIA

A análise seguirá a abordagem metodológica do planejamento energético proposta pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA - *International Atomic Energy Agency*) (IAEA, 1984). O planejamento energético pode ser resumido em sete etapas necessárias, conforme mostrado na Figura 2 a seguir.

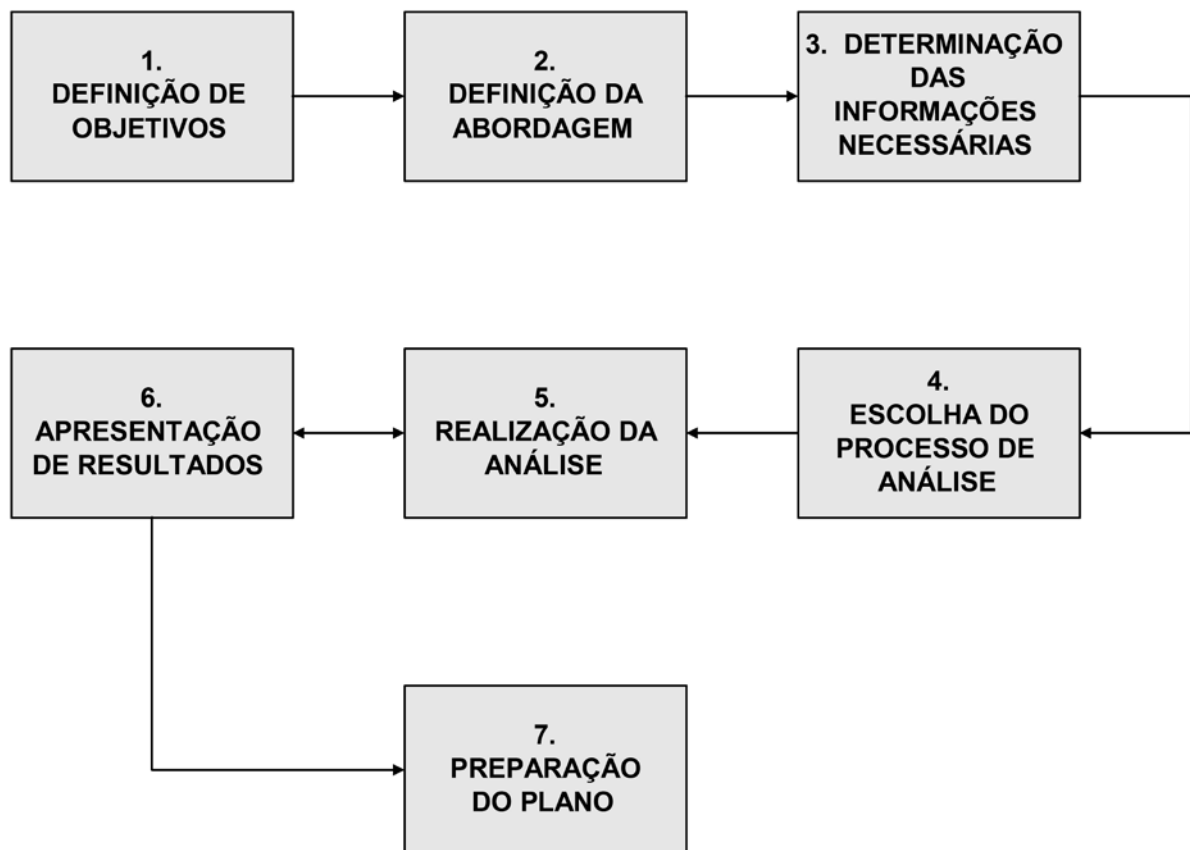


Figura 2 – Etapas do planejamento energético.
Fonte: Cirillo (1995)

2.1.1 Definição de objetivos

A definição dos objetivos gerais do plano é o primeiro passo de um programa de planejamento energético. Os objetivos são baseados na estrutura existente do setor energético e/ou nas necessidades de energia de um país ou região. Os objetivos ajudam a definir e focalizar os aspectos mais importantes para o estudo. De uma maneira geral três metas podem ser identificadas para todas as situações:

- a) preparar os programas de investimento que levarão à construção de novas usinas;
- b) desenvolver políticas governamentais que influenciarão no desenvolvimento do sistema energético;
- c) prover sinais para as indústrias e instituições sobre as medidas futuras a serem tomadas.

2.1.2 Definição da abordagem

A abordagem do programa de planejamento energético se refere às escolhas realizadas no estudo sendo elas:

- a) o escopo da análise define os componentes do setor econômico/energético incluídos no estudo;
- b) a escala da análise determina dimensão geográfica do estudo, ou seja, se a abrangência do estudo será nacional, regional ou local;
- c) o horizonte de tempo define quais as técnicas a serem aplicadas no estudo: planos de curto (1 a 3 anos), médio (3 a 10 anos) e de longo prazo (mais de 10), requerem dados e possuem objetivos distintos;
- d) o nível de detalhe que define o esforço e/ou o nível de profundidade requerido para o plano.

2.1.3 Determinação das informações requeridas

O programa ou estudo de planejamento energético deve prover dois grupos de dados: os dados técnicos e os dados para a tomada de decisão. Os dados técnicos são utilizados pelos planejadores e analistas para a avaliação de alternativas. Os dados para a tomada de decisão devem conter informações sobre a demanda de energia futura, as opções de fontes de energia disponíveis, os recursos financeiros e humanos necessários e as alternativas possíveis.

2.1.4 Escolha do processo de análise

A escolha do processo de análise refere-se à escolha do método analítico, a ordem de realização das tarefas e o método de integração dos resultados. A escolha deve

levar em conta as informações disponíveis, o balanço entre a complexidade e a simplicidade de uma técnica ou modelo e as suposições realizadas na falta de dados.

2.1.5 Realização da análise

A análise é composta por duas etapas. A primeira etapa é o desenvolvimento da base de dados, enquanto a segunda consiste na análise integrada dos dados. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é apresentada a sequência típica das tarefas a serem realizadas na condução da análise.

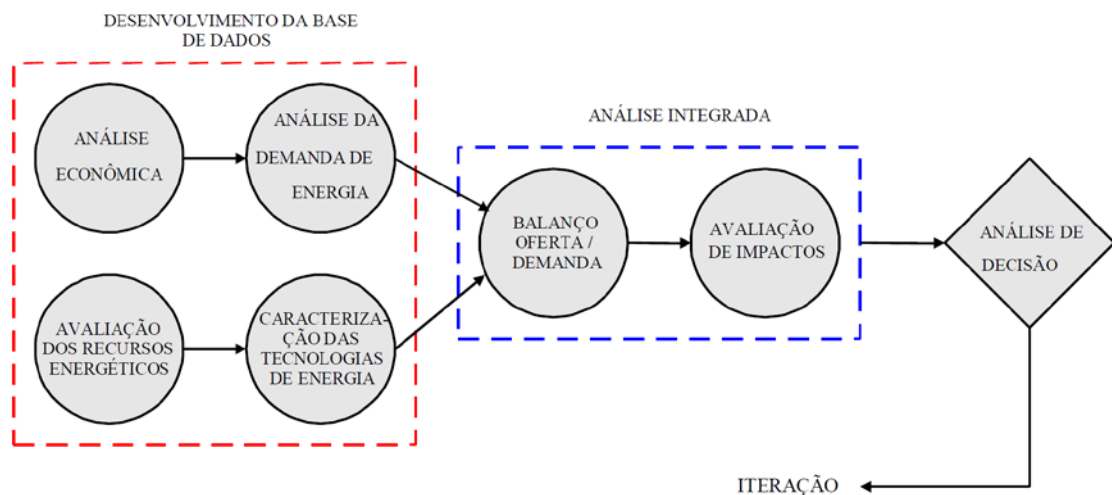


Figura 3 – Abordagem Metodológica do planejamento.

Fonte: Adaptado de IAEA (1984)

2.1.5.1 Desenvolvimento da base de dados

A análise do sistema energético demanda uma grande quantidade de dados. Sendo assim, uma das primeiras tarefas a serem realizadas em um estudo de planejamento energético é a construção da base de dados necessárias. A base de dados pode ser dividida em quatro partes.

2.1.5.1.1 Análise econômica

A análise econômica é a etapa que irá determinar o nível e o padrão de crescimento e as projeções de demanda de energia. É, portanto, a base do planejamento energético.

Por ser uma análise econômica, deve conter os principais indicadores econômicos, como o Produto Interno Bruto (PIB), política de desenvolvimento, produção por setor econômico, dados de exportação, entre outros. Os resultados da análise econômica são projeções de atividade econômica.

2.1.5.1.2 Análise da demanda de energia

Dependendo do nível de detalhe desejado, a análise pode ser global ou desagregada por setores da economia, como o setor industrial (e subsetores), residencial, comercial, transportes e agricultura. Os resultados da análise de demanda são projeções da demanda de energia.

2.1.5.1.3 Avaliação dos recursos energéticos

As informações sobre as fontes de recursos energéticos domésticos e importados disponíveis, como combustíveis fósseis, fontes renováveis e fonte nuclear, são reunidas nesta etapa. São coletados dados sobre o potencial de geração anual, para as fontes renováveis, as reservas disponíveis para as fósseis e nucleares, a taxa de produção, preços, entre outros.

2.1.5.1.4 Caracterização das tecnologias de energia

A análise das tecnologias de energia atuais e futuras reúne informações de desempenho dos equipamentos na transformação e utilização da energia e dos custos envolvidos na utilização dos equipamentos.

2.1.5.2 Análise integrada

A análise integrada é realizada para determinar as possíveis estruturas do sistema energético, avaliar o efeito de políticas governamentais, investigar estratégias alternativas e, por fim, prover informações aos tomadores de decisão.

2.1.5.2.1 *Balanço de oferta e demanda*

O balanço da oferta e demanda de energia tem como objetivo determinar a melhor maneira de suprir a demanda projetada de acordo com diversos fatores, entre outros: custos, viabilidade técnica, políticas energéticas e ambientais e impactos socioambientais. O balanço pode ser realizado com a utilização de diversas ferramentas analíticas, como, por exemplo: modelos do sistema energético, modelos de energia setorial e modelos integrados de energia/economia.

2.1.5.2.2 *Avaliação de Impactos*

A última etapa da análise integrada é a avaliação dos efeitos de cada balanço de oferta e demanda. A análise é concentrada nas necessidades de recursos energéticos, na eficiência do sistema energético global, nos investimentos necessários, nos impactos ambientais e nos efeitos sociais, culturais e institucionais, para uma série de cenários alternativos.

2.1.6 Apresentação dos resultados

A apresentação dos resultados é uma etapa importante do processo de planejamento energético. Os resultados devem ser apresentados de uma maneira clara e concisa, para garantir que os tomadores de decisão não ignorem os resultados por não o entenderem.

2.1.7 Preparação do plano

O plano é uma expressão das escolhas tomadas em um determinado momento. Ele deve conter os objetivos propostos, a situação atual do país ou região, as alternativas, as escolhas, recomendações e os passos para a implementação do plano. O plano deve ser objeto de revisões periódicas e constantes.

2.2 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Uma etapa crucial para qualquer estudo de planejamento energético é a análise técnica coerente de como as diferentes tecnologias da energia serão integradas ao sistema energético atual para atender às demandas futuras. Tais análises são feitas

com o auxílio de ferramentas computacionais. Dado o grande número de ferramentas disponíveis atualmente, é importante identificar a ferramenta mais adequada para cada situação. Connolly et al. (2010) revisou 37 ferramentas que podem ser utilizadas para analisar a integração das fontes de energia renováveis em diferentes sistemas energéticos. As ferramentas foram definidas em setes categorias:

- a) ferramentas de simulação que simulam a operação de um dado sistema energético para suprir uma dada demanda. Tipicamente uma ferramenta de simulação é operada em passos de uma hora ao longo de um período de um ano;
- b) ferramentas de cenários, que usualmente combinam uma série de anos em um cenário de longo prazo. Usualmente as ferramentas de cenários funcionam em passos de um ano e combinam tais resultados em um cenário de 20 a 50 anos;
- c) ferramentas de equilíbrio que buscam explicar o comportamento do suprimento, da demanda, e dos preços no todo de uma economia ou em parte dela com vários ou muitos mercados. Geralmente supõe-se que os agentes são *price takers*² e que o equilíbrio pode ser identificado;
- d) ferramentas *top-down* que são ferramentas macroeconômicas que utilizam dados macroeconômicos gerais para determinar o crescimento nos preços e na demanda por energia. As ferramentas *top-down* são também ferramentas de equilíbrio (balanço entre oferta e demanda);
- e) ferramentas *bottom-up* que identificam e analisam as tecnologias de energia específicas e, como resultado, identificam as opções de investimento e alternativas;
- f) ferramentas de otimização da operação que otimizam a operação em um dado sistema energético. Tipicamente, as ferramentas de otimização são também ferramentas de simulação;
- g) ferramentas de otimização do investimento que otimizam os investimentos em um sistema energético. Usualmente, estas ferramentas são

² Indivíduos ou companhias incapazes de influenciar o mercado.

também ferramentas de cenários otimizando os investimentos em novas usinas e tecnologias.

As ferramentas podem combinar vários tipos de metodologias para a realização da análise. A maior parte das ferramentas são do tipo *bottom-up*. Entre as ferramentas do tipo *top-down* destacam-se o ENPEP-BALANCE e o LEAP.

2.3 O MODELO ENPEP (*ENERGY AND POWER EVALUATION PROGRAM*)

Este trabalho será realizado com a utilização do modelo ENPEP – BALANCE. O modelo ENPEP é uma ferramenta do tipo *top-down* que é capaz de utilizar cenários para a realização da análise integrada, assim como de realizar o balanço entre a oferta e a demanda. O modelo ENPEP para Windows, foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Argonne (*Argonne National Laboratory - ANL*) sob os auspícios do Departamento de Energia dos Estados Unidos (*United States Department of Energy - DOE*) e a AIEA.

O ENPEP foi escolhido segundo os critérios descritos a seguir:

- a) Utilização: o ENPEP é utilizado em mais de 50 países, além de já ter sido utilizado no estudo de planejamento energético para o Estado de Minas Gerais em 1995/1996;
- b) Custo: o ENPEP é gratuito;
- c) Treinamento: o modelo é de fácil utilização, requerendo aproximadamente uma semana de treinamento para aplicações básicas ou duas semanas para aplicações avançadas.

2.3.1 Módulos do ENPEP

O modelo ENPEP é composto por dez ferramentas de análise integradas, assim como mostrado pela Figura 4. Por meio do ENPEP é possível realizar a análise de todo o sistema energético de maneira integrada. Cada módulo lida com uma parte específica do sistema energético. Apesar da integração entre os módulos, é possível utilizar qualquer um dos módulos de maneira independente.

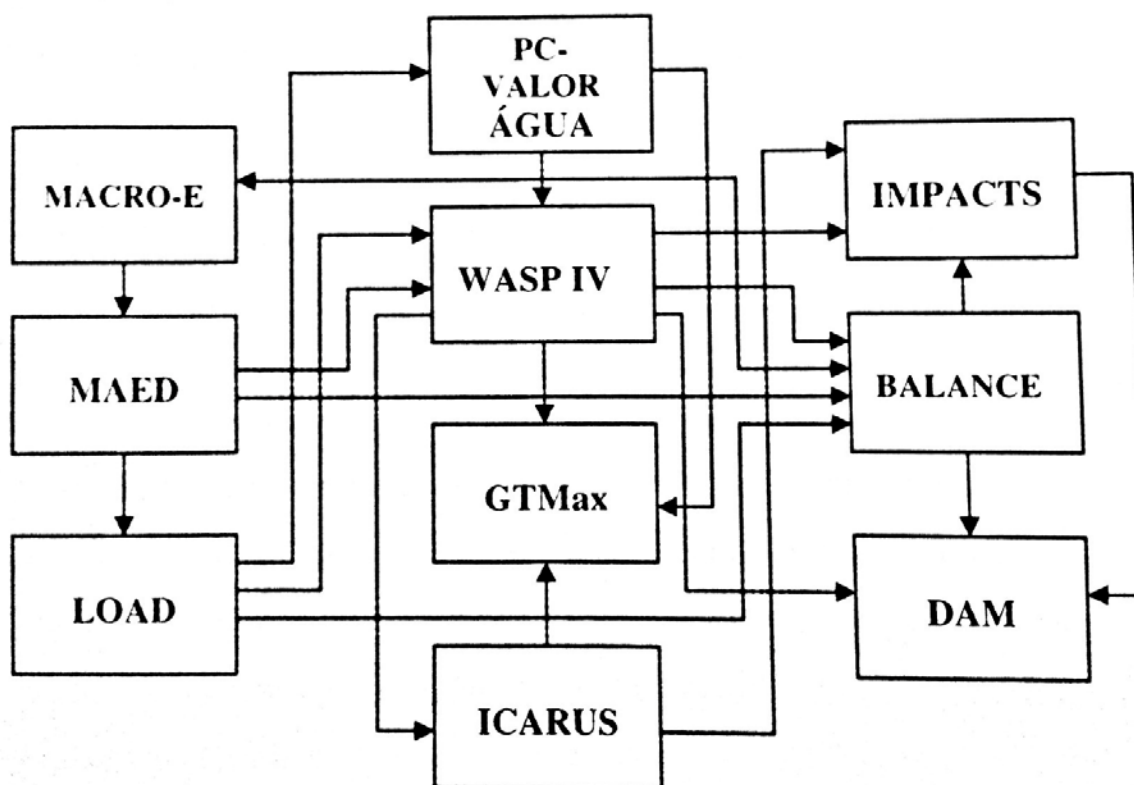


Figura 4 – Ferramentas de análise do modelo ENPEP.
Fonte: ANL (2000).

Seguem descrições sucintas dos módulos que compõem o ENPEP:

- a) o MACRO-E é uma ferramenta de análise macroeconômica que ajuda a analisar o relacionamento entre o setor energético e a economia global;
- b) o MAED é um modelo de simulação estratégica. As projeções de demanda de energia no longo prazo são baseadas em cenários;
- c) o LOAD analisa e processa as informações horária das cargas elétricas, gerando as curvas de duração de carga e outros parâmetros, para uso em outros módulos do ENPEP;
- d) o PC-VALORÁGUA trabalha com o fluxograma hídrico de um país ou região para determinar a melhor combinação hidrotérmica na geração elétrica;
- e) o WASP IV trabalha com informações de confiabilidade do sistema elétrico, limitações de combustíveis e restrições ambientais para determinar o melhor plano de expansão do sistema elétrico que atenda à demanda futura e tenha o menor custo;
- f) o GTAMax é utilizado para estudar tanto os esforços operacionais quanto o “marketing” envolvidos na desregulamentação dos mercados de energia;

- g) o ICARUS analisa o sistema de energia e calcula a confiabilidade e o desempenho econômico de modelos alternativos para a expansão do sistema de geração;
- h) o IMPACTS calcula o impacto ambiental e os custos associados do sistema energético;
- i) o DAM é utilizado para auxiliar a tomada de decisão dos analistas durante a solução de problemas de análise de decisão por multicritérios.
- j) o BALANCE executa o balanço entre a oferta e a demanda de energia para o período de estudo.

2.3.1.1 O módulo BALANCE

O objetivo do módulo BALANCE é simular a comercialização da energia e determinar o balanço entre suprimento e demanda de energia para o horizonte de estudo, com um limite de 75 anos. O balanço é alcançado após o processamento das informações contidas na rede representativa de toda a cadeia energética. A rede deve conter as informações sobre a produção, conversão, transporte, distribuição e a utilização da energia nas atividades do sistema estudado, bem como o fluxo de energia e de combustíveis pertencentes a tais atividades (ANL, 2000).

Além da determinação do balanço, o modelo realiza o cálculo dos impactos ambientais associados à cadeia energética estudada. São considerados para os cálculos poluentes como: material particulado, SO_x, NO_x, CO, CO₂, CH₄, chumbo, material orgânico volátil, entre outros.

O ENPEP-BALANCE trabalha com uma rede representativa composta por nós e conexões (*links*). Os nós representam os processos, como, por exemplo uma caldeira industrial, enquanto as conexões representam o fluxo da energia entre os blocos. A rede energética é desenvolvida conforme o fluxo da energia entre diferentes tipos de nós. A Figura 5 contém os nós disponíveis no módulo BALANCE.

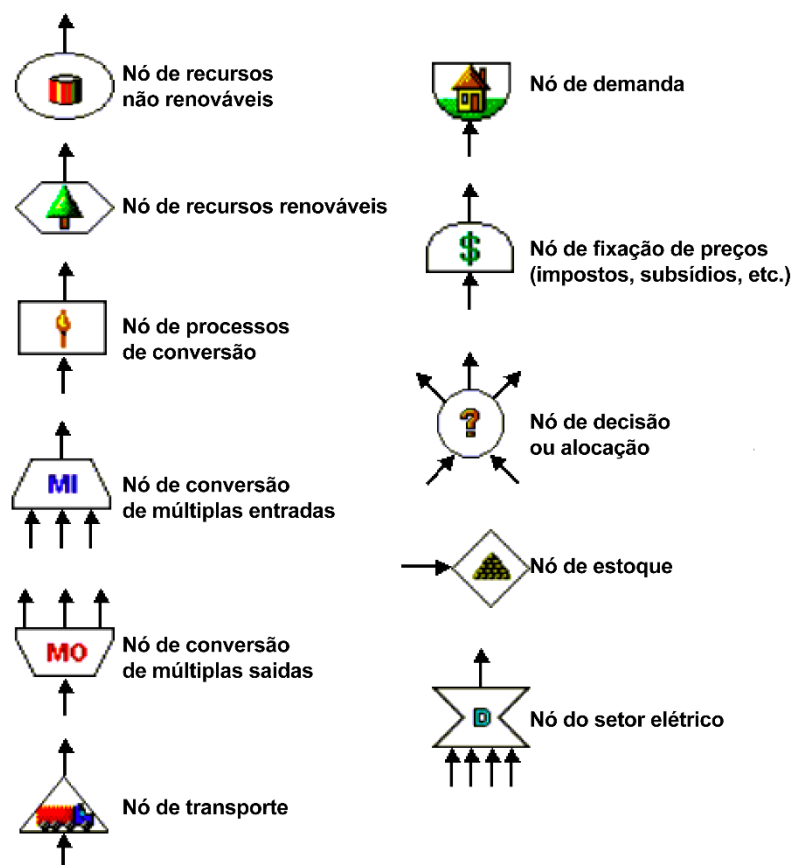


Figura 5 – Representação dos nós do ENPEP-BALANCE.
Fonte: Adaptado de ANL (2001)

Cada tipo de nó corresponde a um diferente submodelo no módulo BALANCE e é associado a equações específicas que relacionam preços e fluxos de energia nas conexões de entrada e de saída do mesmo.

Os seguintes nós estão presentes no modelo:

- Nó de recursos não renováveis: representa os recursos não renováveis, importados ou produzidos domesticamente, tais como óleo cru, carvão, gás natural ou urânio;
- Nó de recursos renováveis: representa os recursos renováveis, tais como biomassa, energia solar, energia eólica, etc.;
- Nó de decisão ou alocação: representa a seleção ou alocação de combustíveis ou formas de energia;
- Nós de processos de conversão: representam a conversão ou processamento de um recurso, combustível ou produto, em outra forma utilizável. Podem ser de quatro tipos:

- Nó de uma entrada e uma saída: Como exemplo tem-se um automóvel, que converte gasolina em quilômetros rodados;
 - Nó de múltiplas saídas: é a representação típica de um processo de refinamento de petróleo. De forma geral, pode ser usado para representar qualquer processo com dois ou mais produtos de saída;
 - Nó de múltiplas entradas: representa processos especiais de conversão que possuem mais de uma entrada para combustíveis, como por exemplo um carro *flex*, que pode utilizar a gasolina ou o álcool;
 - Nó de transporte: representa o transporte físico por meio de caminhões, trens, dutos, etc.;
- e) Nó de demanda: representa a demanda final de energia convertida no último sistema de conversão ou uma forma útil de energia;
- f) Nó de estoque: representa o estoque de recursos para uso futuro;
- g) Nó de fixação de preços: representa a regulação governamental de preços e política de preços tais como taxas, subsídios e estrutura de tarifas;
- h) Nó do setor elétrico: representa a saída ou despacho de energia das unidades de geração de eletricidade.

Por convenção, a rede de energia é construída com os nós de demanda localizados na parte superior, os recursos de energia localizados na parte inferior e os blocos de processo de conversão localizados no meio da rede. Uma vez construída a rede e efetuada a simulação com os dados históricos, para validar e testar a confiabilidade dos dados, o módulo realiza o cálculo dos preços e das demandas de energia.

As demandas de energia são calculadas pelo fluxo de energia a partir dos blocos de demanda, passando pelos processos de conversão até alcançar a parte inferior, que são os blocos de recursos energéticos. Este processamento é conhecido como sequência *down-pass* (ou *up-down*). Na sequência *up-pass* (ou *bottom-up*) são realizados os cálculos de preços a partir das informações de entrada dos blocos de recursos renováveis e não renováveis.

Na sequência *down-pass*, quando o modelo processa o fluxo de energia, as estimativas de preços previamente obtidas da sequência *up-pass* são usadas para determinar a competição entre as alternativas energéticas (isto é, a competição nas

conexões de entrada de um bloco de decisão). A participação de cada alternativa energética é estimada levando-se em conta o preço de um determinado energético em relação aos demais. Como a participação da energia depende de seus preços e estes por sua vez dependem da quantidade de combustível demandada, o módulo BALANCE utiliza processos de iteração para obter o equilíbrio entre preços e quantidades. As sequências de *up-pass* e *down-pass* são repetidas até que as diferenças dos fluxos de energia nas conexões da rede não se alterem entre uma iteração a outra dentro de um nível de tolerância especificado pelo usuário.

3 A MINERAÇÃO

3.1 CONTEXTO ECONÔMICO

As atividades econômicas podem ser classificadas em quatro setores de atividade (KENESSEY, 1987). As atividades de cada setor em uma economia nacional estão inter-relacionadas. A Tabela 2 apresenta uma breve descrição dos setores econômicos.

Tabela 2 – Divisão dos setores econômicos.

Setor	Descrição	Subsetores
Primário	Bens produzidos derivados da crosta terrestre, incluindo os extraídos de oceanos, lagos e rios.	Agricultura, silvicultura, pecuária, pesca e mineração
Secundário	Bens produzidos derivados do setor primário	Manufatura e construção
Terciário	Venda e distribuição dos bens produzidos dos outros setores	Transporte, serviços de energia e manutenção, venda e distribuição de produtos
Quaternário	Serviços financeiros, humanos e de informação	Serviços financeiros, de seguros e bancários, administração pública

Fonte: Adaptado de Kenessey (1987)

As atividades econômicas no Brasil são classificadas de acordo com a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), mantido pela Comissão Nacional de Classificação (CONCLA). Segundo o CNAE, o setor de mineração está inserido nas Indústrias Extrativas, juntamente com a extração de petróleo. As indústrias extrativas compreendem (CONCLA e IBGE, 2015):

- a) atividades de extração de minerais em seu estado natural: sólidos (carvão e outros minérios), líquidos (petróleo cru) ou gasosos (gás natural), podendo realizar-se em minas subterrâneas, a céu aberto ou em poços;
- b) atividades complementares de beneficiamento associado à extração, realizadas principalmente para melhorar a qualidade do produto e facilitar a sua comercialização, desde que o beneficiamento não altere as características físicas ou químicas dos minerais. São consideradas atividades de beneficiamento: trituração, classificação, concentração, pulverização, flotação, liquefação de gás natural, etc.

A mineração está inserida no setor primário, extraindo minerais metálicos (ferro, cobre, níquel, etc.) e não-metálicos (calcário, carvão, potássio, etc.). A mineração, ao contrário de todos os outros setores, possui uma restrição quanto ao seu local de implantação: as atividades minerárias devem ser implantadas próximas ao depósito mineral. Ferreira e Andrade (2010) caracterizam os empreendimentos do setor de mineração da seguinte forma:

- a) localização quase sempre próxima ao depósito mineral e, na maioria das vezes, distante dos centros urbanos;
- b) uso intensivo de capital e longo prazo de maturação;
- c) dimensionamento e processo de beneficiamento específico para limitação na disponibilidade do bem mineral impostas pelo sequenciamento da lavra.

A grande diversidade geomorfológica existente em seu território torna Minas Gerais uma das principais províncias minerais do mundo. O Estado é produtor de minerais metálicos (ferro, chumbo, zinco, etc.), não metálicos (areia, calcário, fosfato, etc.) e gemas (diamante, turmalina, berilo, etc.). Na Figura 6 é apresentado o mapa geológico e os principais depósitos minerais do Quadrilátero Ferrífero, em Minas Gerais.

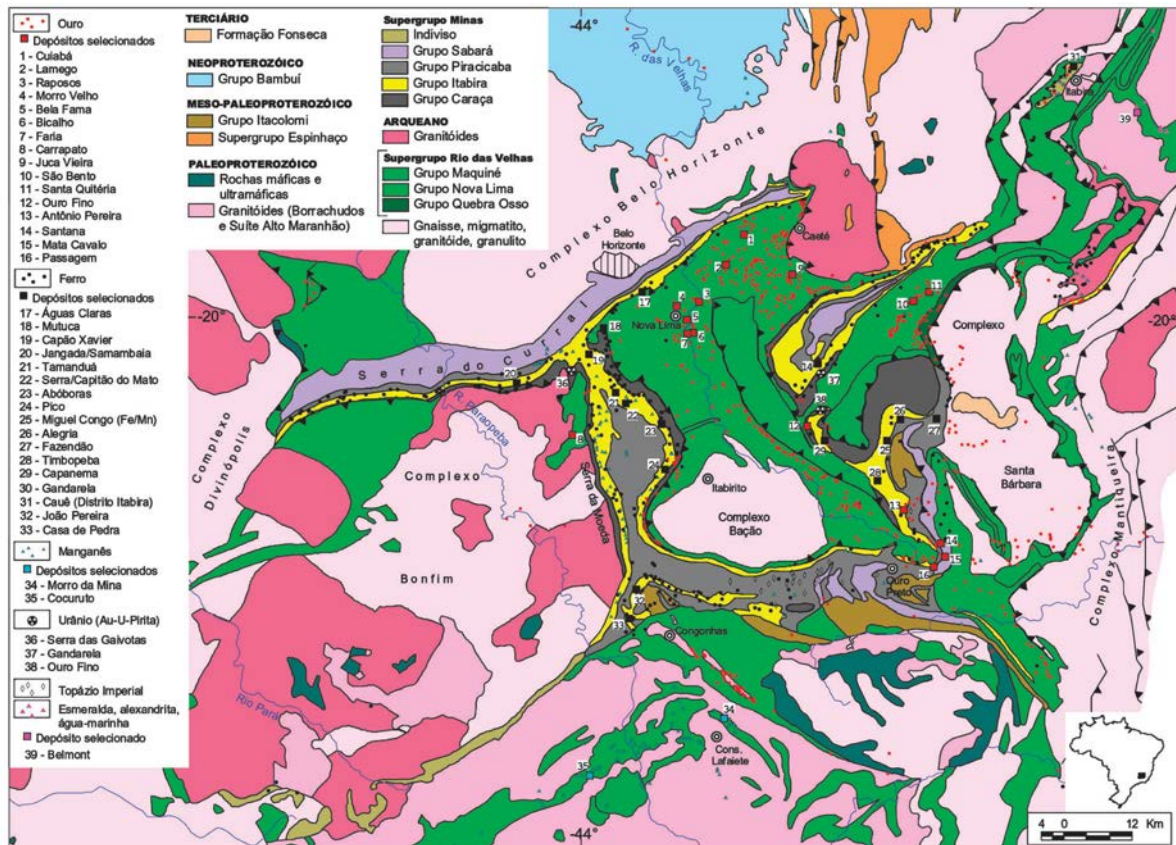


Figura 6 – Mapa geológico e depósitos minerais do Quadrilátero Ferrífero.
Fonte: CPRM (2003)

Segundo o Instituto Brasileiro de Mineração (IBRAM) (2015), mais de 300 minas estão em operação em Minas Gerais, assim como 40 das maiores minas do Brasil. Em 2014, Minas Gerais foi responsável pela totalidade da produção nacional de chumbo, lítio e zinco, 75% da produção de nióbio, 68% da produção de minério de ferro. A produção mineral bruta³ em Minas Gerais foi de 673,7 milhões de toneladas⁴, sendo que a produção de minério de ferro correspondeu a 62% do total (DNPM, 2015). A produção mineral beneficiada foi de 403,9 milhões de toneladas⁵, sendo que a produção de minério de ferro correspondeu a 69,6% do total (IBRAM, 2015).

³ É o minério bruto, obtido diretamente da mina, sem sofrer qualquer tipo de beneficiamento.

⁴ Excluindo-se rochas ornamentais, areia, e britas e cascalhos.

⁵ Excluindo-se rochas ornamentais, areia, britas e cascalhos, água mineral e gemas.

3.2 A HISTÓRIA DA MINERAÇÃO EM MINAS GERAIS

A história da ocupação do Estado de Minas Gerais está relacionada diretamente com a história da mineração. Os primeiros registros de atividades exploratórias estão ligados aos trabalhos dos bandeirantes, no século XVI, em busca de ouro e pedras preciosas (MINAS GERAIS, 2015). A mineração em Minas Gerais pode ser dividida em duas fases distintas: O ciclo do ouro e o ciclo do ferro.

3.2.1 O Ciclo do Ouro

A descoberta do ouro em Ouro Preto, Mariana, Sabará e Caeté deu início ao povoamento do estado e à primeira corrida minerária do Brasil, durante o século XVIII (CASTRO *et al.*, 2011). A extração do ouro durante o século XVIII, promoveu o rápido povoamento da região e a transformação da ocupação territorial brasileira (CASTRO *et al.*, 2011).

A extração do ouro foi marcada por duas épocas distintas: o aproveitamento dos depósitos secundários e o aproveitamento dos depósitos primários. Os depósitos secundários foram os primeiros a serem explorados, principalmente durante a primeira metade do século XVIII. A extração do ouro destes depósitos foi marcada pela utilização de técnicas rudimentares de lavra. A extração seguia o leito dos rios, retirando-se o ouro dos depósitos aluviais. Com a exaustão destes, os terraços próximos aos rios eram então lavrados. A exaustão destes depósitos, a partir da segunda metade do século XVIII, levou ao abandono das minas existentes e ao crescimento de outras atividades econômicas, como a agricultura e o comércio (RUCHKYS, 2007).

A exploração dos depósitos primários expandiu-se, com a introdução de novos métodos de lavra, principalmente pelos ingleses, após a abertura dos portos brasileiros ao comércio exterior em 1808. Entretanto, a descoberta de novos depósitos de ouro na África do Sul, Austrália, e Estados Unidos a partir da segunda metade do século XIX causou o declínio da produção de ouro brasileiro (RUCHKYS, 2007).

A produção de ouro ocorrida entre os anos de 1700 e 1770 em Minas Gerais foi equivalente à metade da produção mundial de ouro entre os séculos XVI e XVIII (CASTRO *et al.*, 2011).

3.2.2 O Ciclo do Ferro e do Aço

Paralelamente à extração de ouro, ocorria, de maneira incipiente, a extração do minério de ferro. A produção de minério de ferro durante o período colonial e do Império era utilizada para o abastecimento de pequenas forjas e fábricas (CASTRO *et al.*, 2011).

Segundo Ruchkys (2007), os primeiros incentivos à indústria siderúrgica nacional e à extração de minério de ferro ocorreram após a chegada da família Real ao Brasil. Com o apoio da Coroa, foram instaladas as três primeiras siderúrgicas nacionais: Real Fábrica de Ferro do Morro do Pilar (MG); Real Fábrica de Ferro de São João de Ipanema-Araçoiaba (SP); Fábrica de Ferro Patriótica em Congonhas (MG), durante a primeira década do século XIX.

A fundação da Escola de Minas de Ouro Preto, em 1876, impulsionou o desenvolvimento da pesquisa geológica nacional e o aproveitamento das jazidas existentes no Brasil (RUCHKYS, 2007). Outros marcos importantes para a história da produção de ferro e aço em Minas Gerais, foram a criação da Companhia Siderúrgica Belgo Mineira, em 1921, e a criação da Companhia Vale do Rio Doce em 1942 (CASTRO *et al.*, 2011). Na Figura 7 é apresentada uma linha do tempo com os principais acontecimentos do ciclo do ouro e do minério de ferro e aço em Minas Gerais.

O grande salto na produção de minério de ferro ocorreu após a Segunda Guerra Mundial, quando a produção brasileira de minério de ferro que, em 1945, foi de 0,45% da produção mundial, alcançou 10,20% em 1975 e 12,50% em 2012 (SALLES, 2013).

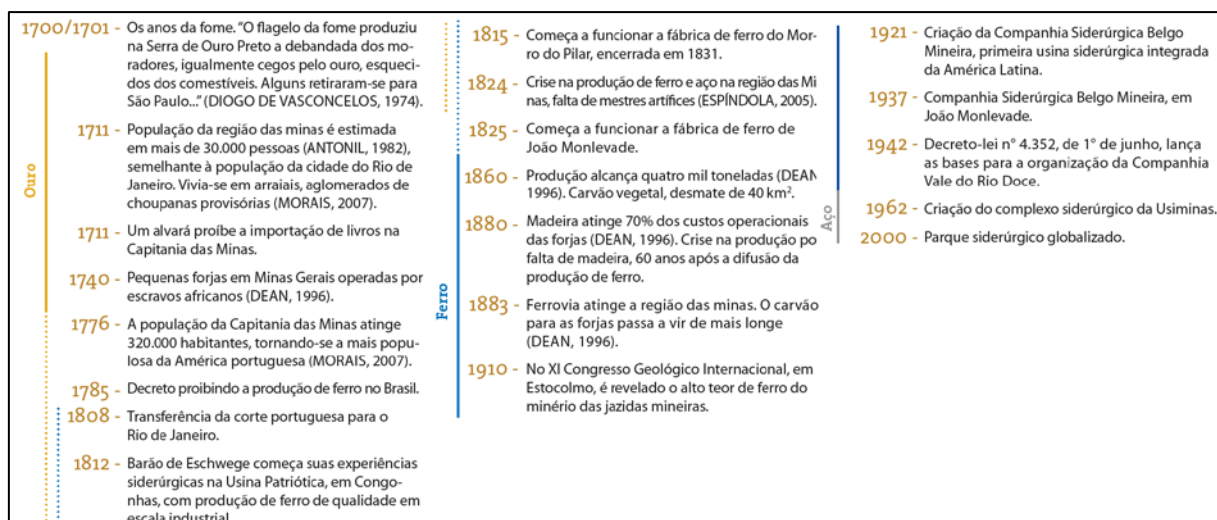


Figura 7 – Principais acontecimentos dos ciclos do ouro, ferro e aço.

Fonte: Castro, Júnior, & Lima, (2011)

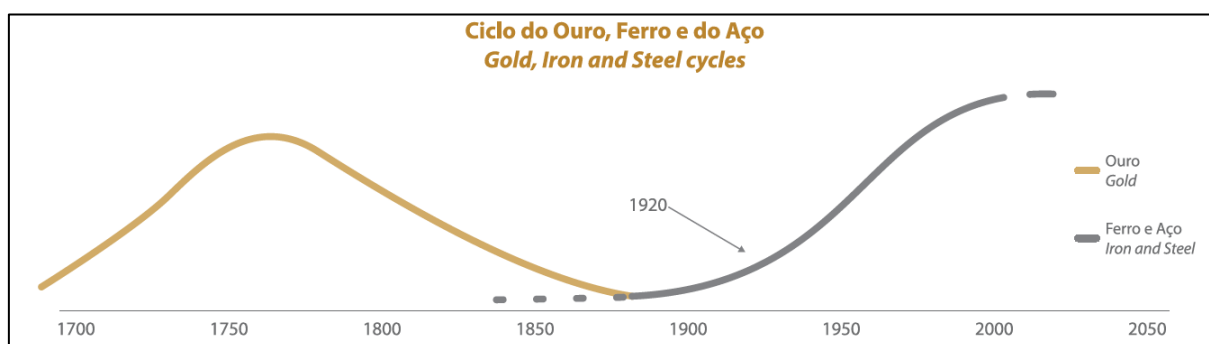


Figura 8 – Duração dos ciclos do ouro, ferro e aço.

Fonte: Castro, Júnior, & Lima, (2011)

Como exemplificado na Figura 8, o ciclo do ouro teve uma duração de aproximadamente 150 anos. O ciclo do ferro e do aço, no século XXI, aproxima-se de seu auge.

3.3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SETOR

O setor extrativo mineral contribuiu com 5,38% do PIB de Minas Gerais, em 2014. Entretanto, os bens minerais extraídos são utilizados em outros setores como as indústrias de transformação e de construção. A localização das indústrias siderúrgicas próximas às minas de minério de ferro ajuda na redução dos custos de produção. A indústria de construção, por sua vez, utiliza bens minerais, principalmente os chamados agregados da construção civil (areia, brita, etc.), extraídos de locais

próximos às construções. Desta maneira, considerando-se a participação destas indústrias, cerca de 23,28% do PIB de Minas Gerais está relacionado, direta ou indiretamente, à produção de bens minerais (FJP, 2016a).

Além da importância para a economia estadual, o setor de mineração é uma importante fonte de recursos financeiros para os municípios do Estado. A principal fonte de arrecadação para vários municípios mineiros é a Compensação Financeira pela Exploração de Recursos Minerais (CFEM), que no ano de 2014, resultou em R\$ 362,4 milhões para os municípios de Minas Gerais representando 46,9% do total arrecadado no país (DNPM, 2016). A CFEM é paga pelas mineradoras em decorrência da exploração de recursos minerais para a União, para o Estado e para o município produtor. A CFEM é calculada sobre o valor do faturamento líquido, após a venda do produto mineral. As alíquotas aplicadas variam de acordo com a substância mineral, sendo que para o minério de ferro ela é de 2%.

Segundo o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (2016), a CFEM arrecadada pelos municípios deve ser utilizada “em projetos, que direta ou indiretamente revertam em prol da comunidade local, na forma de melhoria da infraestrutura, da qualidade ambiental, da saúde e educação”. De uma maneira geral, os municípios que possuem empreendimentos minerais, apresentam maior desenvolvimento humano, devido à aplicação dos recursos da CFEM. Dos dez municípios mineiros com maior Índice Mineiro de Responsabilidade Social (IMRS), indicador equivalente ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) da Organização das Nações Unidas, sete possuem empreendimentos minerais como principal atividade econômica, como mostra a Tabela 3 a seguir (FJP, 2016a).

Tabela 3 – Índices socioeconômicos dos dez municípios mais bem avaliados no IRMS.

Posição	Município	Índice Mineiro de Responsabilidade Social (0 a 1)	Participação da extrativa mineral no VAF Municipal	% das ocupações formais no setor extrativo mineral (2013)	CFEM (2014)
1	Ouro Preto	0,717	74,80%	17,1%	R\$ 48.320.808
2	Itabirito	0,704	89,20%	11,4%	R\$ 67.067.901
3	Extrema	0,694	0,00%	0,0%	R\$ 7.997
4	Nova Lima	0,684	89,30%	12,9%	R\$ 106.732.702
5	Catas Altas	0,683	93,80%	11,1%	R\$ 11.720.400
6	Congonhas	0,679	58,40%	25,0%	R\$ 74.044.401
7	Itatiaiuçu	0,675	88,90%	57,8%	R\$ 20.893.222
8	São João Batista do Glória	0,674	0,00%	0,4%	R\$ 23.547
9	Pains	0,674	33,40%	11,7%	R\$ 1.270.351
10	Camanducaia	0,672	0,00%	0,1%	R\$ 0

Fonte: Adaptado de FJP (2016a)

Dos municípios listados na Tabela 3, somente Extrema, São João do Glória e Camanducaia, não possuem a mineração como principal atividade econômica. O Valor Adicionado Fiscal (VAF)⁶ é um indicador econômico-contábil utilizado pelo Governo do Estado de Minas Gerais para calcular o repasse de receita de impostos aos municípios, além de ser utilizado com um indicador do movimento econômico municipal (SEF, 2016).

Por meio da análise da Tabela 3, é possível perceber a importância da mineração para alguns municípios mineiros. Além da importância fiscal, o setor emprega, de maneira direta, uma parcela significativa da população dos municípios mineradores.

O setor empregou, em Minas Gerais, 62.186 trabalhadores, entre empregos diretos, terceirizados e cooperativados em 2014 (DNPM, 2015). O município com maior número de mão de obra empregada foi Itabira, com 10.430 trabalhadores. Além dos empregos gerados diretamente pela Indústria Extrativa Mineral, para cada empregado de carteira assinada no setor, são estimulados a criação de 13 outros empregos em empresas fornecedoras, subcontratados e em setores correlatos (metalurgia,

⁶ O VAF consiste no valor econômico/financeiro apurado a partir das operações realizadas com mercadorias ou produtos e/ou prestação de serviços de transportes (interestadual/intermunicipal/internacional) e de comunicação, realizadas por determinada empresa, num determinado ano civil. O VAF de um município corresponde ao valor que se acrescenta (adiciona) nas operações de entradas/saídas de mercadorias e/ou prestações de serviços de transporte e de comunicação em seu território, em determinado ano civil.

fundição, fabricação de insumos para fertilizantes, produção de materiais para a construção civil, entre outros) (IBRAM, 2014a). Desta forma, o estoque de trabalhadores, relacionados indiretamente à mineração, seria de 808.418 trabalhadores em Minas Gerais.

O setor extrativo mineral, é também um grande consumidor de energia. A demanda por energia elétrica, em 2014, foi de 621 mil tep e, por óleo diesel, de 105 mil tep. O setor foi o segundo maior consumidor de eletricidade, atrás apenas do setor residencial, e o terceiro maior consumidor de diesel, sendo o setor de transportes o primeiro e o setor agropecuário o segundo. Na Tabela 4 resumem-se os principais indicadores do setor de mineração.

Tabela 4 – Resumo dos indicadores do setor de mineração.

Indicador	Unidades	Valor
PIB Setorial	R\$ (milhões)	27.805
Produção Bruta	t (milhões)	674
Produção Beneficiada	t (milhões)	404
Consumo Energético para a produção bruta (diesel)	tep	105
Consumo Energético para a produção Beneficiada (eletricidade)	(milhares)	621
Empregos Diretos	-	62.186
PIB/Produção Bruta	R\$/t	41
PIB/Produção Beneficiada	R\$/t	69
PIB/Demanda Energética	R\$/tep	264.810
Produção Bruta/Demanda energética	t/tep	6.416
Produção Beneficiada/Demanda energética	t/tep	650

Fonte: Adaptado de DNPM (2016), CEMIG (2015)

3.4 PROCESSO INDUSTRIAL

O processo de extração de um bem mineral do subsolo requer a extração do mesmo do solo ou subsolo, e, dependendo do mineral, etapas subsequentes de beneficiamento para a remoção de impurezas ou adequação granulométrica. De uma maneira geral, segue a descrição sucinta das duas grandes etapas de produção de um bem mineral, a lavra e o beneficiamento.

3.4.1 Lavra

A lavra é o processo de retirada do bem mineral de um depósito mineral próximo à superfície ou subterrâneo. Os métodos de lavra são divididos em: lavra a céu aberto e lavra subterrânea. Segundo Nelson (2011) a escolha do método é realizada levando-se em conta os seguintes fatores:

- a) Tamanho, forma e profundidade do depósito;
- b) Condições de estrutura geológicas e geomecânicas;
- c) Produtividades e as capacidades do maquinário;
- d) Disponibilidade de força de trabalho experiente;
- e) Requisitos de capital e custos operacionais;
- f) Recuperações do minério e receitas;
- g) Segurança e lesões;
- h) Impactos ambientais, durante e depois da mineração;
- i) As necessidades de restauração e recuperação e custos; e
- j) As expectativas sociais e culturais.

Em Minas Gerais, o único método utilizado para a lavra do minério de ferro é o “a céu aberto”. A lavra a céu aberto pode ser subdividida em quatro operações unitárias: perfuração e desmonte, carregamento, transporte, e serviços auxiliares. Na Figura 9, é apresentada uma representação da sequência das etapas de lavra.

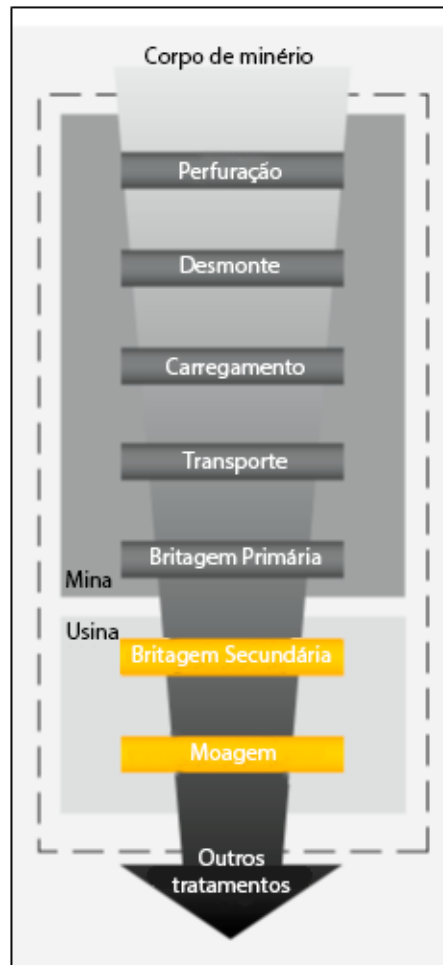


Figura 9 – Representação esquemática das etapas de lavra de um bem mineral.
Fonte: Adaptado de Atlas Copco (2012)

3.4.1.1 Perfuração e Desmonte

A perfuração e o desmorte são as duas primeiras das quatro principais fases no ciclo de produção de uma mina a céu aberto e é o método mais comum de quebra da rocha. Outros métodos de quebra de rocha, como a quebra mecânica, geralmente não são competitivos em termos de taxa de produção ou economicamente para rochas duras (Wethrelt e Wielen, 2011). A perfuração é a etapa na qual são realizados os furos na rocha para a introdução dos explosivos. O desmorte é a fragmentação da rocha por meio do uso de explosivos. Na Figura 10 é apresentado um exemplo de uma malha de perfuração.

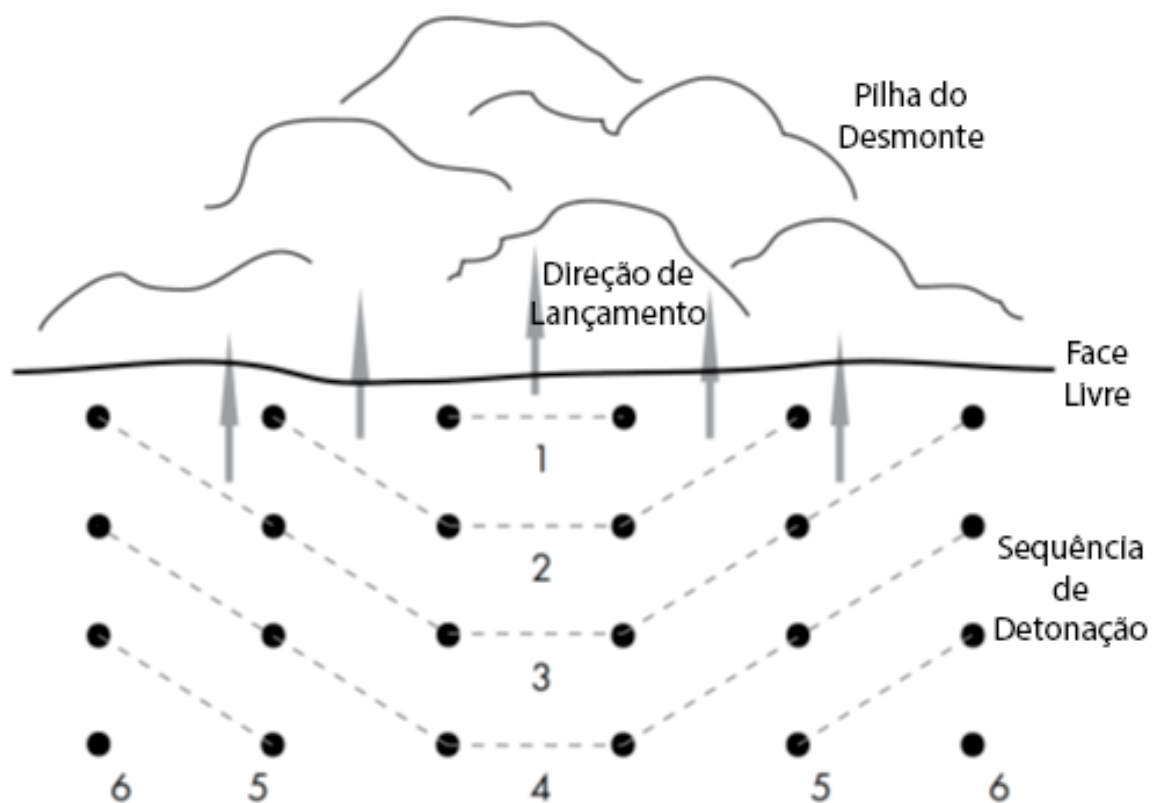


Figura 10 – Exemplo de uma malha de furação.
Fonte: Adaptado de Wethrelt e Wielen (2011)

3.4.1.2 Carregamento

O carregamento é a etapa de retirada do material previamente fragmentado e o consequente carregamento em caminhões fora-de-estrada ou correias transportadoras até a usina ou pilhas de estéril. Na Figura 11 é apresentado um esquema da etapa de carregamento.

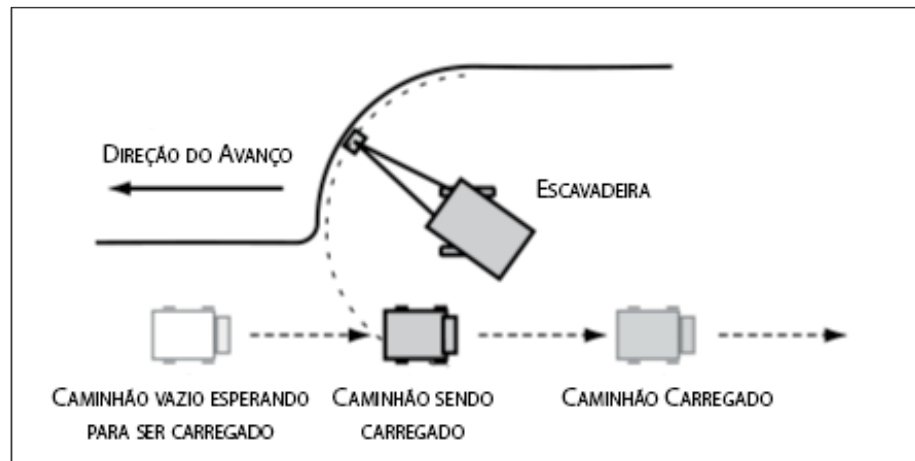


Figura 11 – Carregamento de um caminhão fora-de-estrada.
Fonte: Adaptado de Wethrelt e Wielen (2011)

3.4.1.3 Transporte

É a etapa de transporte do material fragmentado até uma pilha próxima a usina ou um britador próximo da frente de lavra através de caminhões ou correias transportadoras.

3.4.1.4 Serviços auxiliares

Refere-se a todas as operações de suporte da mina como bombeamento de água, aspersão de água, distribuição de energia e combustível, etc.

3.4.2 Beneficiamento

O beneficiamento mineral é a etapa de separação e concentração do bem mineral de interesse. Para o minério de ferro são utilizadas quatro etapas para a produção do concentrado: a fragmentação, a classificação, a concentração e a separação sólido-líquido. Na Figura 12 é apresentado o fluxograma típico do beneficiamento de um bem mineral qualquer.

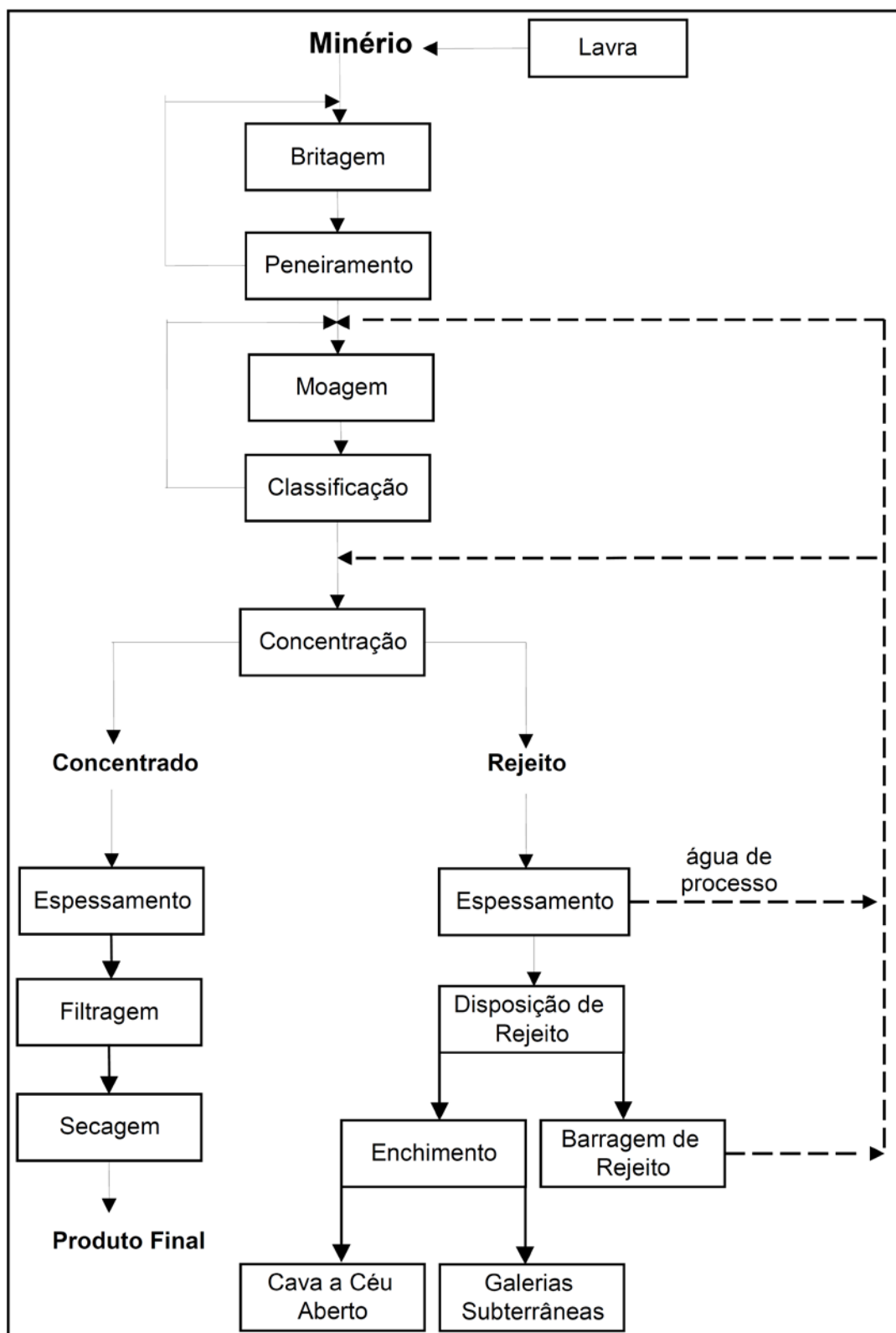


Figura 12 – Fluxograma típico do beneficiamento de um bem mineral.
Fonte: LUZ e LINS (2010)

3.4.2.1 Fragmentação

A primeira etapa do processamento de um bem mineral é a redução do tamanho das partículas, processo conhecido como cominuição. A finalidade do processo de cominuição é tripla: libertar minerais valiosos da matriz de minério, aumentar a área de superfície para obter alta reatividade superficial e facilitar o transporte de partículas de minério entre as operações subsequentes. A cominuição é realizada com a utilização de britadores e moinhos. A etapa de fragmentação é a etapa de produção com o maior consumo de energia. O elevado consumo de energia é resultado da baixa eficiência dos processos de quebra de uma partícula mineral, a eficiência de um moinho, por exemplo, é de 1% (GALLERY;VALADÃO;VIANA; *et al.*, 2007).

3.4.2.2 Classificação

Os produtos cominuídos exigem a classificação por tamanho de partícula, de forma a adequar a granulometria dos produtos do processo de beneficiamento, sejam eles finais ou intermediários. A separação pode ser realizada com o uso de peneiras ou por equipamentos de classificação em meio fluido. As peneiras são utilizadas para a separação de partículas grosseiras até partículas de cerca de 250 μm . Os equipamentos de classificação são utilizados para a separação de partículas menores, aproveitando as diferenças de comportamento exibidas pelas partículas em um meio fluido como a água (GALLERY;VALADÃO e MONTENEGRO, 2007).

3.4.2.3 Concentração

A concentração é a etapa na qual os diferentes minerais presentes são separados com o objetivo de aumentar a presença da espécie de interesse no produto final. A concentração é realizada aproveitando-se as diferentes propriedades físico-químicas dos minerais existentes. No beneficiamento do minério de ferro, as propriedades magnéticas, a densidade e as propriedades das interfaces (flotação), são usados extensivamente (PERES *et al.*, 2007).

3.4.2.3.1 *Concentração gravimétrica*

Os meios de concentração gravimétrica, utilizam a diferença da densidade entre as partículas e o seu comportamento em um meio fluido para atingir a separação entre elas. Nesta etapa, são utilizados jigues, e espirais concentradoras, por exemplo.

3.4.2.3.2 *Concentração magnética*

As diferenças na susceptibilidade magnética dos minerais são utilizadas para a separação entre as partículas. No caso do minério de ferro, a separação ocorre devido a característica paramagnética da hematita e diamagnética do quartzo.

3.4.2.3.3 *Concentração por flotação*

As propriedades de superfície dos minerais (composição e carga elétrica) são utilizadas para diferenciar as espécies presentes em um meio fluido. A flotação é a única etapa na qual é possível controlar a característica diferenciadora da partícula mineral, através do controle de pH e/ou adição de aditivos químicos no meio.

3.4.3 **Separação sólido-líquido**

A maioria das operações de processamento mineral de minério de ferro são conduzidas na presença de água. A separação sólido-líquido, promove: a recuperação da água, preparação de polpas para as etapas subsequentes ou transporte, a secagem do concentrado final e preparação dos rejeitos para a destinação final. A separação sólido-líquido utiliza diversos equipamentos, como espessadores, filtros, peneiras, entre outros. (VALADÃO, 2007)

4 PLANEJAMENTO ENERGÉTICO DO SETOR DE MINERAÇÃO

Este capítulo descreverá a aplicação da metodologia de planejamento energético, descrita anteriormente, para o Setor de Mineração de Ferro no Estado de Minas Gerais.

4.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho de planejamento energético é a elaboração de um estudo prospectivo da evolução do balanço entre a oferta e a demanda de energia no longo prazo para o Setor Mineração de Ferro no Estado de Minas Gerais.

Espera-se que este estudo possa contribuir para o planejamento energético do estado. Após o término do estudo, tem-se uma visão do setor com dados de suas fontes, processos de conversão e consumo de energia e cenários futuros, informações fundamentais para as futuras análises sobre a questão.

4.2 ABORDAGEM

Como dito anteriormente, o estudo focará no Setor de Mineração de Ferro, no Estado de Minas Gerais. Procurou-se obter o maior detalhamento possível, de acordo com as informações disponíveis. O estudo será de longo prazo, entre os anos de 2014 a 2035. O ano base escolhido para o estudo foi o de 2014, por conter os dados mais recentes e confiáveis necessários para a elaboração do estudo. Procurou-se obter o maior detalhamento possível, de acordo com as informações disponíveis.

4.2.1 Caracterização do ano base

A demanda total de energia em Minas Gerais em 2014 alcançou 38,4 milhões de tep, valor equivalente a 12,5% da demanda total de energia no Brasil (CEMIG, 2016). Na Figura 13, é mostrado o balanço global de energia em 2014.

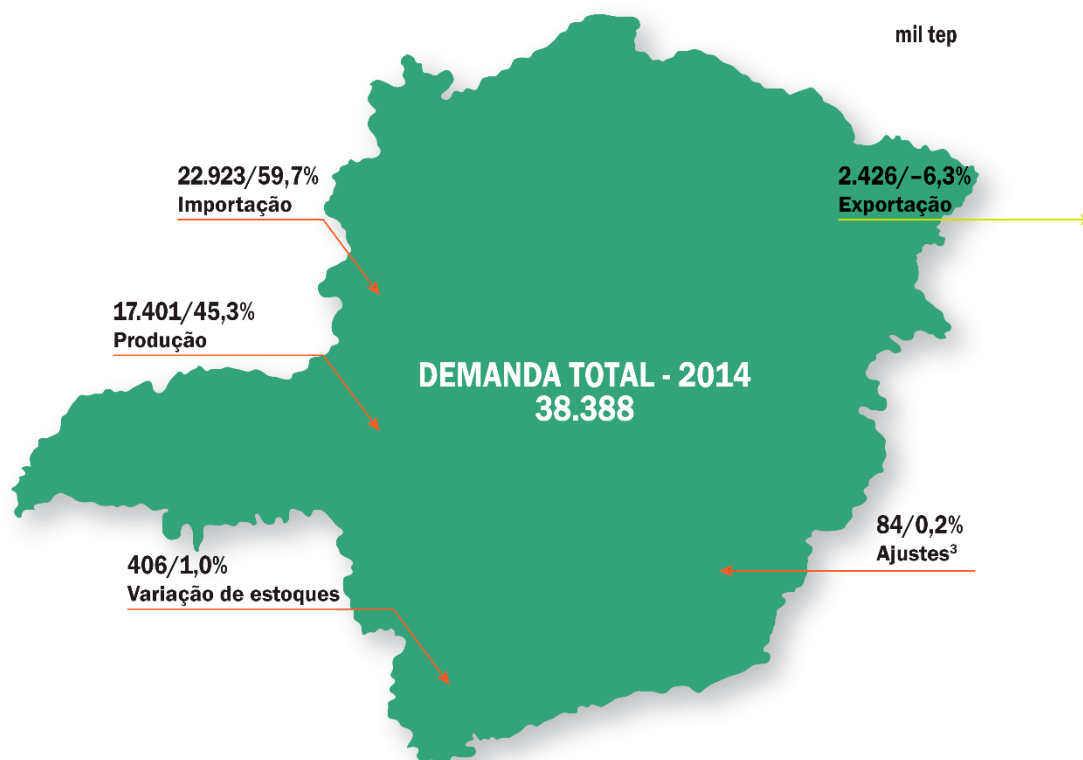


Figura 13 – Balanço global de energia em Minas Gerais no ano de 2014.
Fonte: CEMIG (2016)

A importação de energéticos em Minas Gerais é decorrente, principalmente, da importação de combustíveis fósseis (petróleo e carvão mineral). A exportação inclui a energia elétrica e alguns derivados de petróleo (CEMIG, 2016).

As fontes de energia com a maior demanda no Estado em 2014, foram de origem fóssil (petróleo, gás natural e derivados) equivalendo a 39,8% da demanda total. Em segundo lugar, veio a lenha e derivados, com 18,2% do total e, em terceiro lugar vieram os derivados de cana-de-açúcar, com 16,3% do total; a energia hidráulica aparece em quarto lugar com 13,4% da demanda total; as outras fontes correspondem a 12,3% do total (CEMIG, 2016). Na Figura 14, é apresentada a demanda por energia por fonte.

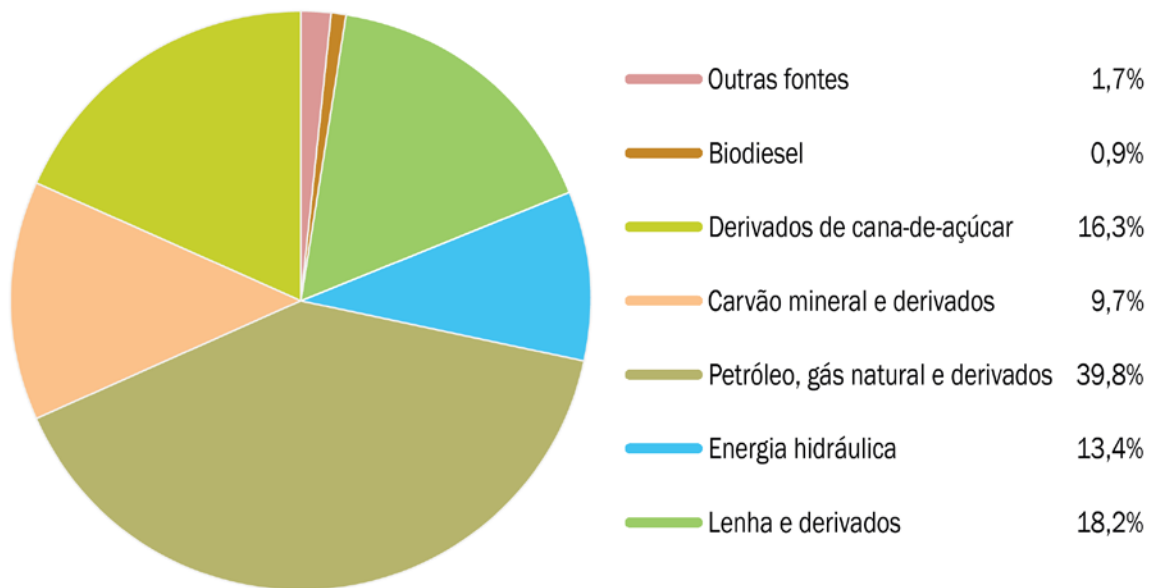


Figura 14 – Demanda de energia por fonte em Minas Gerais em 2014.
Fonte: CEMIG (2016)

O setor com a maior demanda, em 2014, foi o Industrial, com o equivalente a 61,1% da demanda total; em segundo lugar, o setor de transportes, com o equivalente a 26,4% do total; os outros setores e as perdas equivalem a 12,5% do total. Na Figura 15, é apresentada a demanda por energia por fonte.

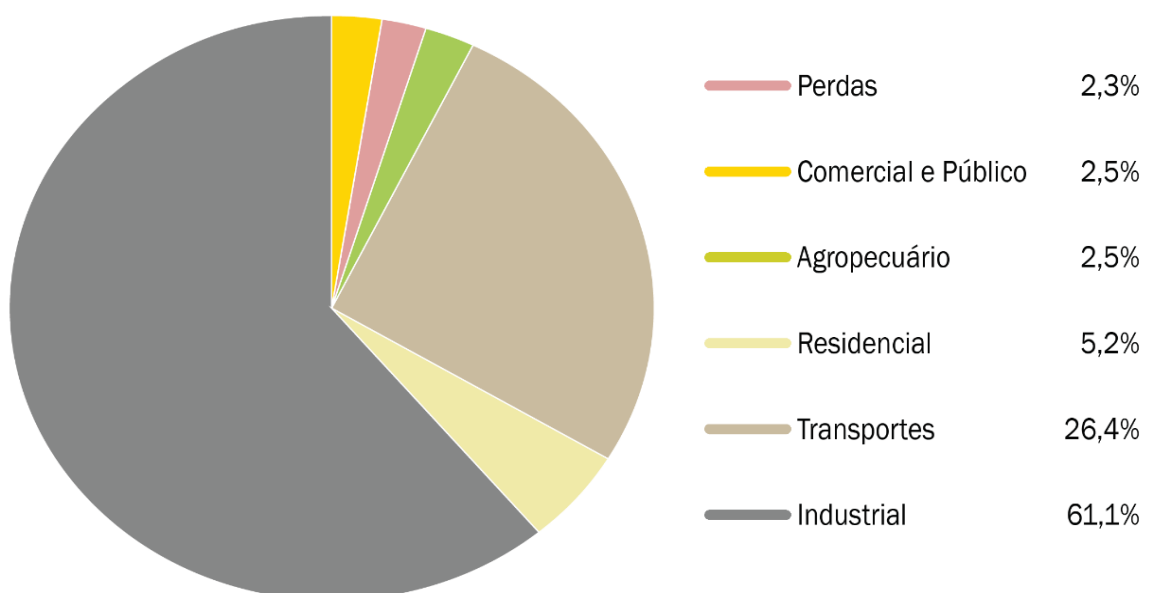


Figura 15 – Demanda de energia por fonte em Minas Gerais em 2014.
Fonte: CEMIG (2016)

A distribuição do consumo por subsetor do setor industrial está mostrada na Figura 16. O principal consumidor de energia no setor industrial foi a siderurgia integrada, com 37,5% do total. O setor de mineração e pelotização foi o quinto maior consumidor com 6,6% do total.

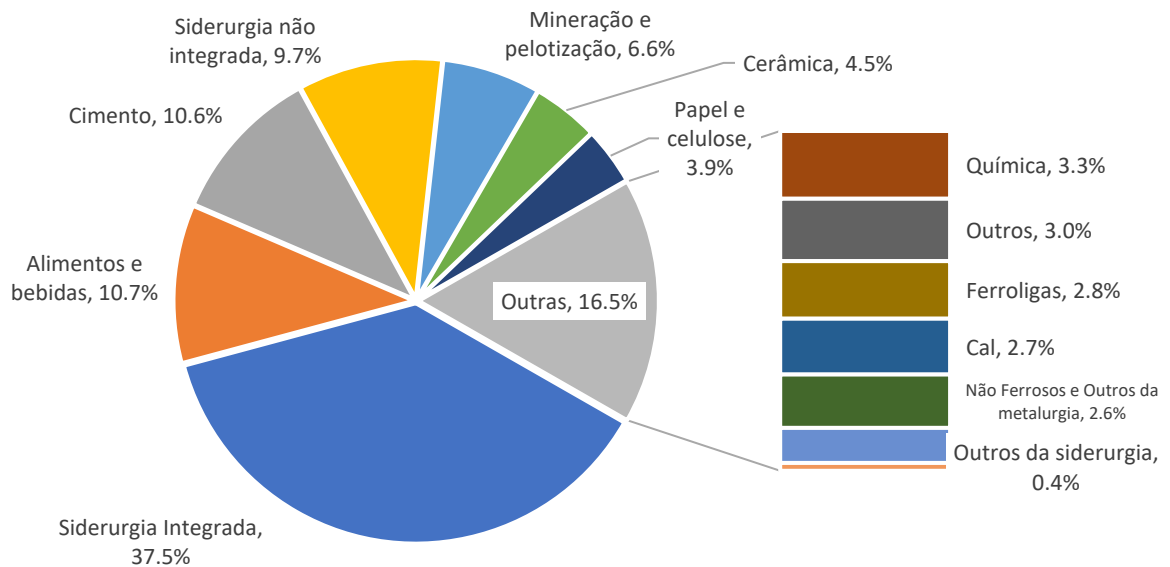


Figura 16 – Demanda por subsetor industrial em Minas Gerais em 2014.
Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

A distribuição da energia consumida por fonte energética no setor mineração está mostrada na Figura 17.

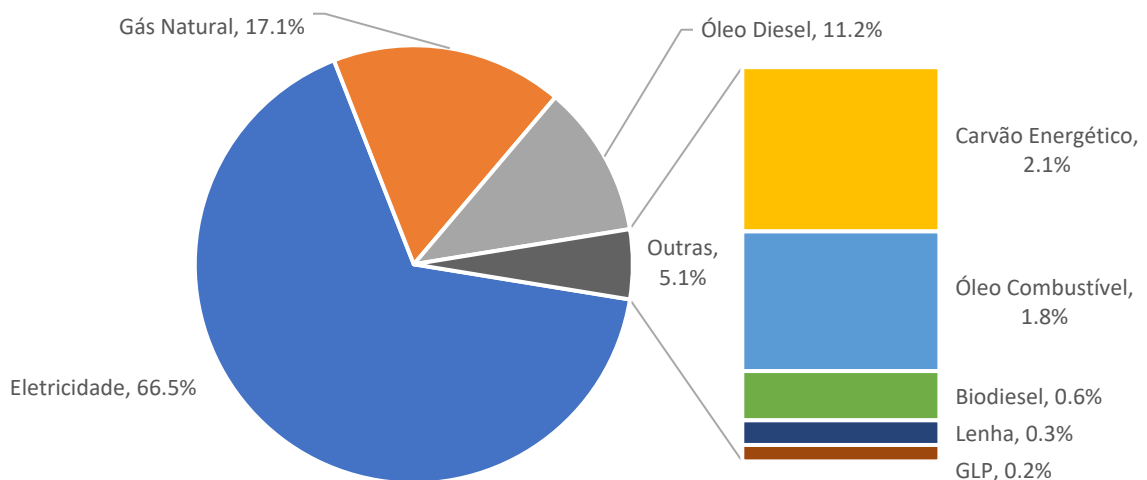


Figura 17 – Setor de Mineração por fonte energética em Minas Gerais em 2014.
Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

Os três principais energéticos para o setor de mineração, em 2014, foram a eletricidade, com 66,5% do total. O gás natural veio em seguida, com 17,1% do total seguido pelo óleo diesel com 11,2% do total; as outras fontes corresponderam a 5,1% do total.

4.3 ESCOLHA DO PROCESSO DE ANÁLISE

Optou-se pela utilização do modelo ENPEP para análise do balanço entre oferta e demanda de energia. Esta opção foi feita, pelo fato de o modelo já ter sido utilizado pela CEMIG em seu estudo de planejamento energético, em 1997, além de ter sido utilizado em dissertações envolvendo o tema planejamento energético, orientadas no Curso de Ciências e Técnicas Nucleares (CCTN) da UFMG, como, por exemplo, estudos de planejamento energético para os setores residencial e de transportes. A versão do ENPEP-BALANCE usada neste trabalho é distribuída pela AIEA, de onde foi obtida pelo Departamento de Engenharia Nuclear (DEN) da Escola de Engenharia da UFMG.

As informações necessárias para este estudo incluem fatos econômicos que indiquem o comportamento futuro da produção do setor, os recursos energéticos disponíveis, as capacidades de produção, as tecnologias de energia atuais e emergentes ao longo do horizonte de estudo, os preços, entre outros. São necessárias ainda as projeções de preços, de demanda e da evolução da capacidade instalada, todas necessárias à aplicação do modelo ENPEP-BALANCE.

4.4 REALIZAÇÃO DA ANÁLISE

A análise, será realizada com a utilização do modelo ENPEP-BALANCE. Serão utilizados os dados da produção de minério de ferro, demanda de energia, preço da energia e projeções da taxa de crescimento de preços da energia e produção de minério de ferro. Os dados são utilizados para realizar o balanço oferta/demanda ao longo do horizonte do estudo.

Uma das etapas mais importantes para um estudo de planejamento energético, é a criação de uma base de dados confiável e consistente. É a partir da base de dados que as análises serão realizadas e as projeções desenvolvidas. O ano base escolhido

para o estudo foi o de 2014, por conter os dados mais recentes e confiáveis necessários para a elaboração do estudo.

4.4.1 Análise econômica

O foco desta análise está nos aspectos gerais de desenvolvimento socioeconômico como, por exemplo, PIB; o Valor Adicionado Bruto (VAB) do setor Mineral, metas e objetivos de crescimento; política de desenvolvimento; estruturas institucionais e aspectos sociais/culturais que têm influência sobre a energia.

O PIB é um dos principais indicadores do nível de atividade econômica de um país ou região. O PIB é formalmente definido como o valor monetário de todos os bens e serviços finais produzidos internamente em um determinado espaço de tempo.

A economia de Minas Gerais apresentou, em 2014, um PIB de R\$ 516,6 bilhões a preços correntes. Este valor representa um crescimento de 5,9% em relação ao ano de 2013. O PIB de Minas Gerais foi o equivalente a 8,9% do PIB do Brasil (FJP, 2016a). O crescimento é explicado pela elevação dos preços de bens e serviços finais produzidos no Estado. Entretanto, apesar do crescimento do valor nominal do PIB, ao se analisar o produto real criado pela atividade econômica, a economia mineira apresentou uma retração real de 0,7%, em relação a 2013. A retração foi motivada, entre outros motivos, pela queda do preço internacional do minério de ferro, sendo este um dos principais produtos da economia de Minas Gerais.

A evolução do PIB nacional e de Minas Gerais, da taxa de crescimento real do PIB mineiro e da participação de Minas Gerais no PIB brasileiro, está apresentada na Tabela 5 e na Figura 18.

Tabela 5 – PIB brasileiro e mineiro, taxa de crescimento real do PIB mineiro e participação de Minas Gerais no PIB brasileiro entre 2009 e 2014.

	R\$ (10 ⁶)					
PIB	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Brasil	3.333.039	3.885.847	4.376.382	4.814.760	5.331.619	5.778.952
Minas Gerais	287.444	351.123	400.125	442.283	488.005	516.634
Δ MG	-3,9%	9,1%	2,5%	3,3%	0,5%	-0,7%
MG/BR	8,62%	9,04%	9,14%	9,19%	9,15%	8,94%

Fonte: Adaptado de FJP (2016b); IBGE (2016)

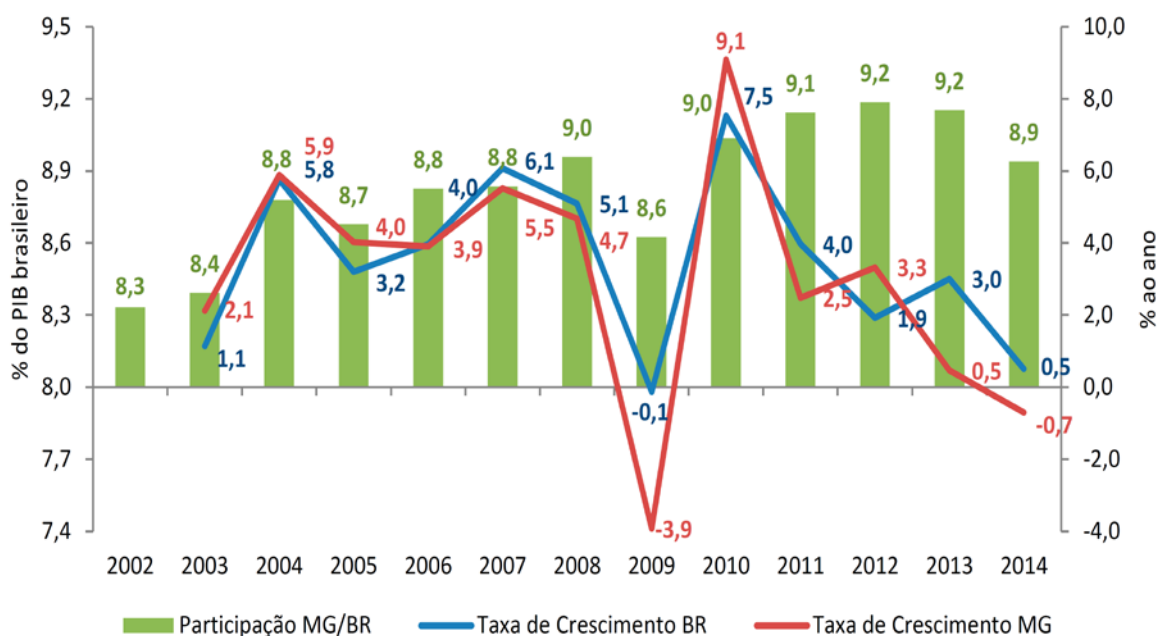


Figura 18 – Participação de Minas Gerais no PIB brasileiro e taxas de crescimento real do PIB (%) – Minas Gerais e Brasil – 2002-2014.

Fonte: FJP (2016b)

É possível perceber, através da análise da figura, que as economias brasileira e mineira apresentam o mesmo padrão de crescimento, embora não na mesma magnitude. Isso ocorre pela interligação existente entre as economias estaduais e a federal. O PIB de Minas Gerais apresentou, entre os anos de 2009 a 2013, uma taxa de crescimento média de 1,79% aa. (FJP, 2016b). Segundo dados da Fundação João Pinheiro (FJP) (2016b), o setor extrativo mineral participou com 5,4% do valor adicionado bruto total de Minas Gerais, com um valor adicionado de R\$ 27,8 bilhões em 2014. As vendas do setor mineral totalizaram, em Minas Gerais, R\$ 45,3 bilhões, sendo a principal substância o ferro, com vendas de R\$ 35,8 bilhões em 2014 (DNPM, 2015).

Segundo dados do Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior (AliceWeb) da Secretaria de Comércio Exterior, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, a exportação de minério de ferro extraído em Minas Gerais foi responsável por cerca de 11,5% do valor total de exportações do Brasil em 2014 e 41,7% das exportações de Minas Gerais (AliceWeb, 2016). Minas Gerais é, neste contexto, o mais importante estado minerador do país, sendo responsável por

aproximadamente 47,4% das exportações de minério de ferro e de 55,7% de ouro do Brasil (IBRAM, 2015). Na Figura 19, é apresentada a participação dos setores produtivos na composição do PIB de Minas Gerais.

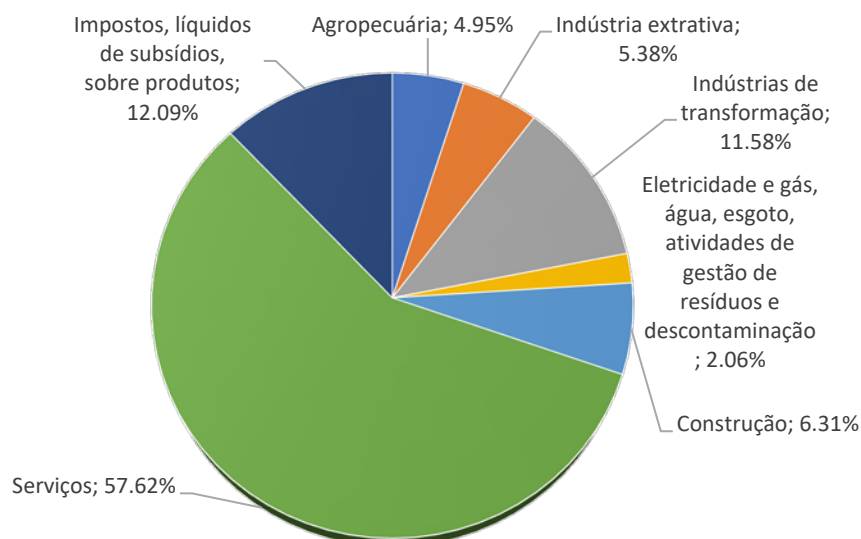


Figura 19 – Participação dos setores produtivos no PIB de Minas Gerais em 2014.
Fonte: Adaptado de FJP (2016b)

O VAB⁷ do setor extrativo mineral, apresentou um forte crescimento a partir do ano de 2010. A taxa de crescimento real médio, se observado nos últimos 9 anos, para o setor extrativo mineral é de 3,95% a.a. Na Tabela 6 e 7 são apresentados, respectivamente, o VAB do setor extrativo mineral e sua participação no PIB de Minas Gerais, e a taxa de crescimento real do VAB ano a ano.

Tabela 6 – VAB do setor mineral e sua participação no PIB de Minas Gerais entre 2009 a 2014 em valores correntes.

Ano	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
VAB	4.085	3.836	7.577	4.656	17.259	26.077	27.017	32.059	27.805
% do PIB	1,92%	1,60%	2,72%	1,62%	4,92%	6,52%	6,11%	6,57%	5,38%

Fonte: Adaptado de FJP (2016b)

⁷ O VAB é o resultado monetário entre o valor da produção de um setor menos os custos de produção e serviços consumidos. Desta maneira o VAB representa o resultado final de uma determinada atividade produtiva.

Tabela 7 – Taxa de crescimento real do VAB do setor extrativo mineral em Minas Gerais.

Período	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Taxa Real do VAB	10,83%	12,92%	0,41%	-25,58%	39,12%	2,00%	-0,40%	-5,46%	1,73%

Fonte Adaptado de FJP (2016)

Além do aumento da produção, os preços internacionais do minério de ferro aumentaram significativamente, passando de US\$ 105,25 por tonelada em dezembro de 2009 para US\$ 168,53 por tonelada em dezembro de 2010 (IMF, 2016). A variação dos preços do minério de ferro, é o principal motivo da grande variação do VAB do setor extrativo mineral (FJP, 2016b). A Figura 20 apresenta o histórico de preços do minério de ferro.

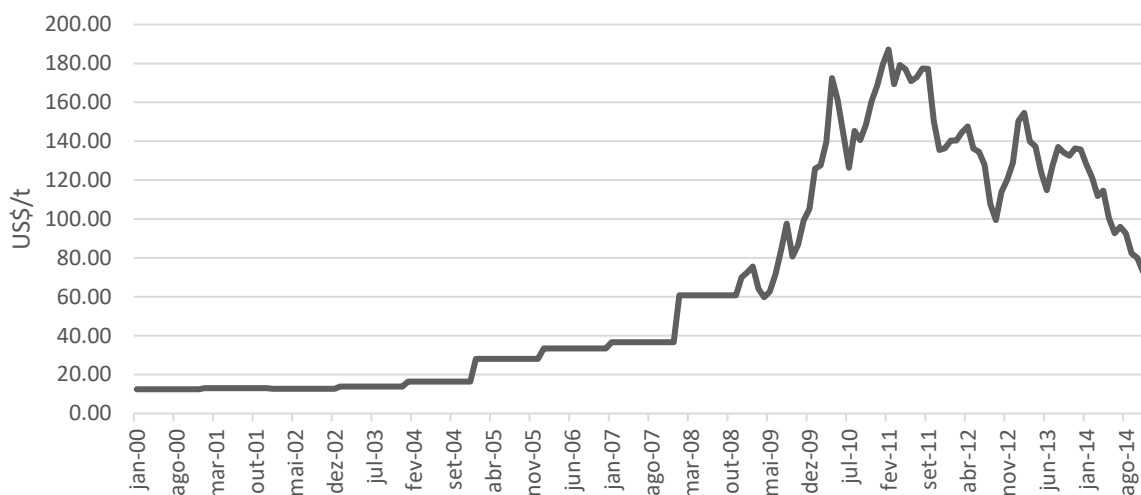


Figura 20 – Histórico de preços do minério de ferro no mercado internacional.

Fonte: Adaptado de IMF (2016)

As principais empresas produtoras de minério de ferro no Brasil em 2014 foram a Vale, Samarco e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e, juntas, foram responsáveis por 84,5% da produção de minério de ferro nacional (DNPM, 2016b). Em Minas Gerais, a produção bruta de minério de ferro foi de 420,1 milhões de toneladas, o equivalente a 62,3% da produção mineral não beneficiada em Minas Gerais. Na Figura 21 são mostradas as exportações de minério de ferro originadas de Minas Gerais entre 1997 e 2014.

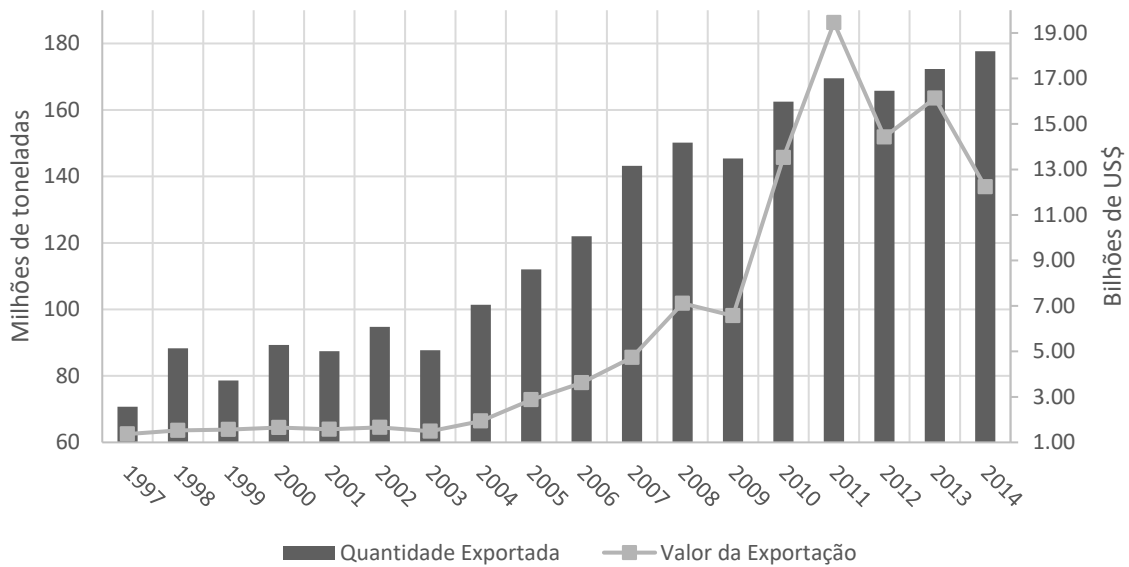


Figura 21 – Volume e valor de minério de ferro exportado entre 1997 a 2014.
Fonte. Adaptado de SCE (2016)

Mesmo com a queda dos preços do minério a partir de 2012, a exportação de minério de ferro continua com uma tendência de crescimento a curto prazo devido à necessidade do entendimento de contratos de longo prazo entre as mineradoras e as siderúrgicas estrangeiras.

4.4.1.1 Produção de minério de ferro

A produção de minério de ferro em Minas Gerais representou 62,36% da produção de mineral total do Estado em 2014. Das três maiores produtoras, somente a CSN possui foco de produção no mercado interno, sendo que o minério produzido é consumido principalmente pela Siderúrgica Presidente Vargas, da própria CSN (NATIONAL STEEL CO, 2015). A Vale e a Samarco possuem foco no mercado externo. Em 2014, 83% da produção de minério de ferro foi destinado ao mercado externo, sendo o maior consumidor a China, com 50% da produção total (VALE, 2015a).

Para o futuro, a produção de minério de ferro em Minas Gerais apresenta uma tendência de crescimento. Projetos como o Sistema Minas-Rio da Anglo American, que possui uma capacidade de produção de minério beneficiado de 26,5 milhões de toneladas por ano, servem como base para a expansão da produção mineral futura (ANGLO AMERICAN, 2016b). A Vale possui dois projetos para o aproveitamento de minérios itabiritos de baixo teor, são eles: Conceição Itabiritos II e Cauê Itabiritos. Os

projetos possuem capacidade conjunta de 33 milhões de toneladas anuais e previsão de início das operações em 2015 (VALE, 2015a).

É importante ressaltar que, mesmo com o acidente e desastre ecológico ocorrido na Barragem do Fundão em novembro de 2015, da Samarco, a produção de minério deve permanecer estável no curto prazo. Após o rompimento da barragem, a produção na Samarco foi paralisada, assim como a operação em algumas minas e usinas da Vale que também foram afetadas pelo acidente. Entretanto, no caso da Vale, ela planeja aumentar a produção em outras minas para compensar a queda na produção (VALE, 2015a). Outro fator que tende a manter o nível de crescimento estável, é a previsão do Sistema Minas-Rio, da Anglo American, alcançar o nível de produção comercial em 2017 (ANGLO AMERICAN, 2016b). A CSN também planeja aumentar a capacidade de produção da mina de Casa de Pedra de 26 para 40 milhões de toneladas ano (NATIONAL STEEL CO, 2015).

A tendência de crescimento deve ser mantida devido à expansão da demanda global de aço. Segundo a companhia Rio Tinto (2015), a expansão da demanda global de aço deve demandar 3 bilhões de toneladas de minério de ferro em 2030, o que equivaleria a uma taxa de crescimento anual de 2% na demanda por minério. Este aumento ocorrerá mesmo com a estabilização da demanda da China, neste caso, o aumento da demanda ocorrerá pelo crescimento da urbanização e industrialização da Índia e de outros países asiáticos (BARTHOLOMEW, 2016)

A taxa de crescimento anual da produção de minério de ferro entre os anos de 2006 e 2014 foi de 2,74% a.a. para Minas Gerais. Os percentuais e a produção mineral de Minas Gerais estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Produção mineral bruta de Minas Gerais e participação do minério de ferro.

Ano	Produção Total (t)	Produção Fe (t)	%Fe
2006	481.697.047	310.446.158	64,45%
2007	526.813.312	365.453.006	69,37%
2008	539.715.904	345.254.695	63,97%
2009	500.467.246	294.148.537	58,77%
2010	517.645.070	359.164.147	69,38%
2011	582.607.857	363.766.732	62,44%
2012	620.757.154	383.312.781	61,75%
2013	575.350.590	387.726.902	67,39%
2014	673.697.675	420.089.202	62,36%

Fonte: Adaptado de DNPM (2015)

A queda abrupta da produção de minério de ferro ocorrida em 2009, 50 milhões de toneladas em relação a 2008, foi em função da crise econômica de 2008-2009.

4.4.1.1.1 *Exaustão das reservas*

A projeção de produção futura de um bem mineral deve considerar a exaustão dos depósitos minerais. Para as diversas minas de minério de ferro em operação no Estado de Minas Gerais, a exaustão projetada ocorrerá entre os anos de 2022 (Minas do Meio da Vale) e 2060 (Projeto Minas-Rio da Anglo American) (VALE, 2015a; ANGLO AMERICAN, 2016a). É importante ressaltar que tanto as reservas minerais quanto a vida útil das minas, são baseadas em premissas sobre a partir de quais preços os depósitos podem ser economicamente aproveitados. Preços elevados de venda do minério estimulam o aproveitamento de depósitos com baixos teores, enquanto preços baixos podem ocasionar o fechamento de minas com custos de produção elevados.

As reservas minerais são classificadas no Brasil, do maior para o menor grau de medida da jazida, em Medidas, Indicadas e Inferidas. As dimensões da Reserva Medida são calculadas baseando-se em estudos de campo (sondagem, galerias, trincheiras, etc.) pormenorizados. O volume ou tonelagem do minério na Reserva Indicada são calculados a partir de medições específicas, dados de produção, ou parcialmente por extrapolação baseada em evidências geológicas. A reserva Inferida é calculada com base no conhecimento da geologia e poucos trabalhos de pesquisa. Não oficialmente existe ainda a Reserva Lavrável, que é a reserva contida in situ

determinada pelo limite da unidade mineira. A Reserva Lavrável é a reserva técnica e economicamente aproveitável contida nos limites da unidade mineira (DNPM, 2010). Na Tabela 9, são apresentadas as reservas de minério de ferro declaradas em 2009.

Tabela 9 – Reserva de minério de ferro em Minas Gerais
Reservas - 2009 (t)

Medida	14.342.413.087
Indicada	10.639.832.726
Inferida	29.545.675.593
Lavrável	8.821.044.926

Fonte: DNPM (2010)

4.4.1.1.2 *Projeção da produção de minério de ferro*

Para projetar a produção futura de um bem mineral é possível utilizar a chamada Curva de Hubbert, explicada em maior detalhe no Apêndice B. Além da projeção da produção futura é possível estimar o ano do pico de produção. Dado que se dispõe de extenso histórico da produção de minério de ferro em Minas Gerais (a partir de 1939) e que pretende-se estudar um período de longo prazo, este método foi escolhido para projetar o comportamento futuro da produção.

Os valores das reservas foram obtidos com a consulta do Anuário Mineral Brasileiro, sendo que os valores estão atualizados até 2009, correspondente ao último ano de publicação. Até o ano de 2014, foram extraídos 8,36 bilhões de toneladas de minério de ferro (IBGE, 2002; DNPM, 2010).

Um dos parâmetros mais importantes para as projeções que utilizem a Curva de Hubbert é a Reserva Ultimamente Recuperável (*Ultimately Recoverable Resources – URR*). A URR é igual a soma da produção mineral acumulada e a projeção da produção futura.

Uma das maneiras de se estimar a URR é realizar o ajuste da função logística aos dados de produção acumulada do recurso. Utilizando esta técnica, a URR para a produção de minério de ferro no Estado de Minas Gerais é de aproximadamente 16,65 bilhões de toneladas. Descontando-se a produção acumulada até 2014, restariam

8,29 bilhões de toneladas a serem exploradas. Este valor é muito próximo ao das reservas lavráveis (Tabela 9).

No ajuste das curvas de Hubbert é possível fixar o valor da URR. Neste trabalho, foram feitas projeções da produção futura e do ano de pico da produção para diferentes valores de URR, utilizando como limites de exploração, a soma da produção histórica acumulada até 2014 com as reservas de minério de ferro declaradas pelo DNPM (Tabela 9). O caso denominado Lavrável corresponde a uma URR igual a soma da produção acumulada histórica e a utilização completa da Reserva Lavrável. O caso Medida corresponde a soma da produção acumulada histórica e a utilização completa da Reserva Medida. O caso denominado Indicada corresponde a uma URR igual a soma da produção acumulada histórica e a utilização completa das Reservas Medida e Indicada. O caso denominado Total corresponde a uma URR igual à soma da produção acumulada histórica e a utilização completa das Reservas medida, indicada e inferida.

Outros parâmetros importantes são o ano do ponto de inflexão da curva – t_m , que situa o ano a partir do qual se inicia a queda na produção do bem mineral e a produção acumulada atinge a metade da URR; e o parâmetro a que descreve a inclinação da curva de produção acumulada. As curvas obtidas a partir do ajuste da Curva de Hubbert sobre a produção acumulada ao longo do tempo, possuem os parâmetros calculados apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Parâmetros calculados para as Curvas de Hubbert

Casos	URR (10^6 t)	a	t_m (anos)	R ²
Logística	16.652	0,07788	2014	0,99338
Lavrável	17.189	0,07712	2015	0,99337
Medida	22.711	0,07186	2021	0,99293
Indicada	33.351	0,06729	2030	0,99194
Total	62.896	0,06329	2043	0,99054

A utilização das diferentes classificações de reservas tem como objetivo auxiliar a identificação do período de tempo no qual a produção mineral atingirá o pico da produção. O pico da produção de minério de ferro em Minas Gerais ocorrerá entre os anos de 2014 e 2043, como indicado na Tabela 10. Na Figura 22 é apresentada a

projeção da produção acumulada até 2100 e a produção histórica de minério de ferro. É possível perceber a influência dos níveis da reserva na produção acumulada até 2035.

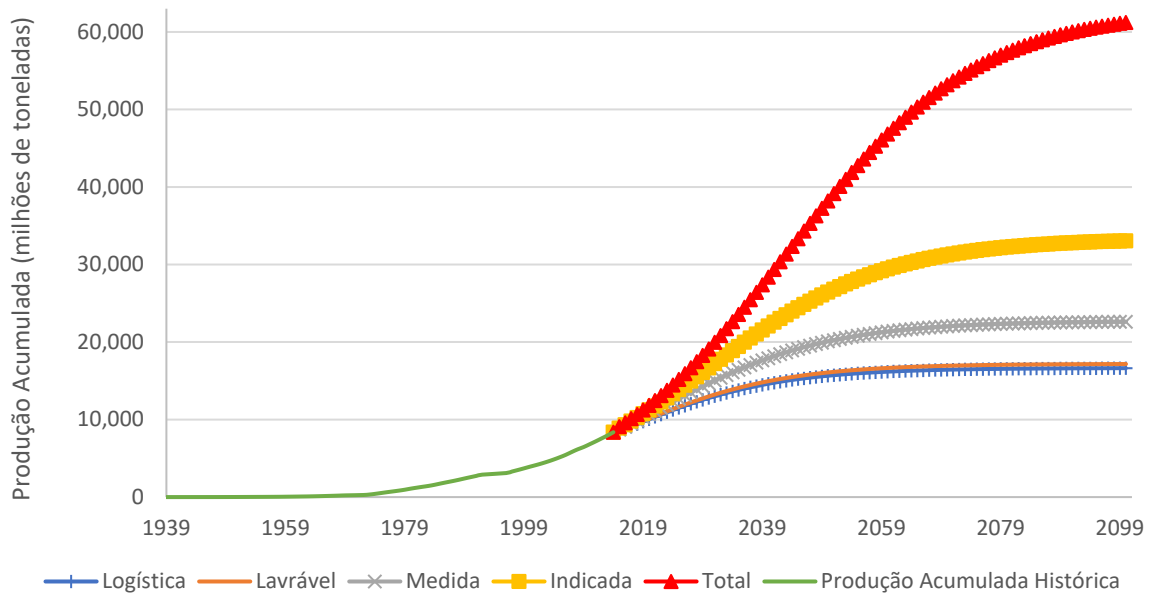


Figura 22 – Projeção da produção acumulada de minério de ferro em Minas Gerais. Fonte: Adaptado de DNPM (2015)

Na Figura 23 são apresentadas as comparações da produção anual histórica de minério de ferro em Minas Gerais com as produções prevista pelas curvas de Hubbert ajustadas neste trabalho.

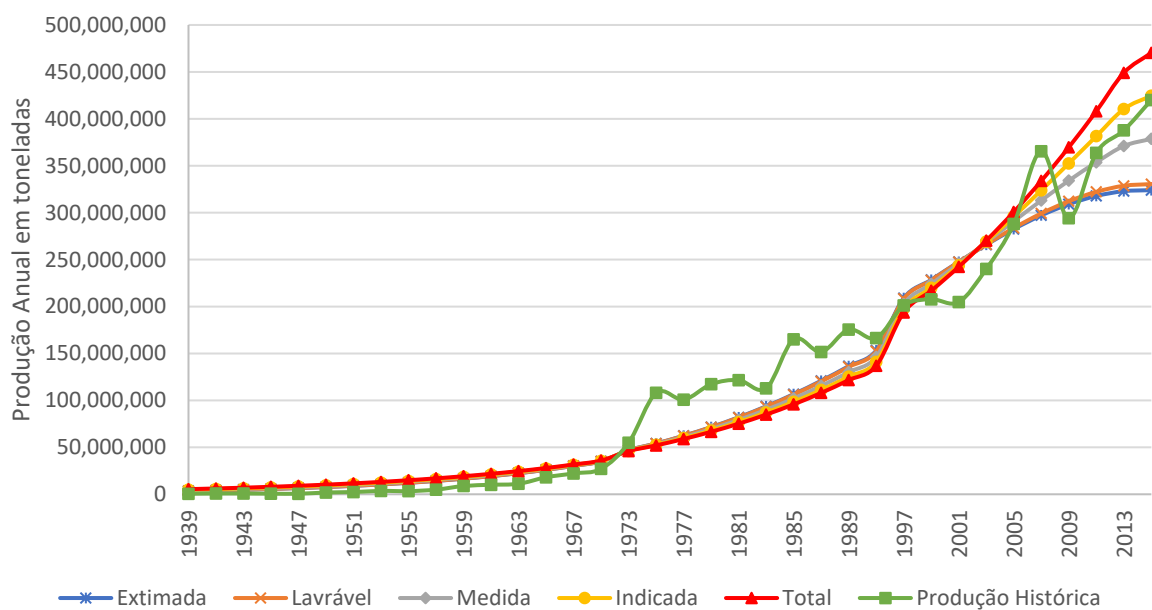


Figura 23 – Retrapolações da produção anual de minério de ferro.

As estimativas da produção acumulada futura de minério de ferro calculadas anteriormente, foram tomadas como base para a projeção da produção anual futura de minério de ferro, como apresentado na Figura 24.

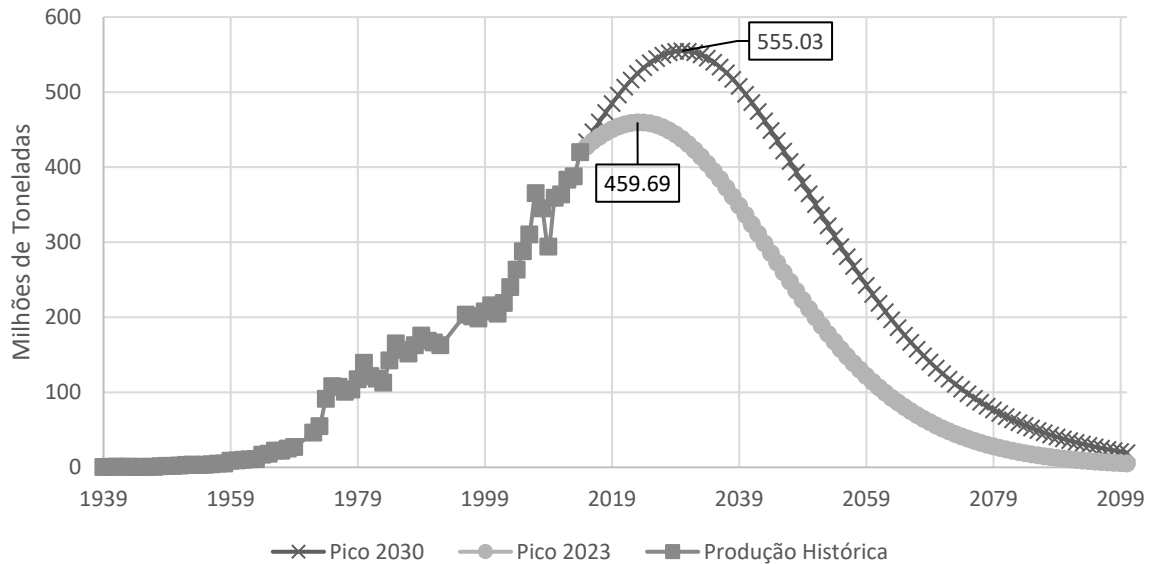


Figura 24 – Projeções anual da produção de minério de ferro em Minas Gerais.

Utilizou-se para as projeções somente duas das cinco estimativas da produção acumulada, baseando-se nas tendências atuais e futuras para o mercado de minério de ferro. As estimativas utilizadas foram os casos Medida e Indicada. A projeção que utiliza o caso Medida, foi chamada Pico 2023 e a que utiliza o caso Indicada, soma das reservas medida e indicada, chamou-se Pico 2030. As nomenclaturas são baseadas nos anos os quais ocorrerão o pico de produção anual de minério.

4.4.1.1.3 Preços do Minério de Ferro

Até 2010 os preços do minério de ferro eram determinados de maneira anual em reuniões entre as maiores siderúrgicas japonesas e chinesas, Nippon Steel e Baosteel respectivamente, e as grandes companhias mineradoras, Vale, BHP Billiton e Rio Tinto. Entretanto, em 2009, discordâncias entre as mineradoras resultaram no fim das negociações anuais, e no início das cotações baseados no mercado spot (BLAS, 2013).

Atualmente, os preços do minério de ferro são determinados por agências como a The Steel Index e a Metal Bulletin. Os preços são determinados diariamente através da média dos preços reportados pelos compradores ou vendedores de minério de ferro ponderados pela quantidade física de minério negociado. Os preços futuros do minério de ferro são determinados pela média mensal do preço do minério de ferro (HUME e SANDERSON, 2016)

Apesar da tendência do aumento da demanda do minério de ferro, os preços apresentam uma tendência de queda, devido à entrada em operação de novos projetos de mineração que causarão um excesso de suprimento de minério. Espera-se que o preço do minério se mantenha baixo pelos próximos anos até que a demanda alcance a capacidade de produção das mineradoras (JAMASMIE, 2016). Um destes projetos é o S11D da Vale, que tem capacidade produtiva de 90 milhões de toneladas ano de minério de alto teor (G1, 2016). A produção planejada de S11D é equivalente a 32% da produção de minério beneficiado em Minas Gerais em 2014.

O Fundo Monetário Internacional (FMI – *International Monetary Fund*) divulga, regularmente, previsões para os preços das principais commodities mundiais. De acordo com as últimas estimativas, o minério de ferro deve atingir o preço de US\$ 49,2 por tonelada em 2020 (IMF, 2016). Este valor seria o menor preço para o minério de ferro desde 2007, quando o minério era cotado a US\$ 36,6 por tonelada. Na Figura 25 são apresentados o preço médio anual histórico e as projeções de preço para o minério de ferro.

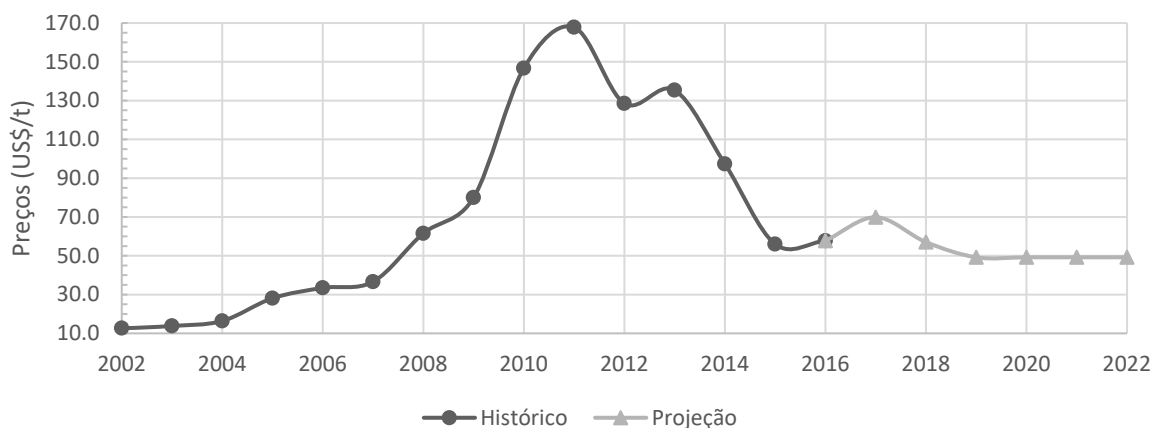


Figura 25 – Histórico e projeção de preços do minério de ferro.
Fonte: Adaptado de IMF (2017)

O preço de US\$ 35,90 por tonelada, tornaria as minas existentes, em Minas Gerais, marginalmente viáveis economicamente, uma vez que o custo de produção médio das minas da Vale no Brasil, a maior empresa brasileira, é de US\$ 32,88 por tonelada (HOFFMAN e ZHANG, 2016). Na Figura 26, é representado o custo de operação para as maiores companhias de mineração do mundo. A título de comparação, com projeto S11D, o custo de produção do Sistema Norte da Vale ficará abaixo de US\$ 10 por tonelada (VILLELA, 2016).

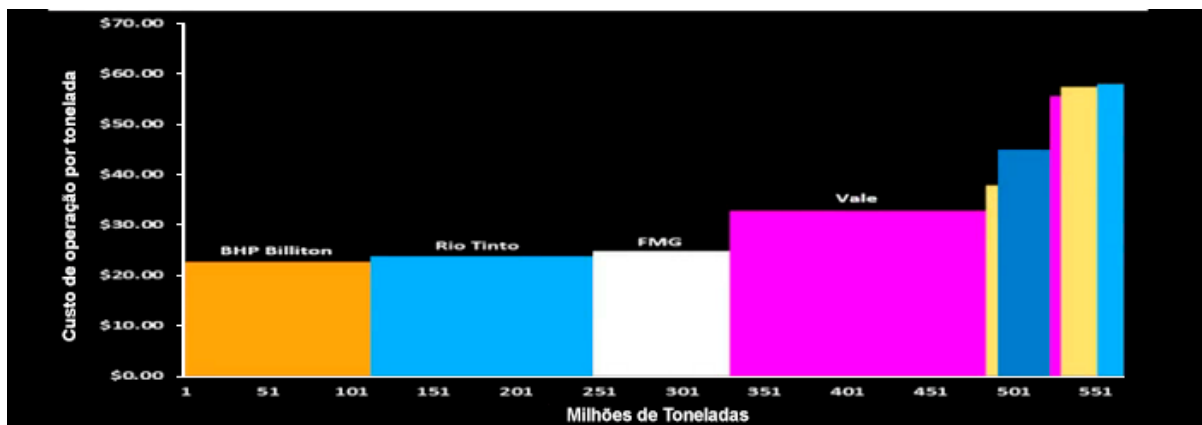


Figura 26 – Custo de operação das maiores companhias de minério de ferro.
Fonte: Adaptado de HOFFMAN e ZHANG (2016)

4.4.1.2 Demanda de Energia

Segundo Goldemberg e Johansson (1995) a energia em si não é interessante, e sim o que se pode realizar com ela. Uma indústria poderá, por exemplo, usar a energia para movimentar uma máquina ou fornecer calor para algum processo, entre outros usos, durante o seu processo de produção. Portanto, o nível da demanda por energia está intrinsecamente ligado ao nível da atividade produtiva.

As rotas produtivas do setor de mineração são extremamente diversas, apesar de utilizarem as mesmas operações unitárias, em sua maior parte. A disposição espacial do depósito mineral, as características das rochas e dos minerais envolvidos, torna extremamente difícil, se não impossível, considerar o setor como homogêneo, levando-se em conta a rota de produção. Como o minério de ferro é a *commodity* mineral mais importante para a balança comercial do Brasil e de Minas Gerais e o maior consumidor de eletricidade. Será considerada, para este trabalho, somente a produção de minério de ferro e os energéticos utilizados neste subsetor.

A indústria extrativa de minério de ferro utiliza, em sua maior parte, duas fontes de energia: a energia elétrica e o óleo diesel. Energéticos como o gás natural e o óleo combustível podem ser utilizados durante o processo de produção de pelotas. Entretanto, a capacidade produção de pelota, em Minas Gerais é o equivalente a 3% da quantidade de minério beneficiado no Brasil em 2014, uma vez que a pelletização ocorre principalmente no Estado do Espírito Santo. (DNPM, 2016a). Portanto, o consumo destes combustíveis foi desconsiderado durante o processo de análise.

O processo produtivo do minério de ferro pode ser dividido em duas etapas: a lavra e o beneficiamento. A etapa de lavra é responsável pela retirada do minério de ferro do depósito, e seus equipamentos utilizam majoritariamente o óleo de diesel como combustível, com alguns equipamentos utilizando energia elétrica. A etapa de beneficiamento é encarregada de separar o minério de ferro de minerais contaminantes, como a sílica e a alumina, e de aumentar o teor de ferro no produto extraído da mina, se necessário. No beneficiamento de minério de ferro, todos os equipamentos utilizam a energia elétrica. A evolução do consumo final total, para a mineração de ferro e para o setor extrativo mineral, em Minas Gerais está apresentada na Figura 27.

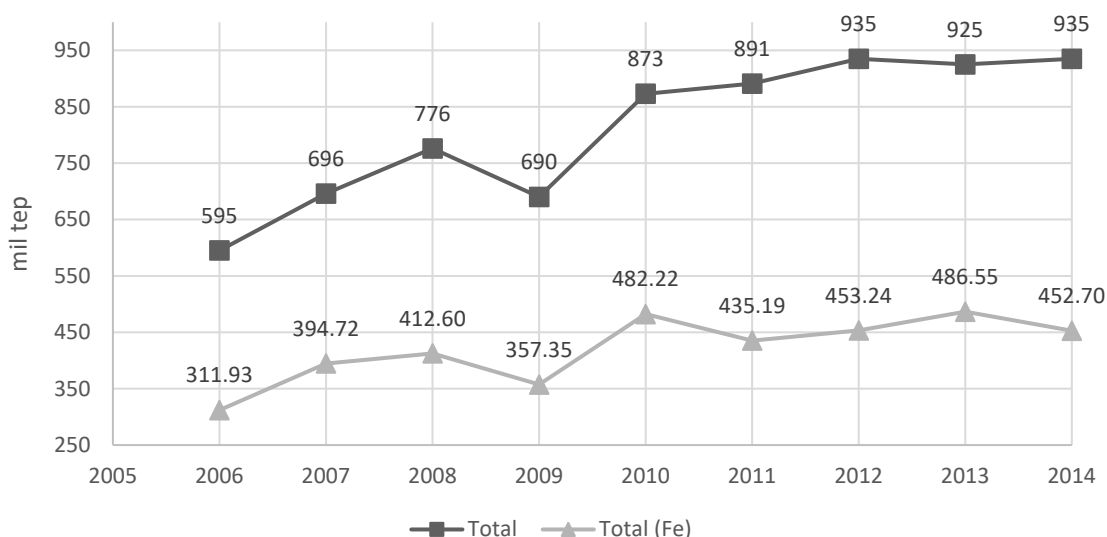


Figura 27 – A evolução do consumo final total, em Minas Gerais.
Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

A evolução do consumo de eletricidade e óleo diesel, para a mineração de ferro e para o setor extrativo mineral, em Minas Gerais está apresentada na Figura 28.

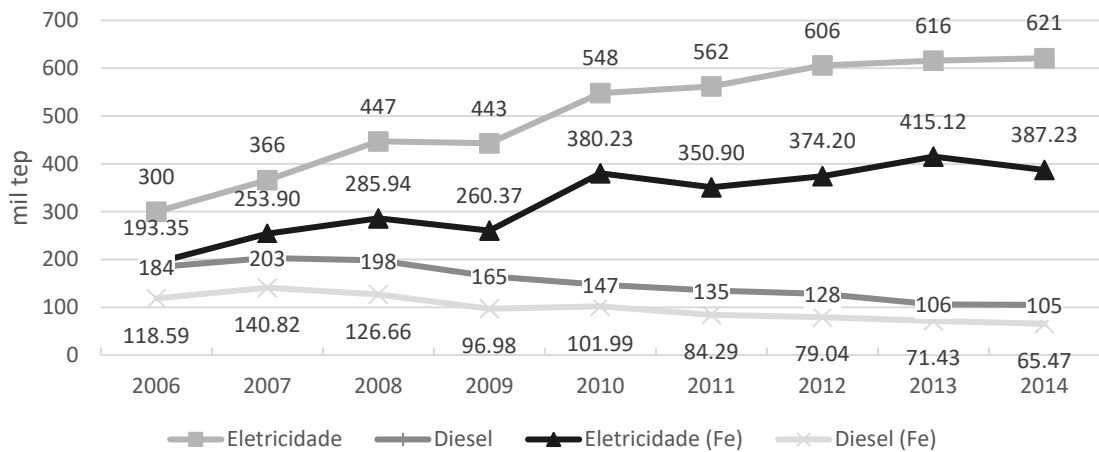


Figura 28 – Consumo histórico de eletricidade e diesel para o setor mineral e estimativas para a produção de minério de ferro.
Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

Apesar do aumento da produção de minério de ferro em 2014 em relação a 2013, a demanda por energia diminuiu. Com a queda do preço do minério de ferro, no período, as empresas têm procurado maneiras de reduzir os custos de produção de suas minas e usinas. A Vale, por exemplo, reduziu o consumo de óleo diesel em uma de suas unidades em 3% e o consumo de eletricidade em 10% em duas de suas unidades, quando comparando os anos de 2014 e 2013 (VALE, 2015b).

Uma relação fundamental para se verificar o uso e a eficiência dos processos de conversão de energia é a intensidade energética (IE). A IE é definida como a razão entre a energia consumido e o PIB setorial ou unidade física do produto.

A intensidade energética para o setor extrativo mineral, em tep por unidade de VAB pelo setor, está apresentada na Figura 29. Pela análise da figura, é possível perceber que a IE apresenta uma grande queda a partir de 2009, passando de 148,2 tep/milhões R\$ para 50,6 tep/milhões R\$. O mesmo comportamento é observado para o consumo de eletricidade e de óleo diesel.

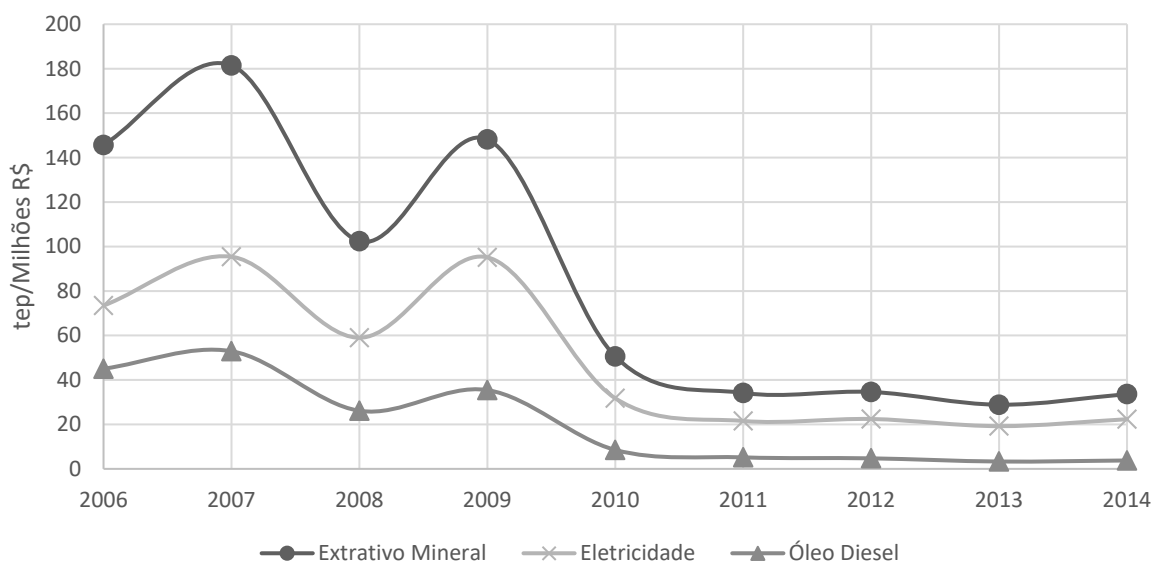


Figura 29 –Evolução da IE no setor extrativo mineral – Minas Gerais.
Fonte: Adaptado de CEMIG (2016); (FJP, 2016b)

Entretanto, quando se analisa a evolução da IE em relação a unidade de produtos do setor, como apresentado na Figura 30, é possível perceber que a IE do setor tem aumentado. A diferença entre o comportamento das duas maneiras de se medir a IE é explicada pelo crescimento dos preços das commodities minerais no período.

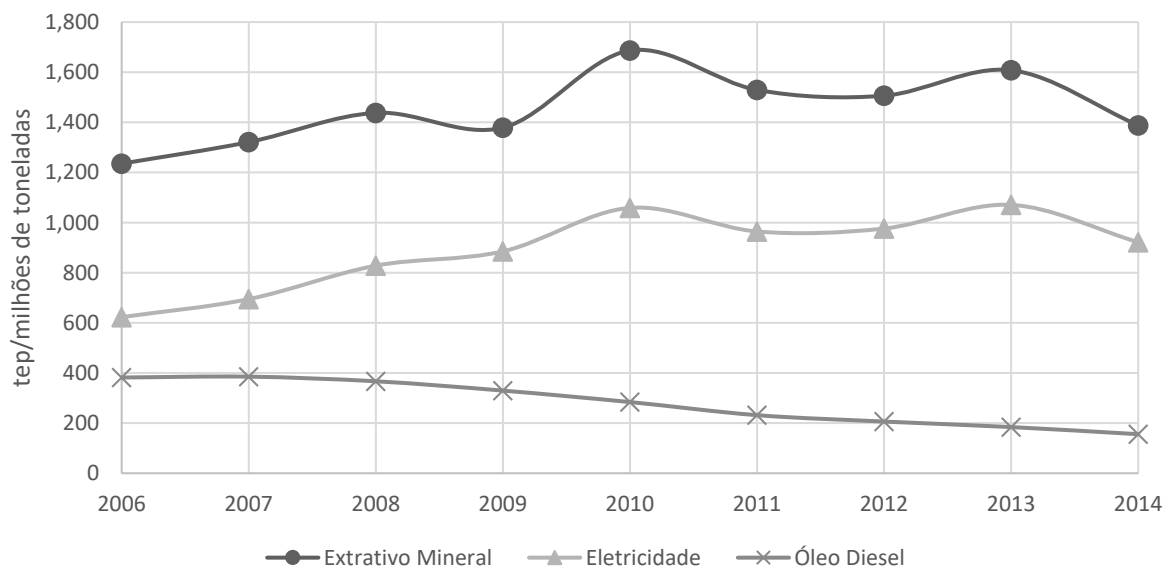


Figura 30 – Evolução da intensidade energética em tep/milhões de toneladas.
Fonte: Adaptado de DNPM (2015); CEMIG (2016)

A intensidade, quando medida pela unidade de produção, apresenta um comportamento distinto para o óleo diesel e a eletricidade. A IE para a eletricidade tem aumentado devido a necessidade de um maior beneficiamento mineral. Etapas como a britagem e moagem, necessárias para a liberação das partículas minerais, são extremamente ineficientes e se tornam cada vez mais importantes com a redução dos teores dos minérios.

4.4.1.3 Recursos Energéticos

4.4.1.3.1 Eletricidade

A indústria de energia elétrica se desenvolveu muito pouco em Minas Gerais desde a década de 1990, e é baseada na hidroeletricidade, devido ao pouco estímulo governamental para a diversificação da matriz energética do Estado (FJP, 2016b). A geração de origem hidráulica, correspondeu a 86,4 da energia elétrica gerada. Minas Gerais faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) e, desta maneira, importa/exporta energia elétrica para outros estados brasileiros, e, em 2014, a importação líquida correspondeu a 27,8% da geração estadual (CEMIG, 2016). Na Tabela 11, é apresentada a capacidade instalada de geração de energia elétrica em Minas Gerais e no Brasil em 2014.

Tabela 11 – Capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil e em Minas Gerais em 2014

	MW											
	HIDRO		TERMO		EÓLICA		SOLAR		NUCLEAR	TOTAL		
	SP	APE	SP	APE	SP	APE	SP	APE	SP	SP	APE	TOTAL
BRASIL	84.330	4.863	21.800	16.027	4.886	2	6	9	1.990	113.012	20.901	133.913
Minas Gerais	11.058	1.297	455	1.711	0	0	0	2	0	11.514	3.009	14.523
MG/ BR	13,1%	26,7%	2,1%	10,7%	0,0%	0,0%	0,0%	22,2%	0,0%	10,2%	14,4%	10,8%

SP – Serviço Público (inclui Produtores Independentes); APE - Autoprodutor (inclui usinas hidrelétricas em consórcio com concessionárias de Serviço Público,

Fonte: Adaptado de EPE (2016)

Minas Gerais possuía, em 2014, 10,8% da capacidade instalada de geração elétrica do Brasil. A capacidade de geração por hidroeletricidade dos autoprodutores estaduais, corresponde a 26,7% do total nacional (EPE, 2016). O potencial hidráulico, em 2014, é estimado em 24 GW, sendo que 53% deste potencial era aproveitado (EPE, 2016). A capacidade instalada em Minas Gerais é composta por 329 centrais

hidrelétricas, 355 usinas térmicas que utilizam combustíveis fósseis, 64 usinas térmicas que utilizam biocombustíveis, 3 usinas solares e 1 usina eólica (ANEEL, 2016a).

Na Tabela 12, é apresentada a oferta global de eletricidade em Minas Gerais e a demanda de eletricidade pelo setor extrativo mineral em Minas Gerais.

Tabela 12 – Oferta global e a demanda de eletricidade pelo setor extrativo mineral em Minas Gerais.

Setor	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Oferta total	4.131	4.331	4.495	4.241	4.833	5.049	5.144	5.172	5.130
Produção	5.698	5.647	5.375	5.829	5.643	5.699	6.376	4.824	4.505
Importação	1.853	2.201	1.796	1.565	1.895	2.019	1.783	2.576	2.748
Exportação	-2.816	-2.897	-2.050	-2.532	-2.074	-2.045	-2.326	-1.587	-1.498
Mineração e Pelotização	300	366	447	443	548	562	606	616	621

Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

Somando-se a potência nominal das usinas em construção, verifica-se que serão adicionadas ao sistema elétrico nacional cerca de 8.340 MW, nos próximos anos, com a construção de 201 novas usinas. A maior parte da nova capacidade será das 132 usinas eólicas a serem construídas. No Estado de Minas Gerais, deverão ser somados ao sistema elétrico estadual cerca de 82 MW, com a construção de uma central geradora hidrelétrica e 7 pequenas centrais hidrelétricas (ANEEL, 2016a).

Considerando-se a potência nominal das usinas apenas outorgadas, ou seja, com construção não iniciada, observa-se que serão adicionados ao sistema elétrico nacional cerca de 17.166 MW nos próximos anos, com a construção de 655 novas usinas. Em Minas Gerais serão adicionados 1.114 MW, com a construção de 71 novos empreendimentos, com destaque para a participação das usinas solares. As novas usinas solares a serem instaladas representam 51% da nova capacidade de geração (ANEEL, 2016a). Na Figura 31 é mostrado o perfil das adições de potência ao sistema elétrico de Minas Gerais.

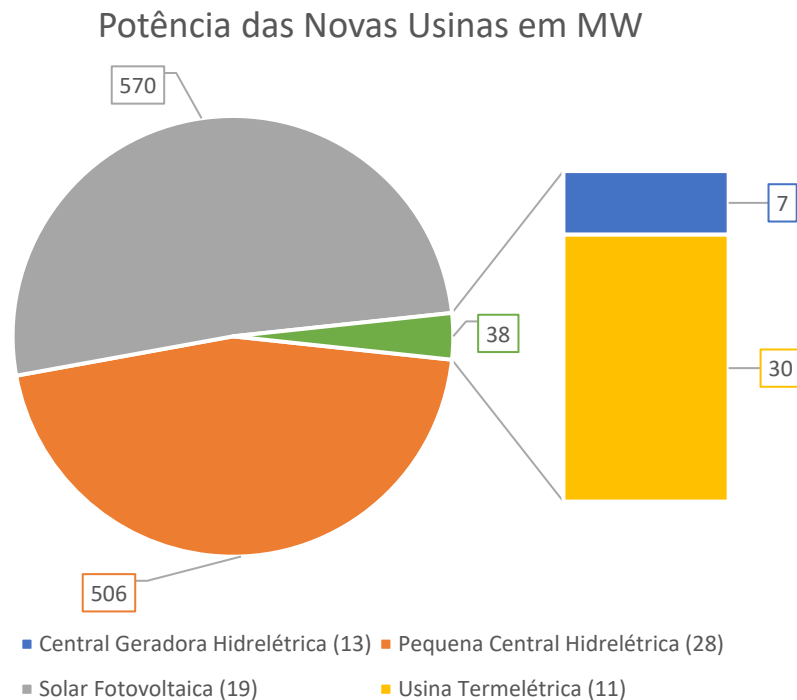


Figura 31 – Características das usinas a serem implantadas em MG.
 Fonte: Adaptado de ANEEL (2016a)

O setor de extrativo mineral, por ser um grande consumidor de energia elétrica, é também um grande autoprodutor de energia. Cerca de 51% da eletricidade utilizada pela Vale é de autoprodução (VALE, 2015b). A CSN, por sua vez, é autossuficiente em energia elétrica (NATIONAL STEEL CO, 2015). A autoprodução das empresas de mineração é realizada tanto através da participação acionária em usinas e/ou consórcios de energia quanto por posse de usinas.

A Vale é proprietária direta ou tem participação em 12 usinas em todo o Brasil, das quais 5 estão localizadas em Minas Gerais. A potência instalada para estas usinas é de 2.433 MW, sendo que a potência instalada em Minas Gerais é de 194 MW (ANEEL, 2016a). Indiretamente, através da Aliança Energia em parceria com a CEMIG GT, a Vale possui ou tem participação em mais 7 usinas em Minas Gerais, com potência nominal de 1.426 MW. A Vale é detentora de 55% das ações da Aliança Energia (ALIANÇA ENERGIA, A., 2016). A Aliança Energia tem 9% de participação na usina de Belo Monte, Pará, que tem uma potência instalada de 1.989 MW (NORTEENERGIA, N., 2016). A subsidiária da Vale no ramo de fertilizantes, a Vale Fertilizantes, é proprietária de 7 usinas no Brasil e 3 em Minas Gerais, com uma

potência total de 74MW (ANEEL, 2016a). Portanto, a potência nominal de todas as usinas nas quais a Vale, direta ou indiretamente, tem participação, é de 5.781 MW. A potência nominal das usinas da Vale, ponderada pela participação acionária em cada projeto, é de 1.448 MW em todo o Brasil.

A CSN, por sua vez, possui uma potência nominal de 425 MW. A Samarco possui participação em duas usinas, com potência nominal de 165 MW, ou 93 MW se ponderado pela participação acionária (ANEEL, 2016a).

A potência nominal das usinas de geração das 3 maiores mineradoras de minério de ferro combinadas, é de 1.996 MW. Entretanto, é importante ressaltar que todas as empresas possuem operações industriais fora de Minas Gerais e que estas operações podem ser de outros setores industriais. Portanto, nem toda energia gerada é utilizada pelas operações de lavra e beneficiamento de minério de ferro em Minas Gerais.

Neste estudo, considerou-se que cerca de 70% de toda energia consumida pelas mineradoras de minério de ferro em Minas Gerais são provenientes da autoprodução de energia, seguindo o padrão de consumo de uma grande empresa do setor (informação verbal). Os 30% restantes foram considerados como originários do SIN de energia elétrica.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pelos estudos que subsidiam o planejamento energético nacional. Um dos produtos dos estudos realizados pela EPE é o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que contém os possíveis investimentos no setor elétrico, assim como indicações das ações governamentais para o setor. Os valores futuros da capacidade instalada no Estado de Minas Gerais e no Brasil adotados neste estudo, serão os previstos no PDE 2024, indicados na Tabela 13. O PDE 2024 estima também uma taxa de expansão da autoprodução de eletricidade de 9,32 %a.a. até 2024, taxa esta que será utilizada para estimar a capacidade futura de autoprodução do setor de mineração (EPE, 2015).

Tabela 13 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração. Fonte: PDE 2024

FONTE	2014 ^(c)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RENOVÁVEIS	111.269	118.380	127.866	135.486	142.972	145.177	145.560	151.554	158.102	165.460	173.417
HIDRO ^(a)	82.789	86.540	92.152	96.587	101.354	102.040	102.115	103.549	105.137	107.335	109.972
IMPORTAÇÃO ^(b)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
BIOMASSA + EÓLICA + PCH + SOLAR	21.480	24.840	28.714	31.899	34.618	36.137	36.445	41.005	45.965	51.125	56.445
NÃO RENOVÁVEIS ^(e)	21.609	21.913	22.082	22.092	22.493	26.714	28.230	29.430	30.630	31.830	33.030
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395	3.395
GÁS NATURAL	11.043	11.317	11.486	12.026	12.427	14.903	16.419	17.619	18.819	20.019	21.219
CARVÃO	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(d)	3.586	3.586	3.586	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201
ÓLEO DIESEL	1.239	1.269	1.269	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	132.878	140.293	149.948	157.578	165.465	171.891	173.790	180.984	188.732	197.290	206.447

Notas:

(a) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(b) Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico paraguaio.

(c) Não considera a autoprodução, que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.

(d) Valores de capacidade instalada em dezembro de 2014, incluindo as usinas já em operação comercial nos sistemas isolados, com previsão de interligação dentro do horizonte do estudo.

(e) Contabiliza as usinas que serão descomissionadas ao longo do período devido à interligação de sistemas isolados.

Fonte: Adaptado de EPE (2015)

4.4.1.3.2 Óleo Diesel

As reservas provadas mundiais de petróleo eram, em 2014, de 1,7 trilhões de barris e as reservas do Brasil eram de 16,2 bilhões de barris. As reservas brasileiras colocam o Brasil na 15ª posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo (ANP, 2015).

A capacidade de produção de petróleo brasileira em 2014 foi de 2,3 milhões de barris por dia, enquanto o consumo foi de 3,2 milhões de barris por dia. Para suprir a demanda interna, o Brasil importa petróleo de países da África e do Oriente Médio. Em 2014, o maior exportador de petróleo para o Brasil foi a Nigéria, com 52,4% do total, seguida da Arábia Saudita, com 17,6% do total (ANP, 2015).

O óleo diesel consumido em Minas Gerais, assim como todos os outros derivados de petróleo, é produzido apenas em parte no Estado. Por não possuir depósitos de petróleo, todo o petróleo consumido é originário de outros estados ou países. A estrutura de refino do petróleo estadual é composta por uma única refinaria, localizada no município de Betim, de propriedade da Petrobras: a Refinaria Gabriel Passos (Regap). A Regap, é abastecida por dois dutos, Orbel I e II, e um gasoduto, Gasbel. A capacidade de processamento da Regap é de 166.051 barris de petróleo por dia (60,60 milhões de barris por ano) (PETROBRAS, 2016). A evolução da oferta de óleo diesel em Minas Gerais e o consumo pelo setor de mineração são apresentados na Tabela 14

Tabela 14 – Evolução da oferta global e do consumo de óleo diesel pelo setor de mineração em Minas Gerais

	mil tep									
Fluxo de energia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Oferta total	4.301	4.851	4.887	4.710	5.193	5.528	5.720	5.928	6.028	
Produção	2.540	2.505	2.747	2.726	2.864	2.647	2.929	2.871	2.910	
Importação	1.734	2.318	2.188	1.993	2.315	2.876	2.836	3.141	3.108	
Exportação	-51	-	-	-35	-	-	-	-89	-21	
Mineração e Pelotização	184	203	193	165	147	135	128	106	105	

Fonte: Adaptado de (CEMIG, 2016)

Cerca de 51% do óleo diesel ofertado em Minas Gerais, em 2014, é proveniente da importação, já que a produção local é insuficiente para atender a demanda. O setor de mineração e pelotização é o maior consumidor de óleo diesel do setor industrial, com o consumo de 76% da demanda Industrial, além de ser o 4º maior consumidor entre todos os setores (CEMIG, 2016).

A Petrobras é dona de 13 das 17 refinarias brasileiras que, conjuntamente, correspondem a 98,2% da capacidade total de refino. As refinarias brasileiras possuem uma capacidade de refino de 2,4 milhões de barris por dia (876 milhões de barris por ano) (ANP, 2015).

A Petrobras não possui, atualmente, planos para a expansão do parque estadual de refino. No momento, os planos de expansão da capacidade de refino brasileiras estão concentrados na construção do 2º trem da Refinaria General Abreu e Lima (RNEST) e do 1º trem do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) (EPE, 2015). A expansão da capacidade de refino brasileira, seguirá a evolução apresentada no PDE 2024. No caso da Regap, considerou-se que a capacidade permanecerá constante ao longo do horizonte de estudo. Na Tabela 15 é apresentada a capacidade de refino em 2024.

Tabela 15 – Capacidade de refino projetada para 2024 no Brasil

	mil m ³ /d	mil b/d
Parque de refino atual (exceto RNEST)	367,2	2.310
RNEST	36,6	230
COMPERJ - 1º trem	26,2	165
Total	430,0	2.705

Fonte: Adaptado de EPE (2015)

4.4.1.3.3 Preços dos energéticos

Os preços médios históricos dos energéticos são anualmente divulgados no Balanço Energético Nacional (BEN). Dadas as características do setor elétrico nacional e as particularidades da produção de óleo diesel em Minas Gerais, considerou-se que os preços dos energéticos e sua tendência de crescimento, seguem os padrões brasileiros.

Na Tabela 16, encontram-se os preços médios dos energéticos divulgados no BEN 2015. Os valores estão em dólar constante de 2010 e em barris equivalente de petróleo (bep).

Tabela 16 – Preços médios nacionais dos energéticos

	US\$/bep ²										
Fonte	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ELETRICIDADE INDUSTRIAL	172,7	212,5	238,6	251,6	246,8	272,3	297,2	295,1	273,3	267,9	
ÓLEO DIESEL	116,5	139,4	155,5	179,6	167,5	190,6	201,6	174,5	175,5	174,4	

¹Dólar corrente convertido a dólar constante de 2010 pelo IPC (CPI-U) dos Estados Unidos.

²Como forma de manter a série histórica, é adotado bep baseado no poder calorífico superior da fonte. 1 bep = 1,65x10³ kWh ou 1 bep = 5,95x10⁹ J

Fonte: Adaptado de EPE (2016)

É possível perceber que, a partir de 2011 para o óleo diesel, e 2012 para a energia elétrica, o preço médio dos energéticos apresentam uma tendência de queda. Entretanto, a queda dos preços dos energéticos, quando medido em dólares, esconde a elevação dos preços em reais. A diferença dos comportamentos é fruto da desvalorização do Real frente ao Dólar, como mostrado na Figura 32. Desta maneira, para entender o comportamento dos preços dos energéticos, é necessário analisar os preços em Reais.

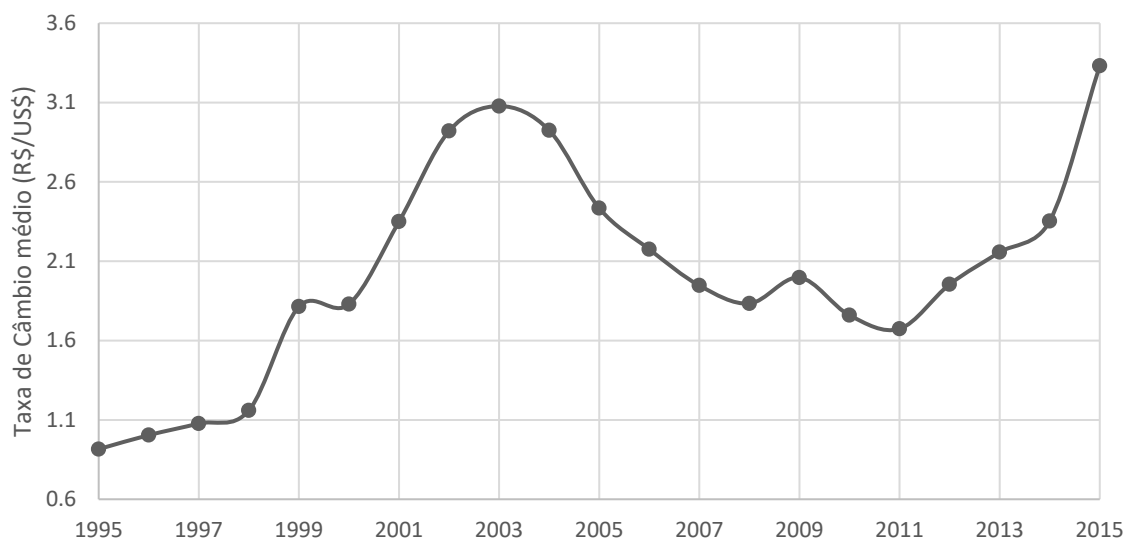


Figura 32 – Evolução da taxa de câmbio do Dólar comercial.

Fonte: Adaptado de IPEA (2016)

A Tabela 17 contém os preços da energia elétrica para as indústrias e o preço do óleo diesel em valores correntes. Observa-se que os preços dos energéticos apresentam uma tendência de crescimento aparente nos últimos anos.

Tabela 17 – Preços médios da energia elétrica e do óleo diesel em valores correntes.

Ano	Eletricidade	Óleo Diesel
	Industrial(R\$/MWh)	(R\$/L)
2006	213,59	1,88
2007	222,32	1,88
2008	214,48	2,04
2009	228,35	2,06
2010	231,89	2,00
2011	245,54	2,03
2012	257,33	2,09
2013	223,19	2,32

Fonte: Adaptado de ANP (2015); ANEEL (2016b)

Entretanto, para a obtenção das taxas de crescimento real dos preços, é necessário desagregá-las da inflação. Os preços observados foram, portanto, corrigidos pela inflação observada no período para se encontrar os valores nominais em 2014. Para a eletricidade, utilizou-se o índice IGP-M, por ser este o índice mais utilizado em contratos do setor elétrico. Para o óleo diesel, utilizou-se o IPCA. A Tabela 18 contém os preços da energia elétrica para as indústrias e o preço do óleo diesel em valores nominais de 2014.

Tabela 18 – Evolução do preço médio da energia elétrica e do óleo diesel em valores nominais de 2014.

Ano	Eletricidade	Óleo Diesel
	Industrial(R\$/MWh)	(R\$/L)
2006	358,64	2,89
2007	359,47	2,77
2008	321,86	2,85
2009	312,08	2,75
2010	322,44	2,54
2011	306,69	2,41
2012	305,83	2,36
2013	246,03	2,47
2014	260,12	2,51

O preço médio da energia elétrica paga pela classe de consumo industrial apresentava, até 2012, uma tendência de queda real quando corrigidos pela inflação

nacional. Porém, os preços correntes da energia apresentavam uma tendência de crescimento dos preços. Este crescimento nominal dos preços da energia elétrica motivou o Governo Federal a aprovar a Medida Provisória (MP) 579, em setembro de 2012, mais tarde convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com o intuito de reduzir o valor da energia elétrica brasileira. A MP 579 permitiu a renovação das concessões de empresas geradoras e transmissoras de energia, que venceriam entre os anos de 2015 e 2017, sem a necessidade da participação das empresas por processos de licitação. Em contrapartida, as empresas que se aproveitassem da MP 579, deveriam aceitar uma remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (BRASIL, 2013).

O efeito imediato foi a redução dos preços em 2013, entretanto, a medida não teve o efeito esperado pelo governo e resultou na elevação real das tarifas de energia em 2014, contrariando o decréscimo das tarifas deflacionadas. A elevação nos preços foi decorrência da escassez de chuvas em várias regiões do Brasil, o que exigiu o aumento da produção de energia por usinas termoeletricas (BCB, 2016b).

Para a energia elétrica provinda da autoprodução, não foi possível obter o histórico de preços, somente o valor médio da energia para o ano de 2015, R\$ 180,00 por MWh⁸. Este valor foi corrigido, com a utilização do índice IGP-M, para encontrar o valor em 2014, de R\$ 163,32 por MWh.

O óleo diesel, por sua vez, apresenta uma tendência de aumento do valor entre 2006 e 2014, com uma queda dos preços em 2010. A queda, em 2010, foi motivada pela decisão da Petrobras e do Governo Federal, em 2009, de reduzir os custos dos combustíveis (BORGES, 2016). Entretanto, a elevação dos preços do barril de petróleo, motivaram o aumento dos preços dos derivados de petróleo a partir de 2010 (SEGALL, 2010).

⁸ Informação verbal.

Os preços da energia elétrica tendem, a curto prazo, a subir fortemente, devido à elevação das bandeiras tarifárias⁹ e revisões anuais e extraordinárias das tarifas da energia elétrica (EPE e ONS, 2014). A elevação das bandeiras tarifárias é decorrente das condições hídricas desfavoráveis, observadas a partir de 2014, que obriga o acionamento das usinas termelétricas de maneira contínua (DIEESE, 2015).

A entrada de novas usinas resulta em uma grande transformação no Brasil do setor elétrico. Em 2014, cerca de 72% da capacidade instalada de geração de eletricidade era proveniente de fontes hídricas, incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Projeta-se que, em 2024, a participação da geração hídrica deverá reduzir para cerca de 61%, enquanto as fontes solar e eólica responderão por aproximadamente 15% da capacidade instalada (EPE, 2015). Além do crescimento de outras fontes renováveis, as novas usinas hidroelétricas são predominantemente usinas a fio d'água, o que diminui ainda mais a capacidade de estocagem de energia e previsibilidade do SIN (ONS, 2016).

Devido à falta de estudos publicamente disponíveis sobre os possíveis preços futuros a serem praticados pelo setor elétrico, considerou-se que o preço da eletricidade tende a crescer seguindo as tendências históricas observadas. Para o período 2014/2017, a energia elétrica apresentará uma taxa de crescimento de 5,73% a.a., A partir de 2018, devido à grande incerteza sobre os preços da eletricidade, serão realizadas projeções da demanda por energia variando-se somente as taxas de crescimento dos preços da energia elétrica. Serão consideradas as demandas estimadas para os Cenários, mantidas constantes as taxas de crescimento dos preços do óleo diesel e das eficiências. A variação das taxas de crescimento será avaliada a partir do ano de 2018 considerando-se dois casos: uma redução de 10%, preços constantes e um aumento de 10% anualmente. Assumiu-se o preço da energia da autoprodução seguirá o mesmo padrão de crescimento, que a energia proveniente do SIN.

⁹ As bandeiras tarifárias refletem os custos variáveis da geração de energia elétrica. Dependendo das usinas utilizadas para gerar a energia, esses custos podem ser maiores ou menores. As bandeiras tarifárias foram regulamentadas pela Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, da ANEEL

Para os preços do óleo diesel no médio prazo, considerou-se um comportamento de acordo com as perspectivas de preços nacionais de derivados de petróleo expostas no PDE 2024, como mostrado na Tabela 19 (EPE, 2015).

Tabela 19 – Evolução do preço do óleo diesel.

Ano	Óleo Diesel (US\$/b)
2015	90,04
2016	96,34
2017	101,16
2018	105,20
2019	106,25
2020	106,44
2021	106,44
2022	106,44
2023	106,44
2024	106,44

Fonte Adaptado de (EPE, 2015).

A taxa de crescimento média do PDE 2024 é de 1,52% a.a até o ano de 2020, sendo este o valor considerado para a taxa de crescimento dos preços. Entre 2020 e 2024 o PDE 2024 considera que os preços permanecerão constantes. A partir de 2024, assumiu-se que os preços nacionais dos derivados de petróleo passem a convergir com os preços internacionais (PDE 2024). Devido à falta de literatura nacional referente a projeções dos preços nacionais deste energéticos, considerou-se que os mesmos acompanham a tendência dos preços internacionais dos derivados de petróleo projetados pela Annual Energy Outlook, com uma taxa de 2,2% a.a (EIA, 2016).

4.4.1.4 Tecnologias de Energia

A caracterização das tecnologias dos processos de conversão de energia e da velocidade dos avanços tecnológicos é fundamental para determinação dos consumos de energéticos em um estudo de planejamento de energético. Na Tabela 20 são apresentados os rendimentos dos equipamentos no setor mineral. A descrição dos equipamentos conversores de energia atualmente em uso no setor encontra-se no Apêndice C.

Tabela 20 – Eficiências dos equipamentos do setor mineral.

Equipamento	Eficiência			
	2006/07	Melhores Práticas	Máxima	Ganho de Eficência Anual
Perfuratriz	45%	59%	81%	0,51%
Escavação	63%	66%	78%	2,16%
Equipamentos a diesel	30%	45%	63%	0,46%
Correias Transportadora	85%	95%	98%	0,51%
Bombas	75%	83%	88%	0,00%
Britagem	50%	80%	92%	0,96%
Moagem	1%	1%	3%	1,92%
Filtração	27%	41%	86%	1,24%
Flotação	64%	79%	86%	0,21%
Apoio Industrial	85%	95%	98%	1,86%

Fonte: Adaptado de DOE (2007)

As eficiências apresentadas na Tabela 20 foram baseadas no estudo *Mining Industry Energy Bandwidth Study*, realizado pelo DOE (DOE, 2007). Os valores chamados de “Atual”, são baseados em estudos sobre a eficiência dos equipamentos e processos produtivos. Os valores das “Melhores Práticas” são baseados em estudos e fontes da indústria sobre operações mineiras que utilizam uma quantidade significativamente menor de energia quando comparadas com as operações típicas. A eficiência máxima é baseada na eficiência teórica de cada equipamento.

A eficiência de um determinado equipamento de mineração está diretamente relacionada com a maneira na qual o equipamento é utilizado. Os caminhões fora-de-estrada, por exemplo, tem o consumo de combustível atrelado à declividade das rotas de transporte utilizadas (dentro da mina), tipo e calibração correta dos pneus, frequência e qualidade da manutenção, etc. Desta maneira, melhorias do processo operacional são suficientes para o aumento da eficiência dos equipamentos.

Para este estudo, considerou-se que a melhoria das eficiências dos equipamentos é realizada de maneira gradual ao longo dos anos, envolvendo principalmente a otimização dos processos produtivos como: melhor planejamento da lavra, melhor gerenciamento de frota (incluindo manutenção e despacho), e melhorias da rota de beneficiamento que acompanhem a queda do teor de minério das minas. Assumiu-se que com a melhoria das eficiências, a eficiência do setor atingirá o índice de melhores práticas até o fim do horizonte de estudo.

4.4.2 Análise integrada da demanda e oferta de energia

4.4.2.1 Cenários

Cenários são conjuntos de suposições sobre o futuro, compostos de ideias e considerações sobre o futuro e de como será o caminho entre o presente e o futuro. O principal propósito dos cenários é o de auxiliar na construção do entendimento dos pontos críticos e encontrar as possíveis respostas.

Antes da definição dos cenários, é importante conhecer profundamente o sistema de oferta e demanda de energia do país, região ou setor a ser estudado. Este conhecimento auxilia na correta fundamentação dos cenários propostos e deve conter a situação presente e as tendências futuras. Cenários não devem tentar encontrar respostas exatas e sim apontar direções de como agir para as possíveis situações futuras.

Os cenários, para este trabalho, devem conter a indicação dos preços dos energéticos e a taxa de crescimento dos mesmos, para a realização do balanço entre a oferta e demanda de energia. Para este estudo, considerou-se que, para todos os cenários, as projeções dos preços seguem a mesma tendência de crescimento, baseando-se na hipótese de que as mudanças na demanda por energia em Minas Gerais não influenciam sobremaneira os preços dos energéticos. A Tabela 21 contém as taxas de crescimento dos preços para os diferentes cenários.

Tabela 21 – Taxas de crescimento dos preços médios dos energéticos.

		%a.a.
Preços para todos os cenários		
Eletricidade	2015 a 2017 (5,73) - 2018 a 2035 (-10 ; 0; 10)	
Óleo Diesel	2014 a 2024 (1,52) - 2025 a 2035 (2,20)	

Fonte: Adaptado de ANP (2015); EPE (2015); ANEEL (2016b); EIA (2016)

Outro parâmetro importante é a eficiência dos meios de transformação, como por exemplo, o rendimento dos motores elétricos e dos motores de combustão dos equipamentos utilizados. Assumiu-se que até o último ano do estudo, os

equipamentos atingirão a eficiência da melhor prática de utilização, como apresentado na Tabela 20. Os ganhos de eficiência são baseados na melhoria progressiva do processo produtivos, como melhor planejamento da lavra e otimização do processo de beneficiamento.

Os cenários macroeconômicos são baseados principalmente na tendência do crescimento da produção de minério de ferro bruto em Minas Gerais, levando-se em conta a oferta e demanda de energéticos, preços, tendências tecnológicas e o mercado transoceânico de minério de ferro. Foram estabelecidos dois cenários futuros da produção de minério de ferro, sendo eles:

- a) Cenário de Pico 2023;
- b) Cenário de Pico 2030.

4.4.2.1.1 *Cenário de Pico 2023*

Uma possibilidade, derivada dos baixos preços do minério de ferro, é a suspensão das atividades de lavra. Neste cenário, as empresas de mineração podem considerar que a atividade de lavra é inviável economicamente e pleitear junto ao Ministério de Minas e Energia (MME), a Suspensão das Operações Mineiras. A suspensão das atividades só é permitida por mais de seis meses consecutivos por motivo comprovado de força maior e com comunicação prévia ao DNPM (BRASIL, 1967).

Para este cenário assume-se que, além dos baixos preços do minério, a demanda mundial por ferro tenderá a decrescer. Ao contrário da previsão do aumento da demanda realizada pelas maiores empresas do setor, o governo da China prevê uma redução do consumo de aço de 702 milhões de toneladas em 2014 para 492 milhões de toneladas em 2030 (BARTHOLOMEW, 2016). Esta redução é equivalente a uma taxa de média de -2,34 % a.a. Hoffman e Zhang (2016) assumem em sua análise de médio prazo do mercado de minério de ferro que a demanda por minério de ferro deve recuar em 1% a.a. no médio e longo prazo.

Além da projeção de baixos preços e de redução da demanda, outro ponto importante são as possíveis mudanças regulatórias decorrentes do rompimento da barragem de Fundão, em Mariana, em 2015. O Ministério Público Federal (MPF) recomendou, em

julho de 2016, que o DNPM não aprove Planos de Aproveitamento Econômico de minas ou projetos de mineração que contemplem a construção de barragens que utilizem o método de alteamento a montante (MPF, 2016). O Ministério Público de Minas Gerais ajuizou, em novembro de 2016, uma Ação Civil Pública com pedido de proibição da concessão ou renovação de licenças de barragens que utilizem esta técnica (MPMG, 2016).

Caso a proibição da construção de barragens com alteamento a montante seja aprovada, ocorrerá um aumento dos custos de produção do minério de ferro em Minas Gerais, já que os outros métodos de alteamento são mais caros e de menor velocidade de construção (SOARES, 2010).

Para este cenário, são consideradas a exaustão das minas de minério de ferro do Complexo Itabira¹⁰ em 2025; e do Complexo Paraopeba¹¹ em 2027. Estes dois complexos foram responsáveis por 22,7% da produção de minério beneficiado em Minas Gerais em 2014, com uma produção combinada de 63,7 milhões de toneladas (VALE, 2015a).

No longo prazo, a provável venda do projeto Simandou da Rio Tinto, na República da Guiné, para a mineradora chinesa Chinalco tende a acelerar o declínio da produção de minério em Minas Gerais. O projeto Simandou possui reservas superiores a dois bilhões de toneladas de minérios de alto teor, produção projetada de 100 milhões de toneladas por ano e custo estimado de produção de US\$ 20,00 por tonelada (ELS, 2016a). O projeto, em plena capacidade, possui potencial de reduzir os preços do minério de ferro no longo prazo em aproximadamente US\$ 5,00 por tonelada (ELS, 2016b). Entretanto, é difícil estimar o impacto do projeto Simandou no suprimento futuro de minério de ferro, uma vez que o projeto é marcado por investigações de corrupção e possui altíssimo custo de instalação, cerca de US\$ 18 bilhões, além de mais de US\$ 7 bilhões em obras de infraestrutura de escoamento da produção. (JAMASMIE, 2013; ELS, 2016b)

¹⁰ O Complexo de Itabira é composto pelas minas de Conceição e Minas do Meio (VALE, 2015a).

¹¹ O Complexo Paraopeba é composto pelas minas de Jangada e Capão Xavier (VALE, 2015a).

Os fatores descritos anteriormente levariam à suspensão ou ao fechamento de minas de minério de ferro em Minas Gerais no longo prazo. Entretanto, a queda na produção não acontece de forma linear, uma vez que as empresas de mineração possuem contratos de longo prazo para a venda de minérios. Além disso, a Vale realiza a mistura entre minérios do Pará e de Minas Gerais. A taxa de crescimento média da produção de minério projetada para este cenário é de -0,19% a.a., e é baseada na projeção de produção com pico em 2023.

4.4.2.1.2 *Cenário de Pico 2030*

O Cenário de Pico 2030 supõe que a combinação entre a demanda por minério de ferro mundial e os preços do minério, sejam suficientes somente para manter em funcionamento as minas atualmente em operação. No Cenário Pico 2030, não ocorreria a entrada em operação de novas minas no horizonte de estudo, somente as que já estão em fase de implantação, como é o caso do Sistema Minas-Rio. Neste cenário, o aumento da produção bruta de minério é motivado pelo aproveitamento de minérios de baixo teor das minas existentes, como é o caso dos projetos Conceição Itabiritos II e Cauê Itabiritos, ambos da Vale, e não pela entrada em operação de novas minas ao longo do período de estudo.

A taxa de crescimento anual média para a produção de minério de ferro considerada é um pouco menor que o previsto para o crescimento de 2% a.a. da demanda mundial de minério de ferro (RIO TINTO, 2015). A diferença é motivada pelos maiores custos de operação das minas do Estado de Minas Gerais em relação ao custo de operação das minas da Vale no Pará. As minas do Pará possuem teores médios de Fe maiores do que as de Minas Gerais, 65,11% contra 51,69% respectivamente, resultando em operações de beneficiamento mais simples e baratas (VALE, 2015a). Espera-se, portanto, que a produção de minério de ferro brasileiro, comece, no médio prazo, a se deslocar para o Pará. Com a baixa dos preços do minério, os projetos de expansão da Vale em Minas Gerais (Fábrica, Jangada, Mariana e Pico) foram adiados, assim como o Projeto Apolo, que consistiria na abertura de uma nova mina em Minas Gerais (DNPM, 2016b).

Com a entrada em operação do projeto S11D, espera-se que o custo de operação do Sistema Norte da Vale, fique abaixo de US\$ 10 por tonelada (VILLELA, 2016). O custo médio de operação da Vale no Brasil é de US\$ 32,88 por tonelada. Considerando que as outras empresas de mineração instaladas em Minas Gerais apresentem custos de operação similares e que os custos se mantenham constantes, a redução projetada para os preços do minério para US\$49,20 por tonelada, o que tornaria as minas de Minas Gerais marginalmente viáveis economicamente.

4.4.2.2 Rede Energética

A entrada de dados e cálculo do balanço oferta/demanda por energia no ENPEP-BALANCE é realizado com base em uma rede energética representativa do setor a ser estudado. Na Figura 33 é apresentada a rede energética representativa para o setor de mineração de ferro em Minas Gerais.

A rede energética é composta por 30 nós, conforme a Tabela 22, e interligados por 30 links, conforme a Tabela 23.

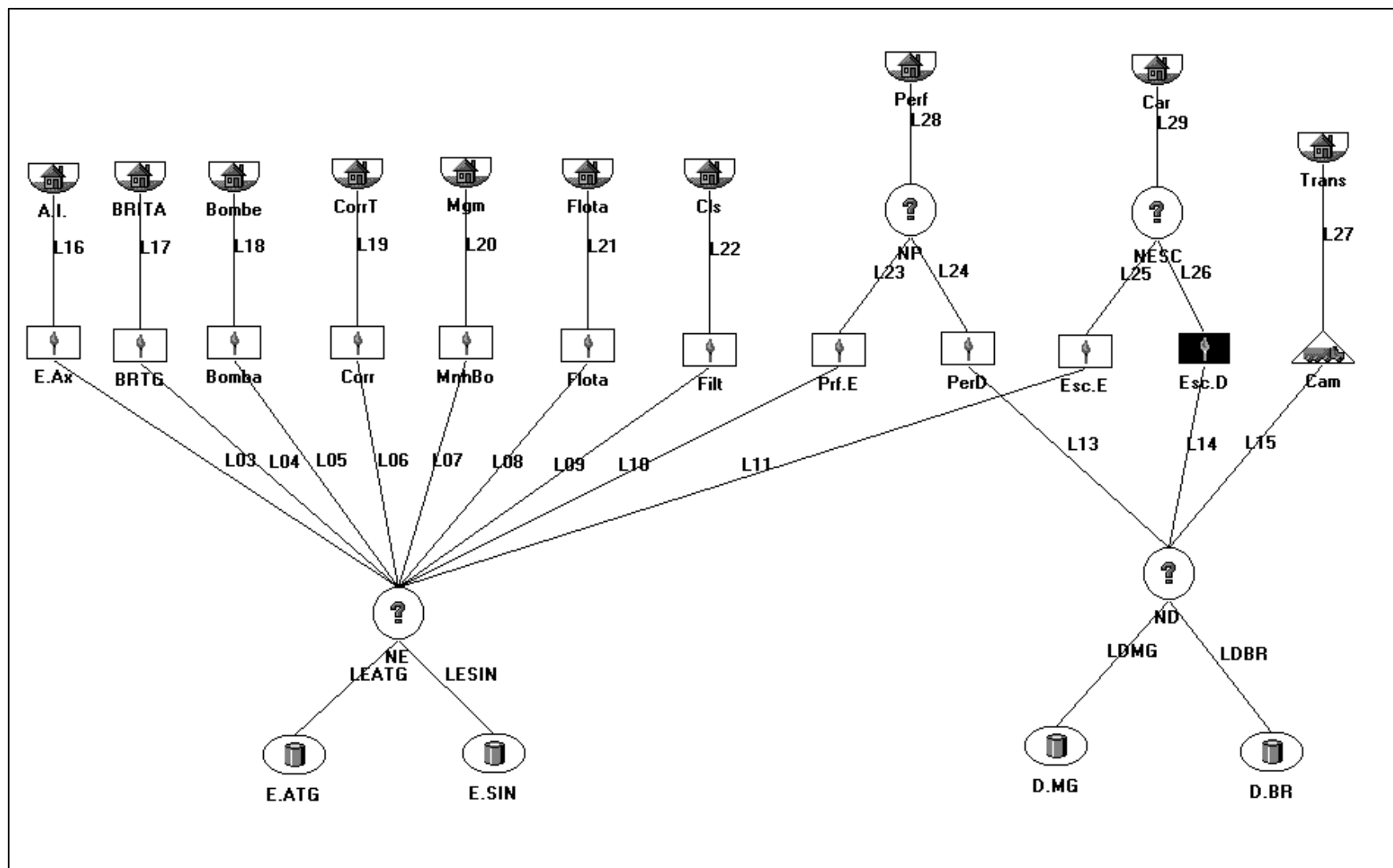


Figura 33 – Rede representativa da mineração de ferro em Minas Gerais.

Tabela 22 – Identificação dos links da rede energética - ENPEP

Fonte-Decisão	
LEATG Eletricidade de Autogeração	LDMG Óleo Dese Produzido em MG
LESIN Eletricidade do SIN	LDBR Óleo Diesel Importado
Decisão-Processo	
L03 Eletricidade - Equipamentos Auxiliares	L09 Eletricidade - Filtro
L04 Eletricidade - Britador	L10 Eletricidade - Perfuratriz Elétrica
L05 Eletricidade - Bomba	L11 Eletricidade - Escavadeira Elétrica
L06 Eletricidade - Correia Transportadora	L13 Diesel - Perfuratriz Diesel
L07 Eletricidade - Moinho	L14 Diesel - Escavadeira Diesel
L08 Eletricidade - Célula de Flotação	L15 Diesel - Caminhão
Processo-Demanda	
L16 Equipamentos Auxiliares - Apoio Industrial	L20 Moinho - Moagem
L17 Britador - Britagem	L21 Célula de Flotação - Flotação
L18 Bomba - Bombeamento	L22 Filtro - Separação Sólido-Líquido
L19 Correia Transportadora - Correias	L27 Caminhão - Transporte
Processo-Decisão	
L23 Perfuratriz Elétrica - Perfuração	L25 Escavadeira Elétrica - Carregamento
L24 Perfuratriz Diesel - Perfuração	L26 Escavadeira Diesel - Carregamento
Decisão-Demanda	
L28 Perfuração - Perfuração	L29 Carregamento - Carregamento

Tabela 23 - Identificação dos nós da rede energética - ENPEP

Nós de Recursos	
EATG Eletricidade de Autogeração	DMG Óleo Dese Produzido em MG
EIM Eletricidade do SIN	ODI Óleo Diesel Importado
Nós de demanda	
A.I. Apoio Industrial	Flota Flotação
BRITA Britagem	Cls Separação Sólido-Líquido
Bombe Bombeamento	Perf Perfuração
CorrT Correias	Car Carregamento
Mgm Moagem	Trans Transporte
Nós de Decisão	
Ne Eletricidade	NP Perfuração
ND Óleo Diesel	NESC Carregamento
Nós de Processos de Conversão	
E.Ax Equipamentos Auxiliares	Filt Filtro
BRTG Britador	Prf.E Perfuratriz Elétrica
Bomba Bomba	PerD Perfuratriz Diesel
Corr Correia Transportadora	Esc.E Escavadeira Elétrica
MnhBo Moinho	Esc.D Escavadeira Diesel
Flota Célula de Flotação	Cam Caminhão

A rede energética inclui a participação de cada processo de conversão na demanda por energia. A energia elétrica é o energético mais demandado durante o processo de lavra e beneficiamento do minério de ferro. A maior parte da eletricidade é utilizada pela usina de beneficiamento, com 88,8% do consumo total¹². A infraestrutura de mina (bombas e perfuratrizes elétricas), a operação de mina (escavadeiras elétricas e iluminação da área da mina) e o apoio industrial (iluminação, escritórios, oficinas, entre outros) correspondem, respectivamente, com 6,0%, 3,2% e 2,0% do consumo total de energia elétrica. Na Figura 34 é apresentado o consumo de energia durante o processo de lavra e beneficiamento do minério de ferro.

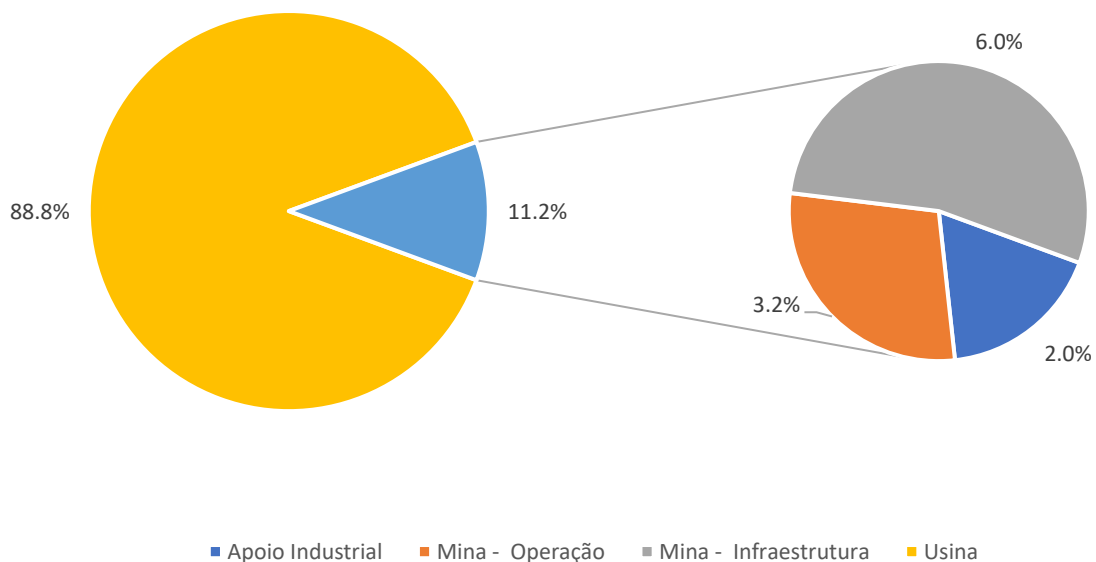


Figura 34 – Consumo de energia elétrica durante o processo produtivo do minério de ferro.

O maior consumo específico de energia ocorre na etapa de moagem do minério. A moagem consome cerca de 64% da energia elétrica utilizada durante o beneficiamento mineral. Outra etapa com alto consumo de energia é o bombeamento da polpa mineral e da água utilizada no processo, com cerca de 21% do consumo da usina de beneficiamento (BIKBOV *et al.*, 2004). Na Figura 34 é apresentada a rede energética representativa para o setor de mineração de ferro em Minas Gerais.

¹² Informação verbal.

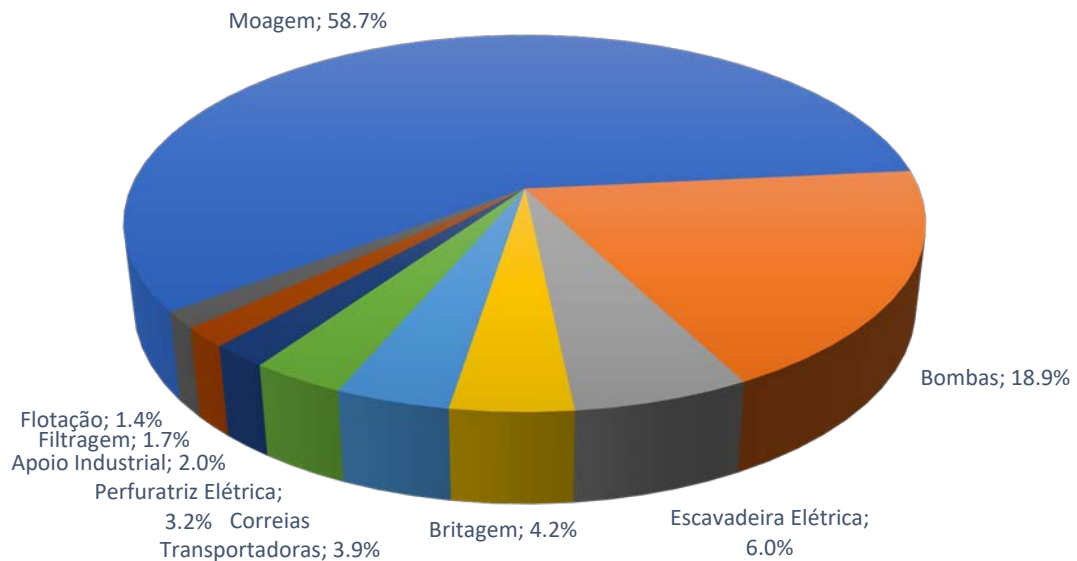


Figura 35 – Distribuição do consumo de energia elétrica durante a produção do minério de ferro.

Fonte: Adaptado de BIKBOV *et al.* (2004).

Segundo Palacios (2011), o maior consumo de energia de energia durante a etapa de lavra é o transporte do minério e do estéril, com cerca de 86% do consumo de óleo diesel. As etapas de carregamento do minério e perfuração correspondem, respectivamente, com cerca de 11% e 3% do consumo de óleo diesel.

4.4.3 Análise de Impactos ambientais

4.4.3.1 Topografia

O principal impacto ambiental causado pela mineração é a alteração da topografia local. O grau de distúrbio associado a este tipo de impacto é dependente do tipo de lavra realizado, à céu aberto ou subterrânea. As lavras a céu aberto impactam a topografia local de maneira direta, enquanto a subterrânea de maneira indireta (CASTRO *et al.*, 2011). Associados à alteração da topografia estão os seguintes impactos ambientais:

- a) Desmatamento;
- b) Alteração dos cursos d'água;
- c) Processos erosivos;
- d) Desaparecimento de animais silvestres e plantas endêmicas.

A alteração da topografia, muitas vezes, é irreversível, causando a destruição ou modificação permanente de escarpas, picos de montes, e destruição de ecossistemas naturais específicos (CASTRO *et al.*, 2011). As Figura 36 e Figura 37 ilustram a alteração da topografia local na Mina do Pico em Itabirito.



Figura 36 – Pico do Itabirito em 1960.
Fonte: UFMG (2016)

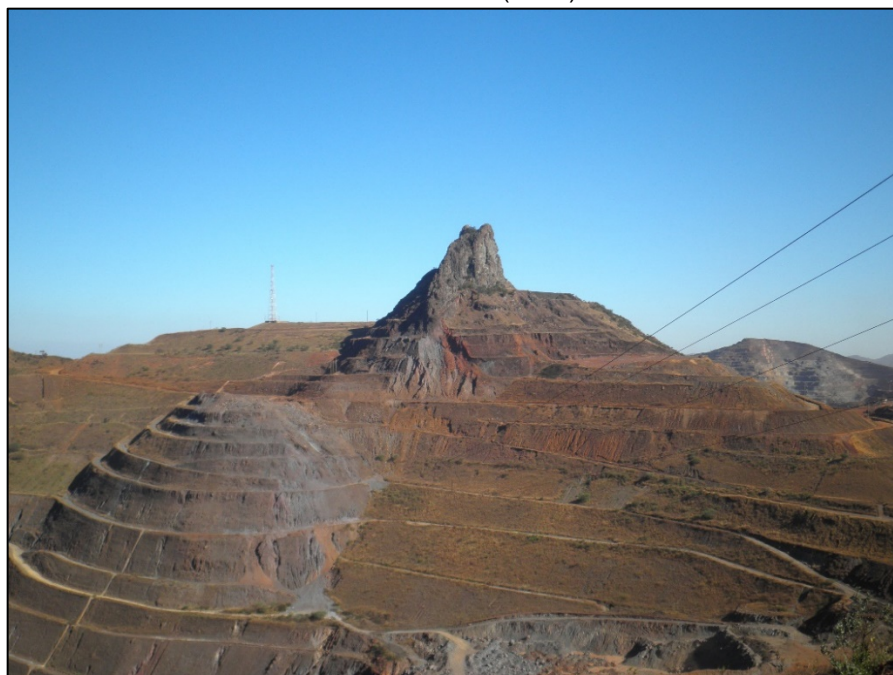


Figura 37 – Pico do Itabirito em 2013.
Fonte: Arquivos pessoais do autor.

4.4.3.2 Recursos Hídricos

A água é necessária em muitos dos processos da mineração. Ela é utilizada por exemplo nas minas para reduzir o nível de material particulado lançado para a atmosfera ou durante as operações de beneficiamento do mineral. Segundo Castro, Júnior e Lima (2011) os impactos ambientais nos recursos hídricos locais ocorrem da seguinte maneira:

- a) Contaminação causada pelo transporte de partículas de áreas decapeadas por águas pluviais;
- b) Lançamento de rejeitos ou efluente nos cursos d'água;
- c) Deposição incorreta de resíduos sólidos não inertes;
- d) Captação indevida de água.

4.4.3.3 Atmosfera

Ferreira e Leite (2015) realizaram a análise do ciclo de vida para mineração de minério de ferro em Minas Gerais, com o objetivo de determinar a emissão de poluentes durante o processo de extração do minério de ferro. Nas Tabela 24 e 25 são apresentadas as emissões de substâncias inorgânicas inaláveis e de gases do efeito estufa, respectivamente.

Tabela 24 – Emissão de materiais para a atmosfera.

Processo	Atividades	Material Particulado (2,5-10µm)	Material Particulado (<2,5µm)	Óxido de Nitrogênio	Dióxido de Enxofre	Amônia	Outros	%
Lavra	Rom Vale	5,33	2,25	3,48			0,52	11,58
	Operação da Mina	46,30	9,60					55,90
	Operação de Caminhões da Mina		1,11	1,28			0,18	2,57
	Caminhões de transporte de Estéril		0,85	1,04			0,12	2,01
	Reabilitação		1,23	1,54			0,16	2,95
	Usina da Mina						1,89	1,89
	Totais	51,63	15,06	7,34			2,87	76,90
Beneficiamento do Minério de Ferro	Concentrado da Vale	3,41	1,44	2,23			0,33	7,41
	Meio de cominuição	3,09	5,74	1,04	0,71		0,05	10,63
	Eletricidade	0,66		0,75			0,68	2,09
	Amido de Milho			0,39		0,32	0,41	1,12
	Operação da planta						1,65	1,65
Totais	7,16	7,18	4,41	0,71	0,32	3,12	22,90	
Sistemas de Suporte	Carros, ônibus, caminhões, etc.;			0,11			0,09	0,20
Total		58,79	22,24	11,86	0,71	0,32	6,08	100,00

Fonte: Adaptado de Ferreira e Leite (2015)

Tabela 25 – Emissão de gases do efeito estufa.

Processo	Atividades	Impacto		Total
		kg CO ₂ eq.	%	
Lavra	Rom Vale	0,50	3,75	23,94%
	Operação de Caminhões da Mina	0,72	5,40	
	Caminhões de transporte de Es	0,50	3,75	
	Operação de Carregamento na	0,43	3,23	
	Correia Transportadora	0,16	1,20	
	Retroscavadeira	0,07	0,53	
	Usina da Mina	0,07	0,53	
	Fechamento da Mina	0,74	5,55	
Beneficiamento do Minério de Ferro	Eletricidade	4,20	31,53	67,13%
	Meio de cominuição	2,26	16,99	
	Amido	1,18	8,86	
	Amina	0,11	0,83	
	Soda Cáustica	0,69	5,18	
	Concentrado da Vale	0,41	3,08	
	Outras entradas	0,09	0,66	
Sistemas de Suporte	Carros, ônibus, caminhões, etc.	1,19	8,93	8,93%
Total		13,32	100,00	

Fonte: Adaptado de Ferreira e Leite (2015)

A maior parte das emissões de gases do efeito estufa (GEE) é proveniente da geração da eletricidade consumida pela usina de beneficiamento e da fabricação do meio de cominuição. A emissão de material particulado, por sua vez, é concentrada na atividade de lavra do minério de ferro. O material particulado é proveniente da movimentação de caminhões na mina e do desmonte das rochas.

O IBRAM publicou, em 2014, o II Inventário de Gases Efeito Estufa do Setor Mineral. O Inventário tem como objetivo auxiliar a gestão das empresas do Setor Mineral no âmbito da Política Nacional sobre Mudança de Clima (IBRAM, 2014). O Inventário considera as emissões diretas e indiretas da atividade de extração mineral. As fontes de emissão direta incluem:

- a) Combustão em equipamentos fixos;
- b) Combustão em equipamentos móveis;
- c) Geração própria de energia;
- d) Uso de explosivos;
- e) Emissões do processo;
- f) Emissões fugitivas;
- g) Decapeamento;
- h) Resíduos sólidos e efluentes;

i) Tratamento e correção do solo.

As emissões indiretas incluem a aquisição de energia pelas empresas. A contabilização das emissões é realizada de acordo com o processo produtivo das empresas e, para o minério de ferro, considerou-se o seguinte processo: abertura da frente de lavra, extração do minério, beneficiamento físico (incluindo a pelletização), transporte interno do minério, recuperação das áreas degradadas e o encerramento da frente de lavra (IBRAM, 2014).

Na Tabela 26 são apresentadas as emissões totais de gases do efeito estufa durante a produção de minério de ferro no Brasil.

Tabela 26 – Emissões decorrentes da produção de minério de ferro

Fonte das Emissões	Emissões Diretas	Emissões Indiretas
	tCO ₂ e	
Total das emissões por combustão	1.316.902,30	-
Uso de explosivos	23.129,73	-
Emissões do processo	1.379,30	-
Emissões Fugitivas	6.869,46	-
Decapeamento	89.674,00	-
Resíduos sólidos e Efluentes	935,95	-
Tratamento e Correção de solo	0	-
Sequestro e Estoque de Carbono	0	-
Aquisição de Energia Elétrica	-	86.478,89
Total	1.438.890,73	86.478,89

Fonte: Adaptado de IBRAM (2014)

Segundo o levantamento do IBRAM, a maior fonte de emissões do processo produtivo do minério de ferro é decorrente da combustão de combustíveis fósseis, seguido pelo decapeamento da área a ser lavrada e pelo uso de explosivos.

O MME, publicou, em 2013, o Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação à Mudança do Clima na Mineração, intitulado Plano de Mineração de Baixa Emissão de Carbono

(Plano MBC). Segundo o Plano MBC, as emissões da mineração de minério de ferro tendem a aumentar devido, principalmente, à redução da qualidade do minério lavrado e ao aumento da relação estéril/minério (MME, 2013).

Na Figura 38 são apresentadas as tendências para a emissão de poluentes durante a produção do minério de ferro.

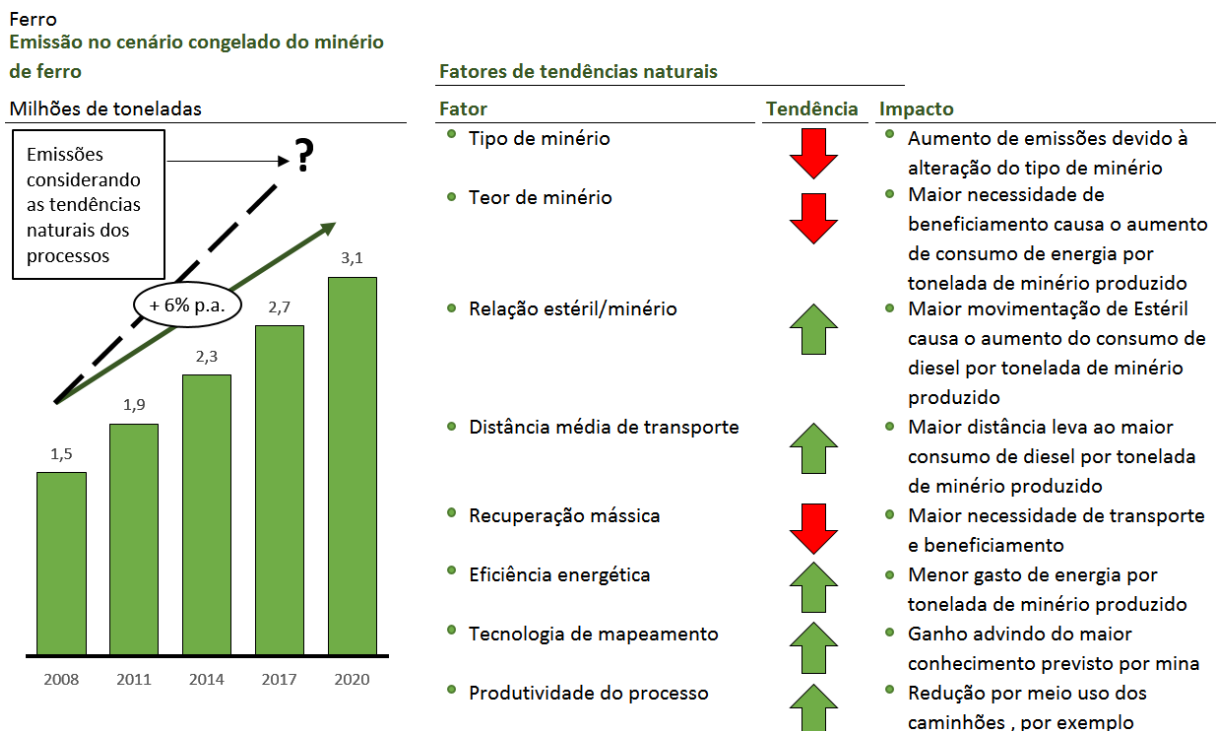


Figura 38 – Tendências para a emissão de GEE durante a produção de minério de ferro.
Fonte: Adaptado de MME (2013)

A mudança do tipo de minério extraído das minas, perfil das minas e teor de minério levará ao aumento das emissões de poluentes pelo setor, mesmo com melhorias tecnológicas e otimização do processo.

4.4.3.3.1 Fatores de emissão

Por falta de dados específicos sobre os fatores de emissão dos equipamentos utilizados no Brasil, utilizou-se, para os cálculos das emissões, os fatores expressos no Guia de Referência para o Gerenciamento de Energia e Gases do Efeito Estufa (*Energy and GHG Emissions Management Reference Guide*), publicado em 2014, pela *Mining Association of Canada* (Associação de Mineração do Canadá).

Os fatores de emissão utilizados estão apresentados na Tabela 27 a seguir:

Tabela 27 – Fatores de Emissão dos equipamentos a diesel da mineração.

Combustível	Uso	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
		t/m ³			g/kWh		
Diesel	Motor estacionário primário	2,663	0,00013	0,00040	270,081	0,013489	0,040568
	Carro	2,663	0,000051	0,00022	270,081	0,005172	0,022312
	Caminhão Leve	2,663	0,000068	0,00022	270,081	0,006897	0,022312
	Veículos Pesados	2,663	0,00014	0,000082	270,081	0,014199	0,008316
	Trens da estrada de ferro	2,663	0,00015	0,0011	270,081	0,015213	0,111562
	Navios	2,663	0,00015	0,0011	270,081	0,015213	0,111562

Fonte: Adaptado de MAC (2014)

Para este trabalho, considerou-se somente as emissões de veículos pesados, como por exemplo: caminhões fora-de-estrada, escavadeiras e perfuratrizes. Com o intuito de controlar a emissão de poluentes advindos de motores de máquinas agrícolas e rodoviárias¹³, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), estabeleceu, através da Resolução N° 433, de 13 de julho de 2011, os limites máximos para a emissão de poluentes destes motores.

A Resolução N° 433, estabelece que a partir de 1° de janeiro de 2015 os motores, destinados a novos lançamentos de máquinas agrícolas, com potências acima de 37 kWh devem atender aos limites determinados pela Resolução. Foi estabelecido, ainda que, a partir de 1° de janeiro de 2017 os motores de todas as faixas de potência devem atender aos limites propostos (CONAMA, 2011). Os limites de emissão estabelecidos pela Resolução N° 433 estão apresentados na Tabela 28.

¹³ Máquina Rodoviária: máquina auto propelida de rodas, esteiras ou pernas, que possui equipamento ou acessórios projetados principalmente para realizar operações de abertura de valas, escavação, carregamento, transporte, dispersão ou compactação de terra e materiais similares.

Tabela 28 – Limites máximos de emissão para motores de máquinas agrícolas e rodoviárias.

(Potência P em kW)*	Monóxido de Carbono	Hidrocarbonetos e Óxidos de Nitrogênio	Material Particulado
		(g/kWh)	
130 ≤ P ≤ 560	3,5	4,0	0,2
75 ≤ P < 130	5,0	4,0	0,3
37 ≤ P < 75	5,0	4,7	0,4
19 ≤ P < 37	5,5	7,5	0,6

* Potência máxima de acordo com a Norma ISO 14396:2002, que a critério do IBAMA poderá adotar norma ABNT equivalente.

Fonte: Adaptado de CONAMA (2011)

O modelo ENPEP-BALANCE calcula as emissões não controladas através da multiplicação do consumo de combustível pelo fator de emissão correspondente para uma determinada tecnologia de conversão. Tecnologias de controle de emissões não são consideradas explicitamente pelo modelo. Se forem usadas tecnologias de controle de emissão os fatores de emissão serão modificados antes da entrada de dados no modelo.

Os limites de emissão assim como as tecnologias de controle foram desconsiderados para a análise do impacto ambiental devido à falta de dados detalhados dos equipamentos. Entretanto, os fatores de emissão considerados possuem valores abaixo dos limites propostos pela Resolução N° 433. Desta maneira, a não inclusão dos limites de emissão não afetará sobremaneira os resultados da avaliação dos impactos ambientais.

5 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

No capítulo anterior foi realizada a fundamentação das hipóteses e definidos os dados que foram utilizados na realização da projeção da demanda de energia para a mineração de minério de ferro em Minas Gerais. Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados da aplicação do modelo ENPEP aos cenários desenhados.

Na Figura 39 é apresentada a projeção da produção anual de minério de ferro bruta para os Cenários de Pico 2030 e de Pico 2023 até 2100. Projeta-se que o pico da produção de minério bruto ocorra em 2023, para o Cenário Pico 2023, e em 2030, para o Cenário Pico 2030. A produção anual máxima será de 459,69 e 555,03 milhões de toneladas, respectivamente, para os Cenários de Pico 2023 e de Pico 2030.

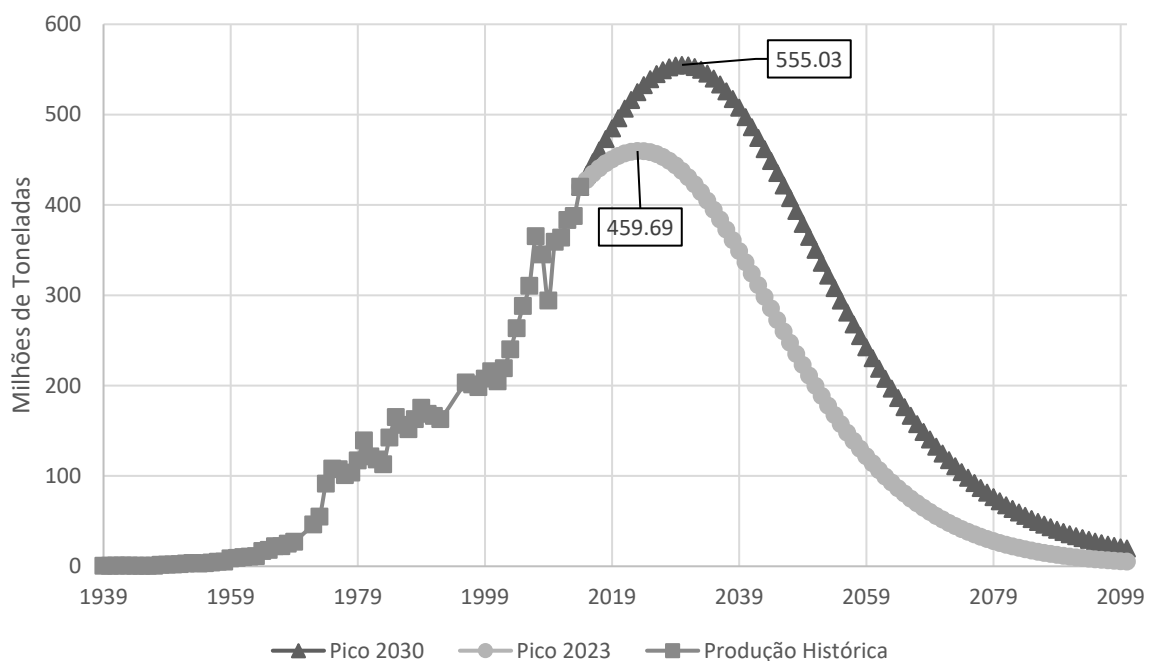


Figura 39 – Projeção da produção de minério de ferro para os cenários.

A taxa de crescimento médio será de 1,31% e -0,19%, respectivamente, para os Cenários Pico 2030 e Pico 2023. A Tabela 29 apresenta a taxa de crescimento anual estimada para os cenários.

Tabela 29 – Taxas de crescimento da produção de minério de ferro para os Cenários.

Ano	Cenários		Ano	Cenários	
	Pico 2030	Pico 2023		Pico 2030	Pico 2023
2014	3,46%	1,96%	2026	1,03%	-0,47%
2015	3,28%	1,78%	2027	0,80%	-0,70%
2016	3,10%	1,60%	2028	0,58%	-0,92%
2017	2,91%	1,41%	2029	0,35%	-1,15%
2018	2,72%	1,22%	2030	0,13%	-1,37%
2019	2,52%	1,02%	2031	-0,10%	-1,60%
2020	2,32%	0,82%	2032	-0,33%	-1,83%
2021	2,11%	0,61%	2033	-0,55%	-2,05%
2022	1,90%	0,40%	2034	-0,77%	-2,27%
2023	1,69%	0,19%	2035	-0,99%	-2,49%
2024	1,47%	-0,03%	Média	1,31%	-0,19%
2025	1,25%	-0,25%			

Uma etapa importante do estudo é a simulação do ano base para verificar se a entrada dos dados foi realizada corretamente e para validar o modelo. A simulação do ano base é realizada com a comparação entre a demanda de energia observada no balanço energético e a demanda final de energia do setor. Na Tabela 33 é apresentada a simulação da demanda por energia no ano base do estudo.

Tabela 30 – Demanda por energia no ano base.

Links	Quantidade de Energia (tep)	Participação	Links	Quantidade de Energia (tep)	Participação
Demanda Energia Elétrica			Demanda Óleo Diesel		
L1	271.060	70,0%	LD01	65.474	100,0%
L2	116.169	30,0%	LD02	0	0,0%
Total Energia Elétrica	387.229	100,0%	Total Óleo Diesel	65.474	100,0%
Demandas Finais Eletricidade			Demandas Finais Óleo Diesel		
L3	227.304	58,7%	L13	1.897	2,9%
L4	73.186	18,9%	L14	7.020	10,7%
L5	23.350	6,0%	L15	56.557	86,4%
L6	16.147	4,2%	Total Demanda Final Óleo Diesel	65.474	100,0%
L7	15.102	3,9%			
L8	12.469	3,2%			
L9	7.667	2,0%			
L10	6.505	1,7%			
L11	5.499	1,4%			
Total Demanda Final Eletricidade	387.229	100,0%			

A demanda de eletricidade tenderia a se concentrar na autogeração, independente do cenário, como apresentado na Figura 40.

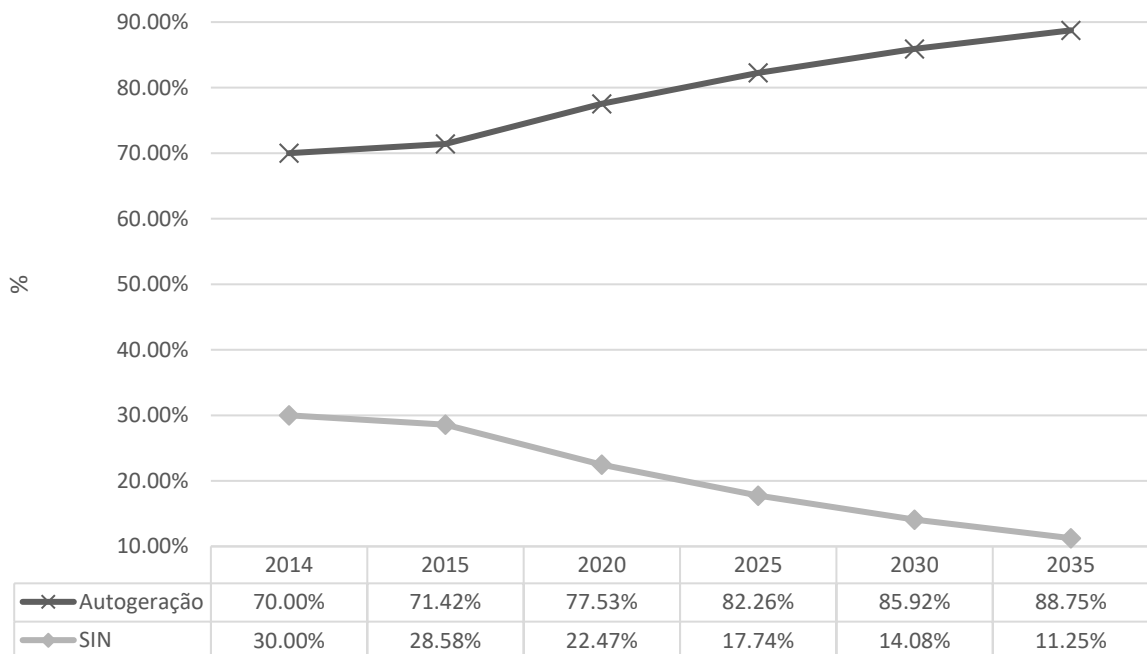


Figura 40 – Projeção da origem da eletricidade demandada.

A capacidade de geração atual seria suficiente para atender à demanda futura de energia. Estima-se que, em 2035, a autogeração seria responsável pelo suprimento de 88,75% da demanda de energia elétrica do setor.

Considerou-se que, para o ano base, a demanda por óleo diesel seria suprida pela produção interna de Minas Gerais. Em 2035, estima-se que 41,5% da demanda seria proveniente de Minas Gerais (Regap). A demanda por óleo diesel tenderia a se deslocar para o óleo diesel importado do resto do Brasil, dada a pouca diferença entre os preços praticados do óleo diesel em Minas Gerais e o preço médio do Brasil, como apresentado na Figura 41.

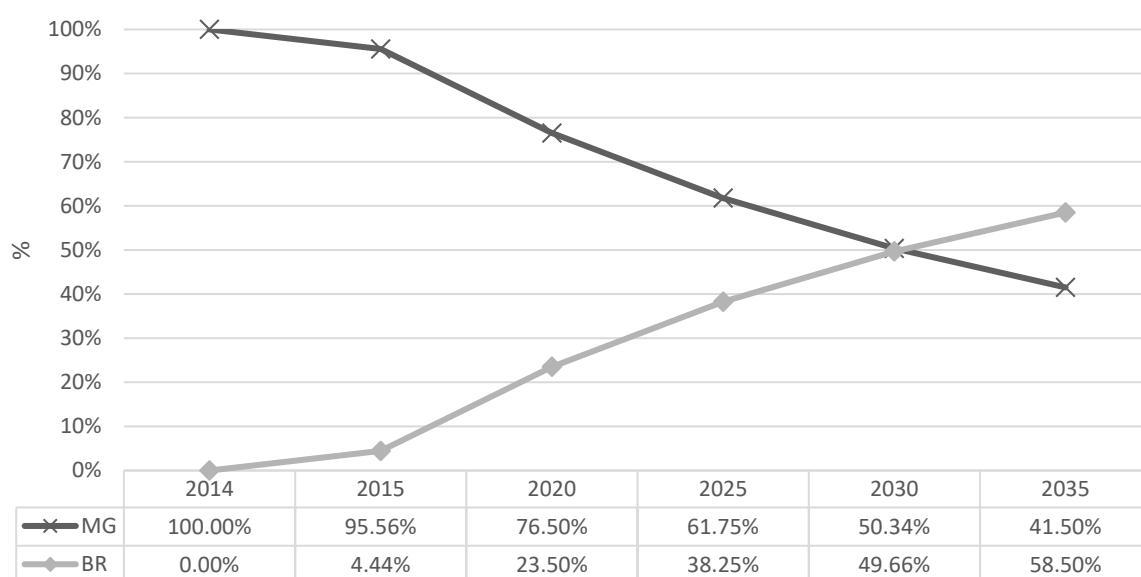


Figura 41 – Projeção da origem do óleo diesel demandado.

Durante o balanço oferta/demanda a oferta de óleo diesel seria deslocada para a fonte com maior capacidade de produção, neste caso, o resto do Brasil.

5.1 PREÇOS DOS ENERGÉTICOS

O preço do óleo diesel, apresentaria uma tendência de elevação alcançando US\$ 4.376 por tep. Em 2035 o preço do diesel seria 46,86% superior ao do praticado no ano base. Na Figura 42 é apresentada a evolução dos preços do óleo diesel.

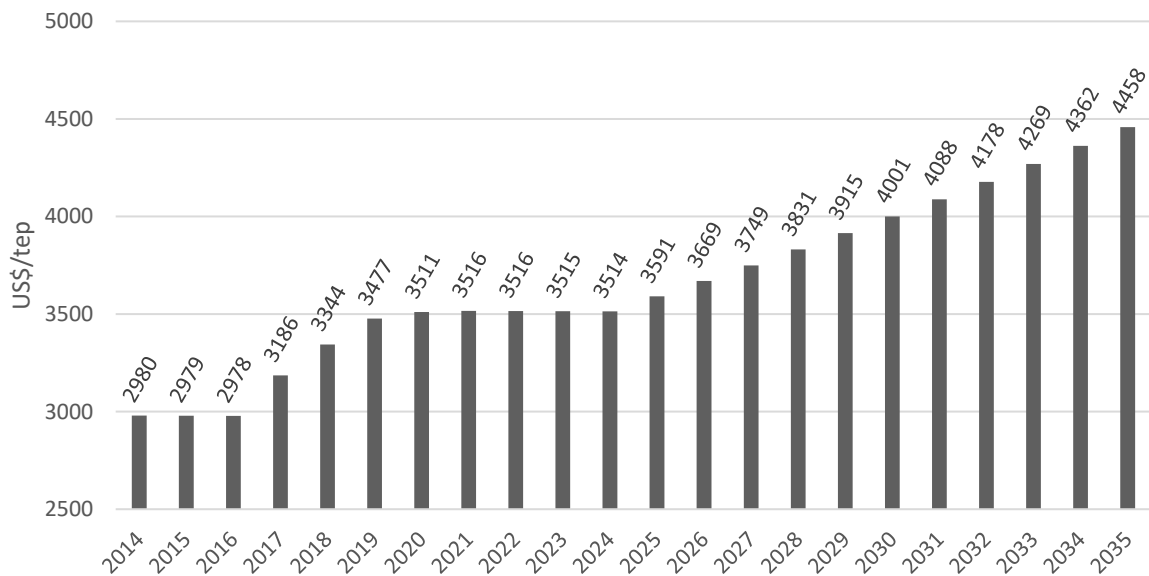


Figura 42 – Preços médios do óleo diesel.

A elevação constante dos preços do óleo diesel segue a tendência internacional de crescimento do preço do petróleo e seus derivados, uma vez o Brasil realiza a importação de petróleo e seus derivados para atendimento da demanda nacional. O preço do petróleo tende a aumentar, pois, com o passar do tempo, as fontes tradicionais de petróleo tendem a se esgotar e a extração, então, desloca-se para fontes não tradicionais como folhelhos betuminosos ou poços ultra profundos.

5.1.1 Influência dos preços da energia elétrica sobre a demanda

Para investigar o efeito do preço da energia elétrica sobre a demanda, realizou-se uma análise de sensibilidade simplificada, considerando-se somente a variação dos preços da eletricidade. Foram criados três casos extremos para a variação dos preços. No primeiro caso, o preço da eletricidade passa a cair a uma taxa de 10% a.a. a partir de 2018. No segundo caso, o preço da energia elétrica permanece constante a partir de 2018. No último caso, o preço da energia eletricidade cresce a 10% a.a. Na Figura 43 são apresentadas as projeções do preço médio da energia elétrica entre 2018 e 2035.

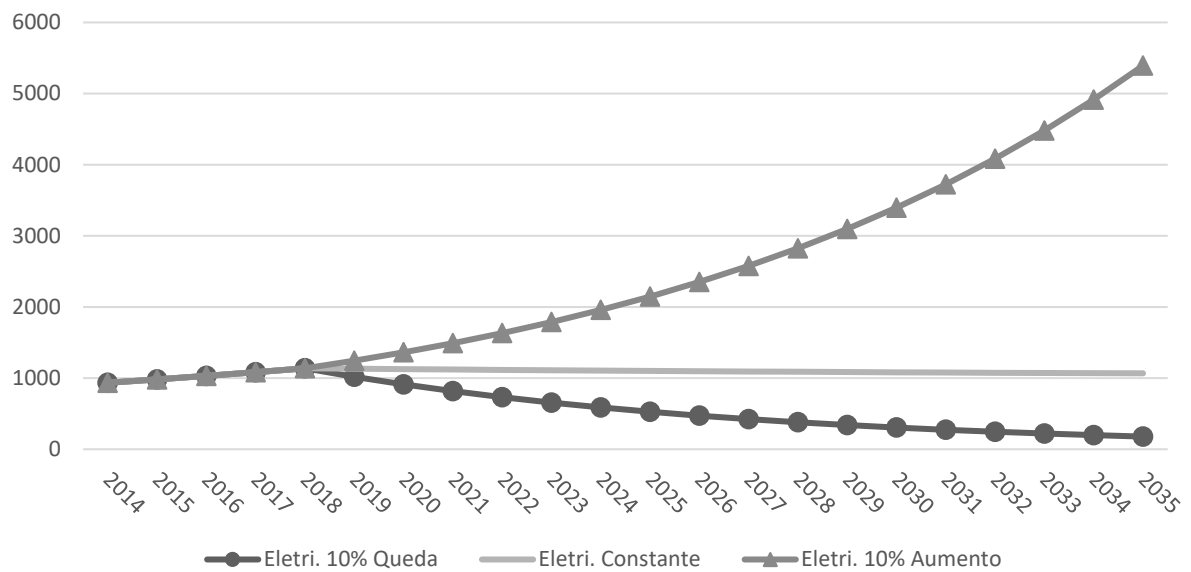


Figura 43 – Projeção dos preços da eletricidade

O preço médio entre a eletricidade oriunda da autogeração e do SIN seria de US\$ 934 por tep em 2014. Caso os preços sejam mantidos constantes, os preços da energia elétrica alcançariam em 2035 o valor de US\$ 1.067 por tep, um aumento de 14% em relação ao ano base. Com o crescimento de 5,7% a.a., em 2018 o preço da eletricidade seria de US\$ 1.138 por tep. A partir daí, caso os preços aumentem a 10% a.a. o preço da energia seria de US\$ 5.393 por tep, um aumento de 477% em relação ao ano base. Uma queda de 10% nos preços resulta em um preço de US\$ 118 por tep em 2035, uma queda de 81% em relação ao ano base. Na Figura 44 são apresentados os preços projetados para a eletricidade e o óleo diesel em 2035.

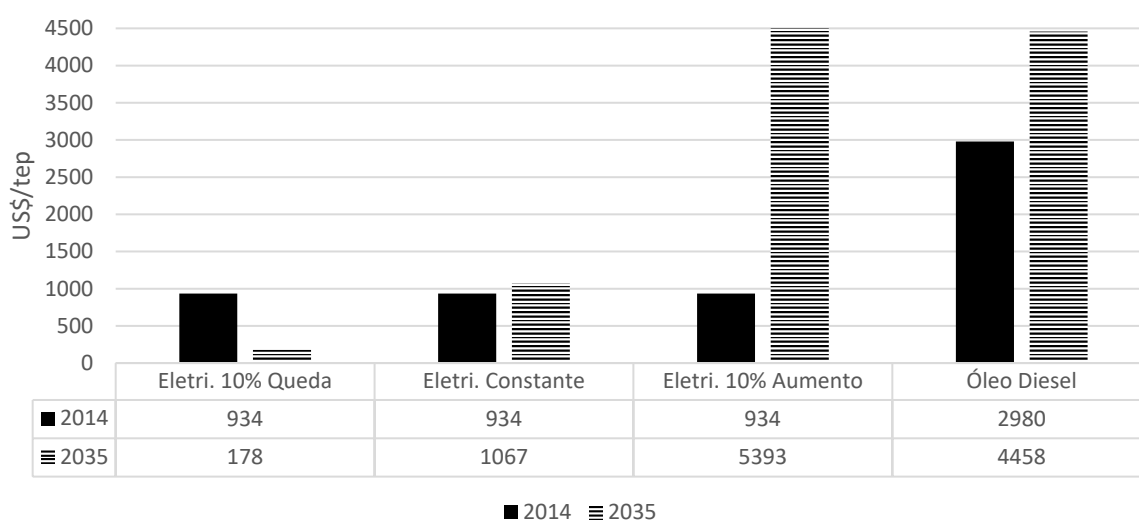


Figura 44 – Projeção de preços dos energéticos em 2035.

5.1.1.1 Cenário Pico 2023

O Cenário Pico 2023 pode ser considerado o cenário com a maior probabilidade de ser observado em relação à futura produção de minério de ferro no Estado de Minas Gerais. Algumas empresas do setor estimam que o pico da produção de minério ocorreria em torno dos anos de 2021/22¹⁴. Este cenário considera uma queda de 1% ao ano na demanda mundial por minério de ferro e preços do minério de ferro abaixo de US\$ 36,0 por tonelada.

5.1.1.1.1 Energia Final

A alteração dos preços da eletricidade não alteraria drasticamente a demanda total por energia final, como apresentado na Figura 45. Mantidos constantes os preços, a demanda por energia final seria de 412 mil tep em 2035 redução de 9% em relação ao ano base. Uma queda anual de 10% nos preços da energia elétrica resultaria em uma demanda de 401 mil tep, uma queda de 3% em relação ao caso com preços constantes. No outro extremo, um aumento de 10% a.a. nos preços da energia elétrica resultaria em uma demanda de 414 mil tep em 2035, um aumento de 1% quando comparado com os preços mantidos constantes.

¹⁴ Informação verbal.

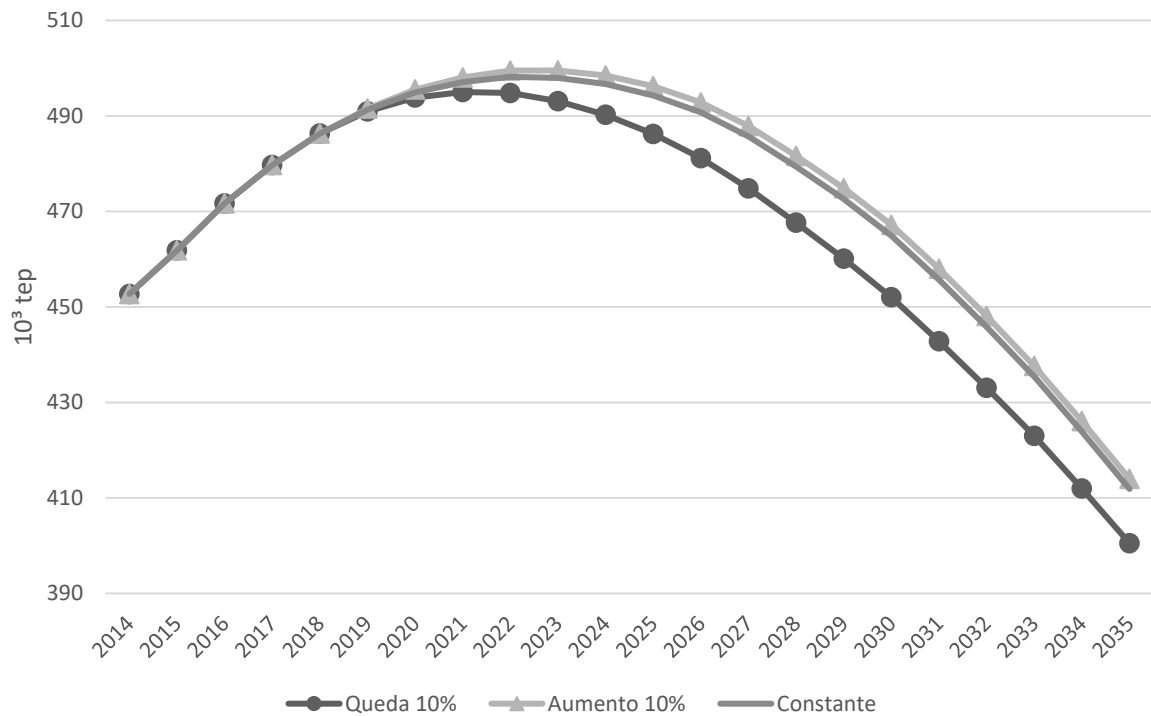


Figura 45 – Projeção da demanda final de energia para o Cenário Pico 2023

O pico da demanda por energia final ocorreria em 2022, caso os preços da energia elétrica sejam mantidos constantes. Uma queda nos preços anteciparia o pico da demanda final em um ano e um aumento deslocaria este pico para 2023.

O modelo ENPEP-BALANCE utiliza uma fórmula para calcular a participação de mercado quando existem de duas ou mais tecnologias de conversão de energia para um mesmo processo, como é no caso da perfuração e do carregamento. A fórmula considera que a participação de uma tecnologia é baseada no preço relativo da fonte de energia. Desta maneira o modelo passa a alocar uma quantidade cada vez maior de equipamentos de perfuração e carregamento elétricos, caso o preço da energia elétrica caia. Um aumento dos preços da eletricidade manteria a participação predominante dos equipamentos movidos a óleo diesel.

A alteração dos preços da eletricidade resultaria em alterações maiores na demanda total por energia elétrica em 2035, como apresentado na Figura 46. O aumento da demanda de energia elétrica entre o pico da demanda e o ano base seria de 1%, caso sejam mantidos constante os preços ou ocorra um aumento de 10%, ou de 4%, no caso de queda. Em 2035, a demanda final de energia elétrica seria de 327mil tep, 332

mil ou 359 mil, caso ocorra, respectivamente, um aumento, a manutenção ou a queda dos preços da energia elétrica.

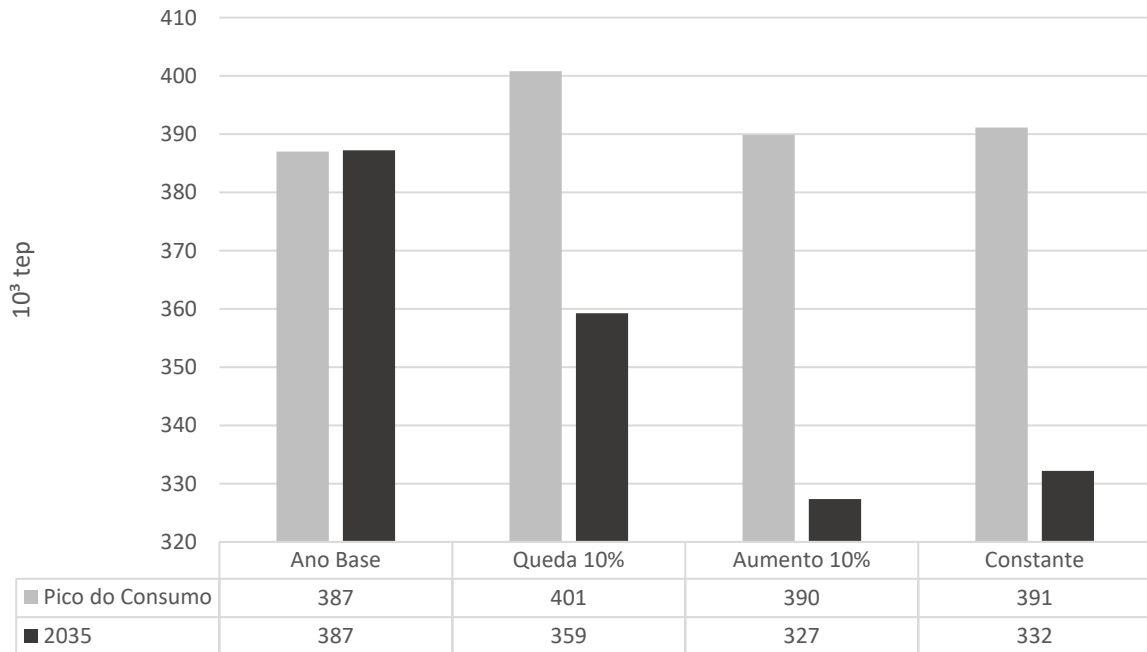


Figura 46 – Projeção da demanda final de eletricidade para o Cenário Pico 2023

Uma queda nos preços da eletricidade resultaria em uma utilização maior de equipamentos de perfuração e carregamento elétricos nas minas, mesmo com a perda de flexibilidade resultante. A queda dos preços da eletricidade resultaria em uma redução significativa na demanda final de óleo diesel, como apresentado na Figura 47.

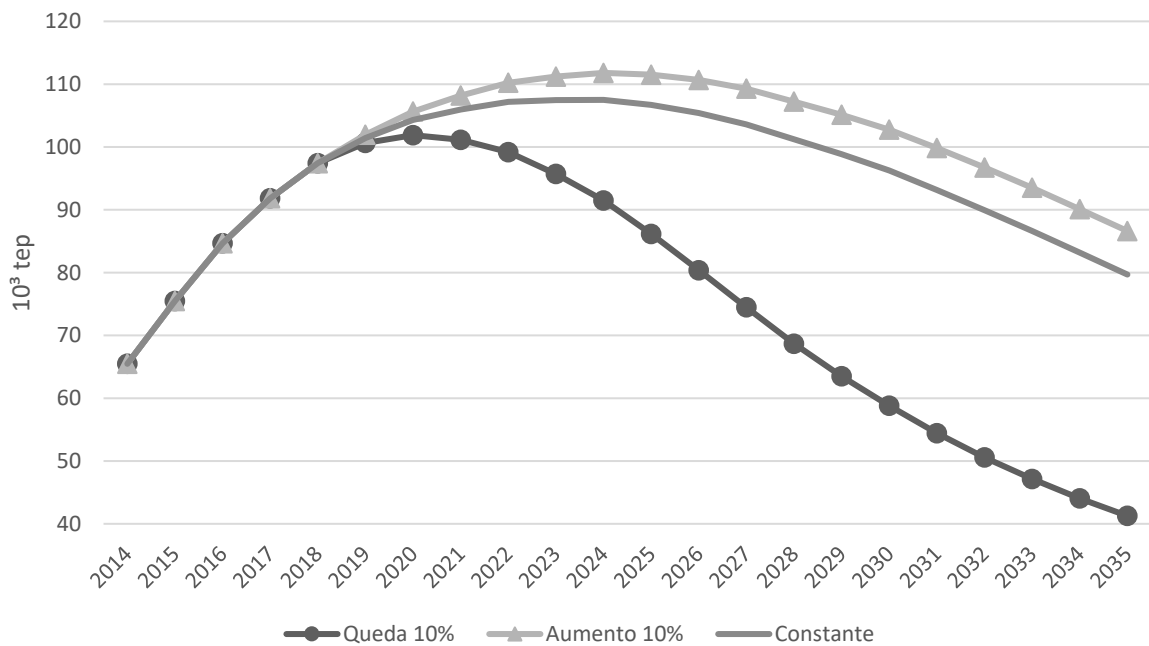


Figura 47 – Projeção da demanda final de óleo diesel para o Cenário Pico 2023

Uma queda anual de 10% nos preços da energia elétrica resultaria, em 2035, em uma demanda de 41 mil tep de óleo diesel, uma queda de 37% em relação ao ano base. Nos casos de aumento ou manutenção dos preços da energia elétrica, a demanda final de óleo diesel seria, respectivamente, de 87 mil tep e de 80 mil tep em 2035.

5.1.1.1.2 Energia Útil

A evolução da demanda de energia útil, isto é, energia após o último processo de conversão, para o Cenário Pico 2023 é apresentada na Figura 48. A demanda por energia útil total é a mesma não importando a variação do preço da energia elétrica.

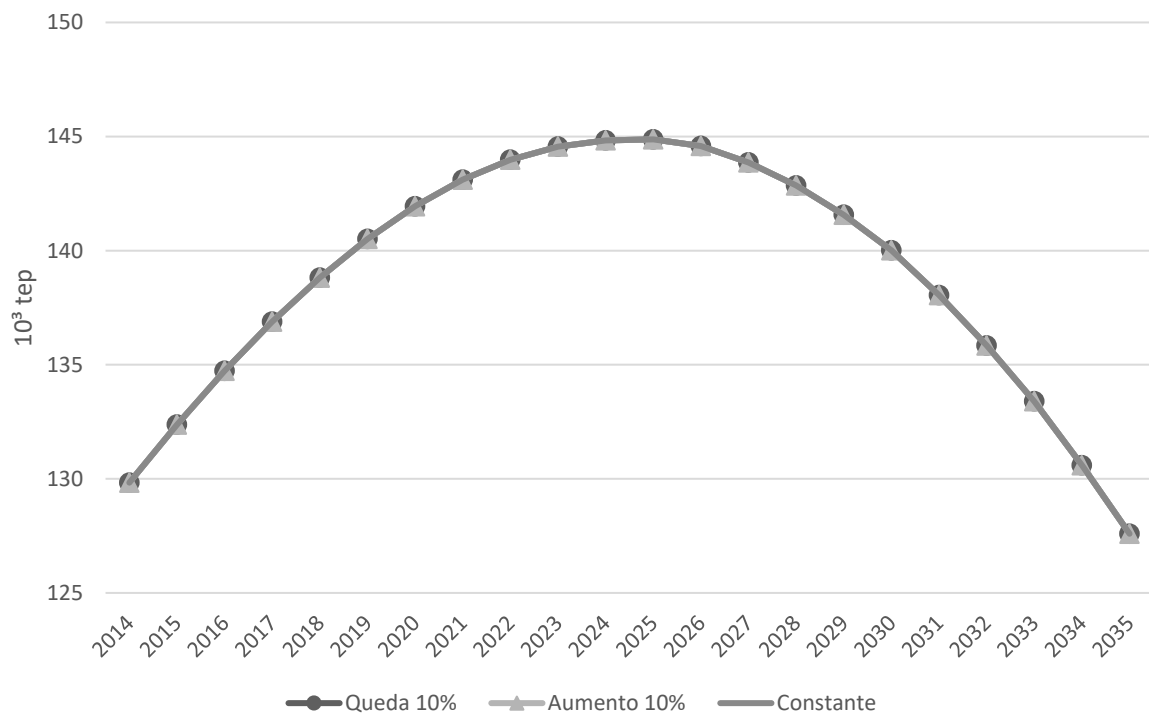


Figura 48 – Projeção da demanda de energia útil para o Cenário Pico 2023

Para o cenário 2023, a demanda por energia útil apresenta um pico em 2025 com uma demanda de 145 mil tep, um aumento de 12% em relação ao ano base. Em 2035 a demanda por energia útil seria de 128 mil tep, uma redução de 2% em relação ao ano base.

A alteração dos preços da eletricidade alteraria drasticamente a demanda de energia útil elétrica, no caso de queda dos preços da energia elétrica. Nos casos de aumento ou manutenção dos preços o ano base corresponderia ao ano de pico da demanda. No caso da queda dos preços da energia elétrica, o pico da demanda ocorreria em 2029 com uma demanda de 116 mil tep. Em 2035, a demanda de energia útil de energia elétrica seria de 89 mil tep, 92 mil tep e 109 mil tep para o aumento, manutenção e queda dos preços respectivamente. Na Figura 49 são apresentadas as projeções da demanda por energia útil da eletricidade.

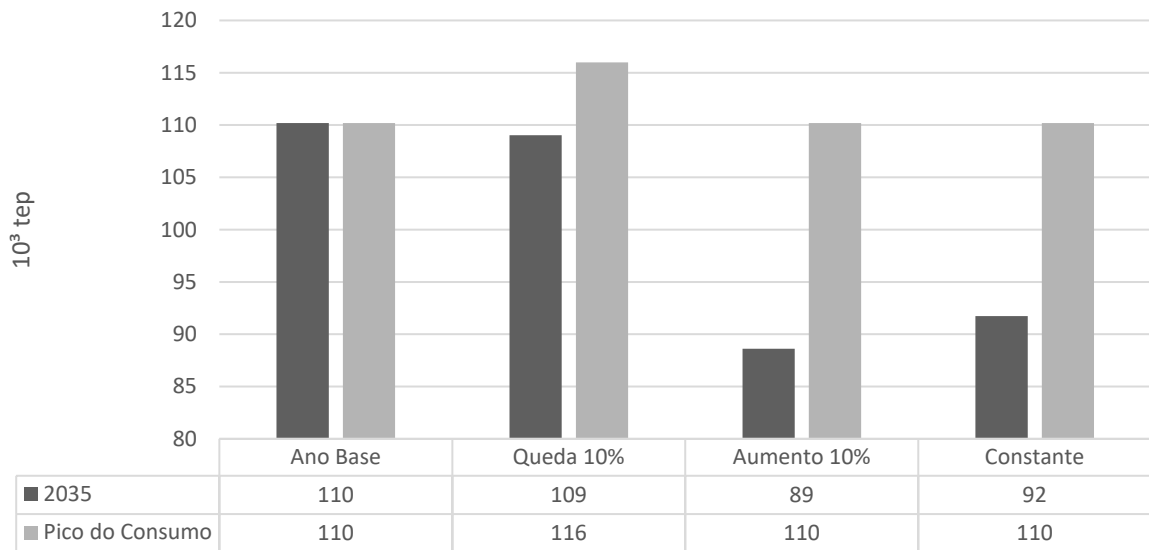


Figura 49– Demanda de energia útil proveniente da eletricidade para o Cenário Pico 2023

A alteração dos preços da eletricidade resulta em alterações similares na demanda, por energia útil dos processos que utilizam o óleo diesel, como apresentado na Figura 50. Em comparação com o ano base, os anos de pico da demanda apresentariam um aumento na demanda de energia útil de óleo diesel de 79%, 105% e 116%, respectivamente para a queda, a manutenção e o aumento dos preços da energia elétrica. Em 2035 a demanda seria de 19 mil tep, 36 mil tep e de 39 mil tep, respectivamente para a queda, a manutenção e o aumento dos preços da energia elétrica.

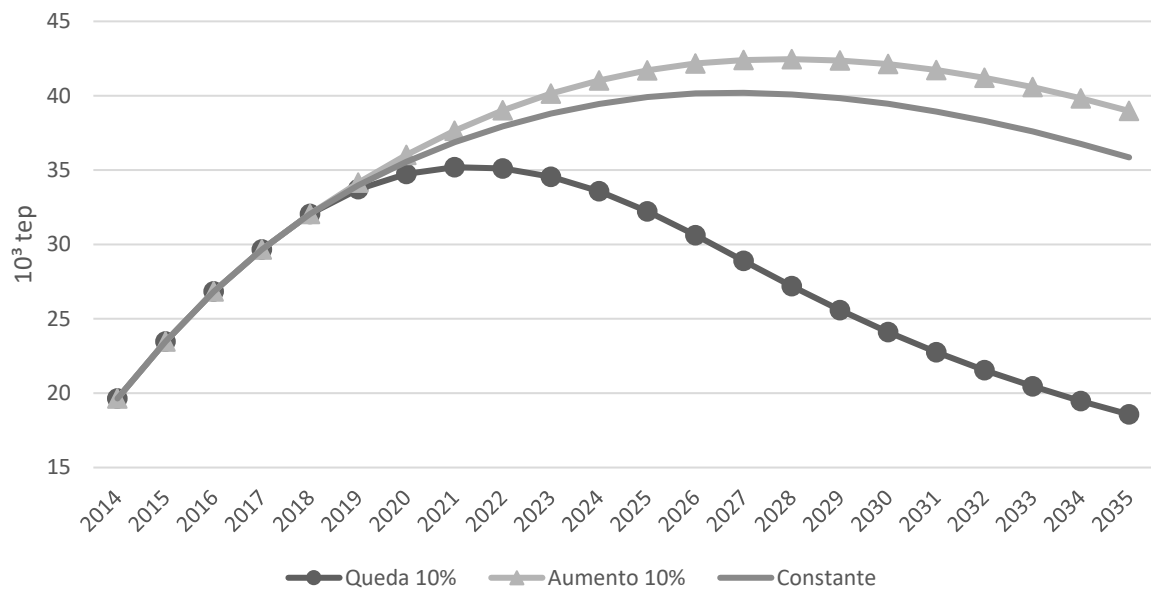


Figura 50 – Demanda de energia útil proveniente do óleo diesel para o Cenário Pico 2023

5.1.1.1.3 Impactos ambientais

Este estudo de impactos ambientais considerou somente as emissões dos equipamentos que consomem óleo diesel. Considerou-se, também, que somente os maquinários utilizados para a lavra eram consumidores de diesel.

O comportamento das curvas de projeção das emissões de gases do efeito estufa segue o mesmo comportamento das curvas de projeção da demanda de energia final de óleo diesel. As emissões no pico da demanda para o Cenário Pico 2023 estariam situadas entre os valores de 312 e 342 milhares de toneladas de CO₂eq. Em 2035, as emissões recuariam para entre valores 126 e 362 milhares de toneladas de CO₂eq para o Cenário. Na Figura 51 é apresentada a projeção das emissões totais.

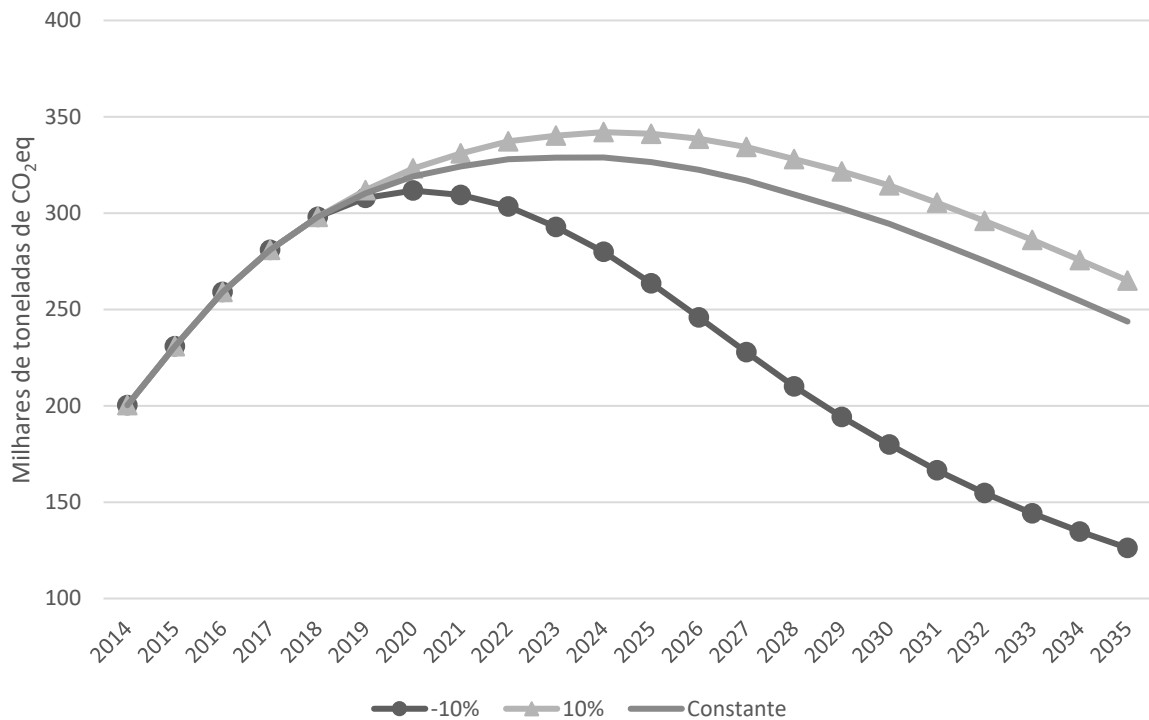


Figura 51 – Projeção das emissões totais para o Cenário Pico 2023.

Os valores das emissões calculadas neste estudo são inferiores aos valores das emissões do setor apresentadas no II Inventário de Gases Efeito Estufa do Setor Mineral. Entretanto, os resultados do Inventário são de abrangência nacional e consideram a combustão em equipamentos fixos (equipamentos de combustão não veiculares com o intuito de gerar energia elétrica).

5.1.1.2 Cenário Pico 2030

O Cenário Pico 2030 pode ser considerado mais realista, em razão das tendências do mercado de minério de ferro mundial e nacional discutidas anteriormente.

5.1.1.2.1 Energia Final

A alteração dos preços da eletricidade não alteraria drasticamente a demanda final total por energia, como apresentado na Figura 52. A demanda de eletricidade final durante o pico estaria entre 575 e 592 mil tep para o cenário. Mantidos constante os preços da energia elétrica, a demanda final por energia seria de 562 mil tep em 2035 um aumento de 24% em relação ao ano base. Um aumento de 10% a.a. nos preços

da energia elétrica resultaria em um aumento de 1% quando comparado com os preços constantes em 2035. No outro extremo, uma queda anual de 10% nos preços da energia elétrica resultaria em uma queda da demanda de 3% em relação ao caso com preços constantes em 2035.

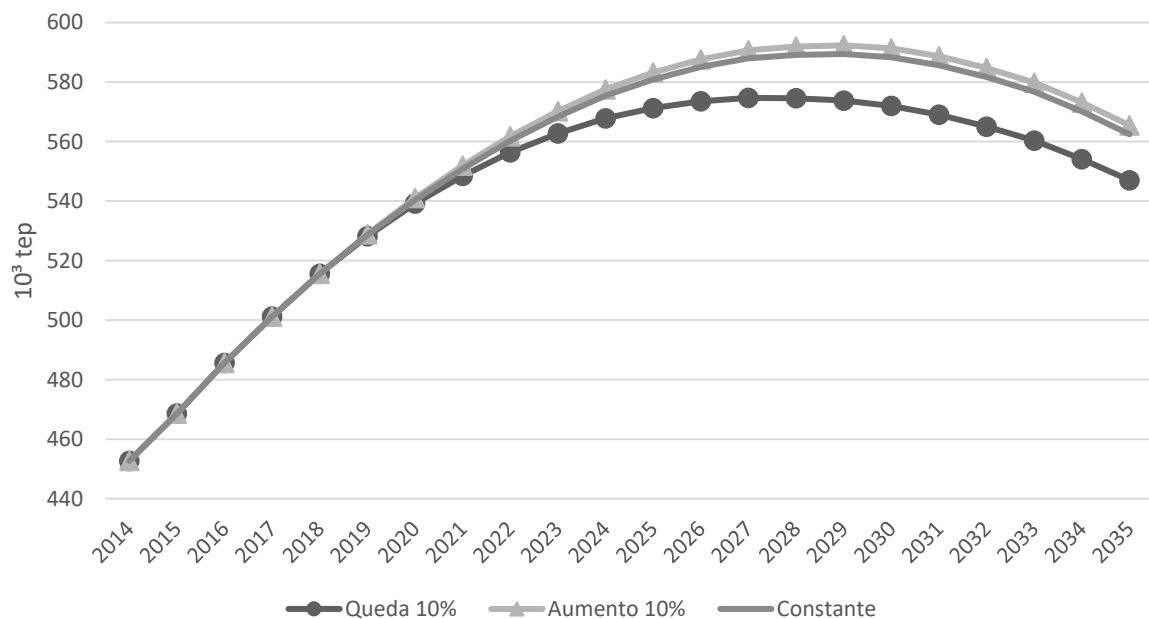


Figura 52 – Projeção da demanda final de energia para o Cenário Pico 2030

O pico da demanda por energia final ocorrerá em 2029, caso os preços da energia elétrica sejam mantidos constantes. Uma queda nos preços anteciparia o pico do consumo em um ano e um aumento não alteraria o pico da demanda.

Mantidos constante os preços, a demanda final por energia elétrica seria de 454 mil tep em 2035, um crescimento de 17% em relação ao ano base. Uma queda anual de 10% nos preços da energia elétrica resulta em uma demanda de 491 mil tep, um aumento de 8% em relação ao caso com preços constantes. No outro extremo, um aumento de 10% a.a. nos preços da energia elétrica resulta em uma demanda de 447 mil tep em 2035, uma queda de 2% quando comparado com os preços mantendo-se constantes. Na Figura 53 são apresentadas as projeções da demanda final de eletricidade.

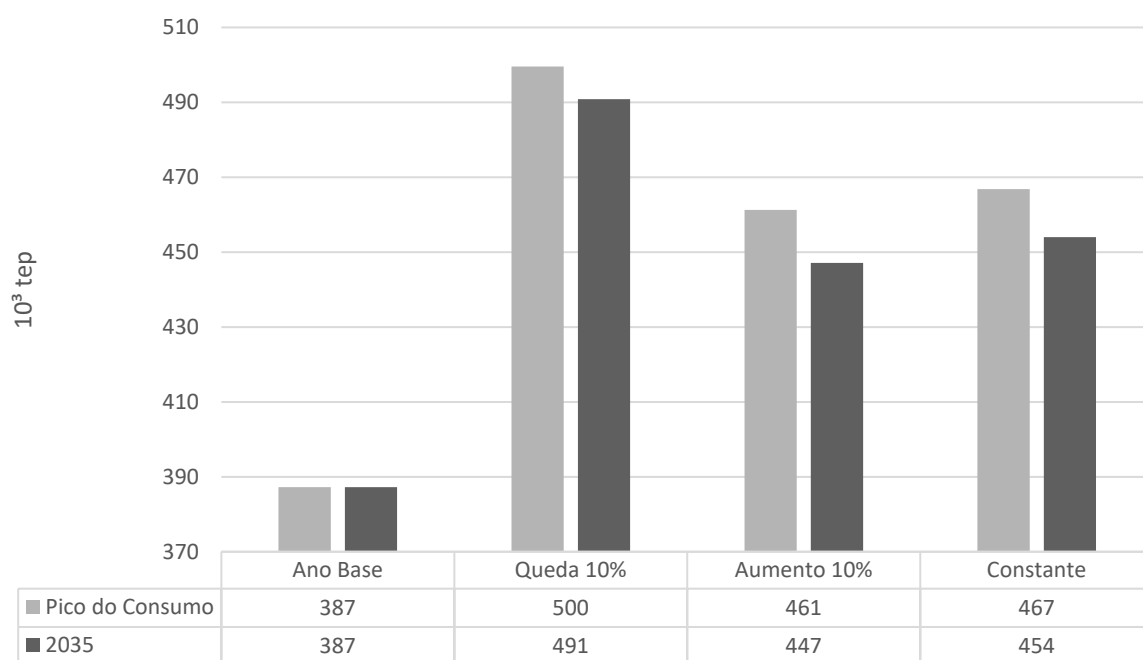


Figura 53 – Projeção da demanda final de eletricidade para o Cenário Pico 2030

A alteração dos preços da eletricidade resulta em algumas alterações significativas na demanda total por óleo diesel, como apresentado na Figura 54.

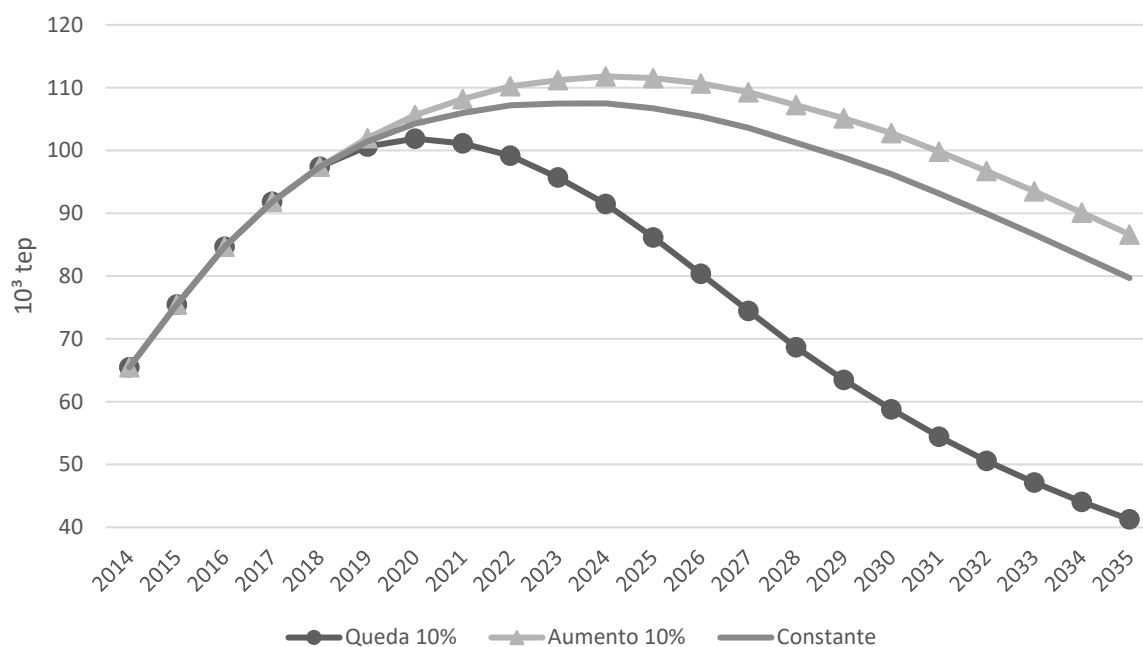


Figura 54 – Projeção da demanda final de óleo diesel para o Cenário Pico 2030

Nos picos da demanda a demanda final de óleo a demanda a ser atendida estaria entre 112 a 132 mil tep diesel, um aumento da demanda de 71% a 132% em relação ao ano base. Em 2035, caso ocorra uma queda, preços constantes ou um aumento dos preços da energia elétrica a demanda final de óleo diesel seria, respectivamente, de 56 mil tep, 108 mil tep ou 118 mil tep.

5.1.1.2.2 Energia Útil

Para o cenário 2030, a demanda de energia útil apresenta um pico em 2031 com uma demanda de 177 mil tep, um aumento de 37% em relação ao ano base. Em 2035 a demanda por energia útil seria de 174 mil tep, uma redução de 2% em relação ao ano de pico. A evolução da demanda de energia útil para o Cenário Pico 2030 está apresentada na Figura 55.

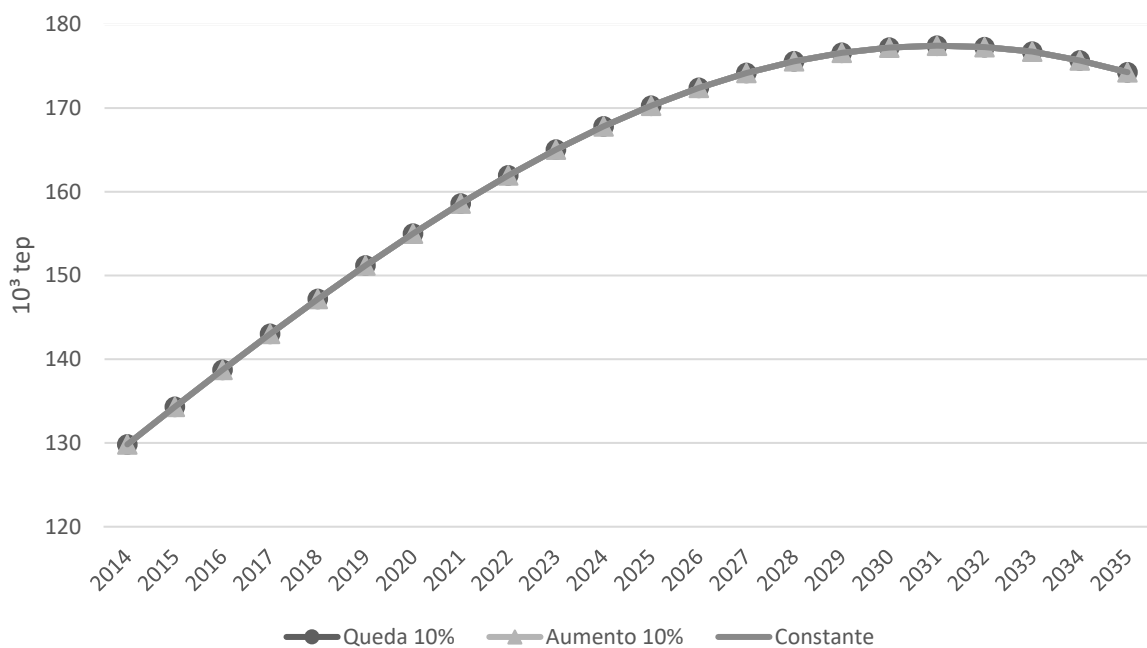


Figura 55 – Projeção da demanda por energia útil para o Cenário Pico 2030

Na Figura 56 são apresentadas as projeções da demanda de energia útil de eletricidade.

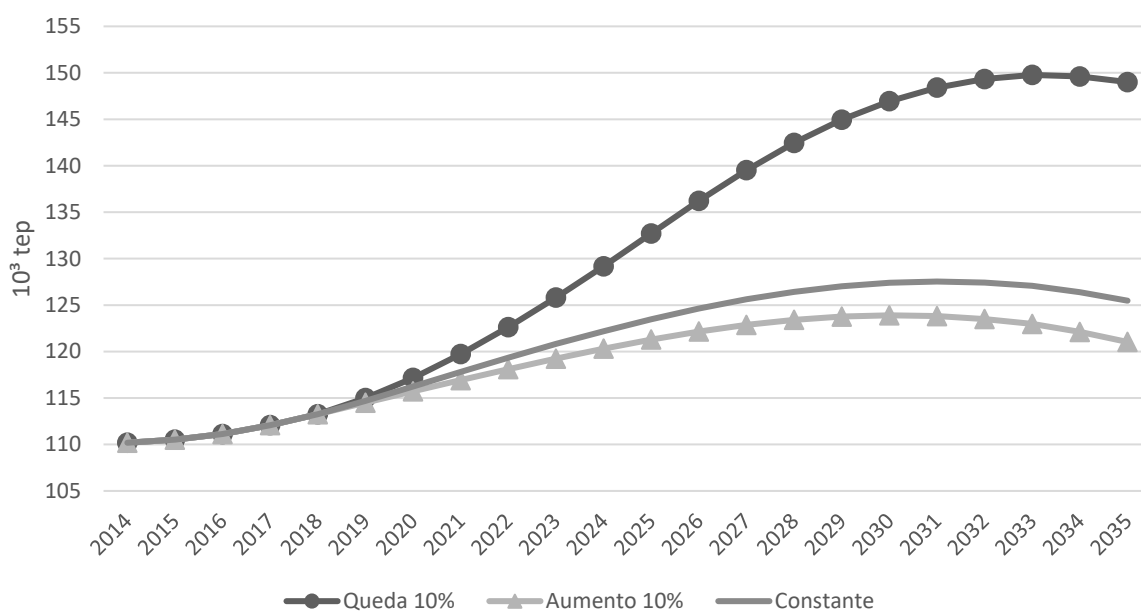


Figura 56– Demanda de energia útil de eletricidade para o Cenário Pico 2030

A alteração dos preços da eletricidade resulta em alterações na demanda de energia útil dos processos que utilizam o óleo diesel, como apresentado na Figura 57. A queda dos preços da energia elétrica reduz a demanda por óleo diesel, neste caso a demanda de energia útil de óleo diesel atingiria o pico da demanda em 2022 com uma demanda de 39 mil tep. O aumento ou crescimento nulo do preço da eletricidade atrasa o pico da demanda por energia útil proveniente do óleo diesel em 10 ou 9 anos, respectivamente. No pico espera-se que a demanda estaria entre 50 e 54 mil tep. Em 2035 espera-se que a demanda estaria 25 e 53 mil tep.

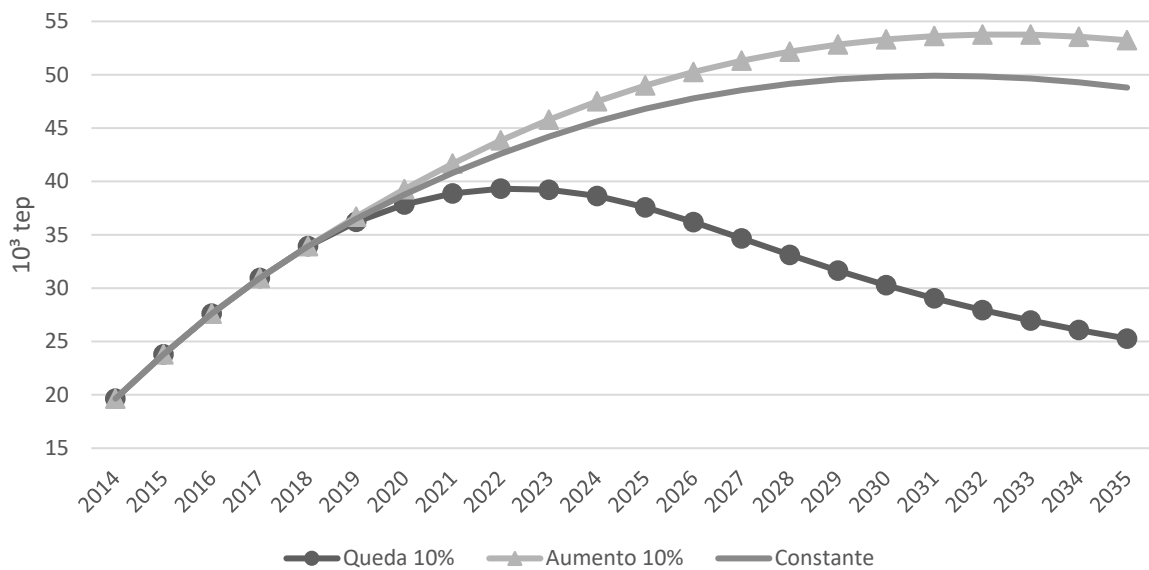


Figura 57 – Demanda de energia útil proveniente do óleo diesel para o Cenário Pico 2030

5.1.1.2.3 Impactos ambientais

Mantidos constante os preços, a emissão total de gases seria de 332 mil toneladas de CO₂ equivalente em 2035, um aumento de 66% em relação ao ano base. Uma queda anual de 10% nos preços da energia elétrica resulta em uma emissão de 172 mil toneladas de CO₂ equivalente, uma queda de 48% em relação ao caso com preços constantes. No outro extremo, um aumento de 10% a.a. nos preços da energia elétrica resulta em uma emissão de 362 mil toneladas de CO₂ equivalente em 2035, um aumento de 9% quando comparado com os preços mantendo-se constantes. Na Figura 58 são apresentadas as projeções das emissões totais.

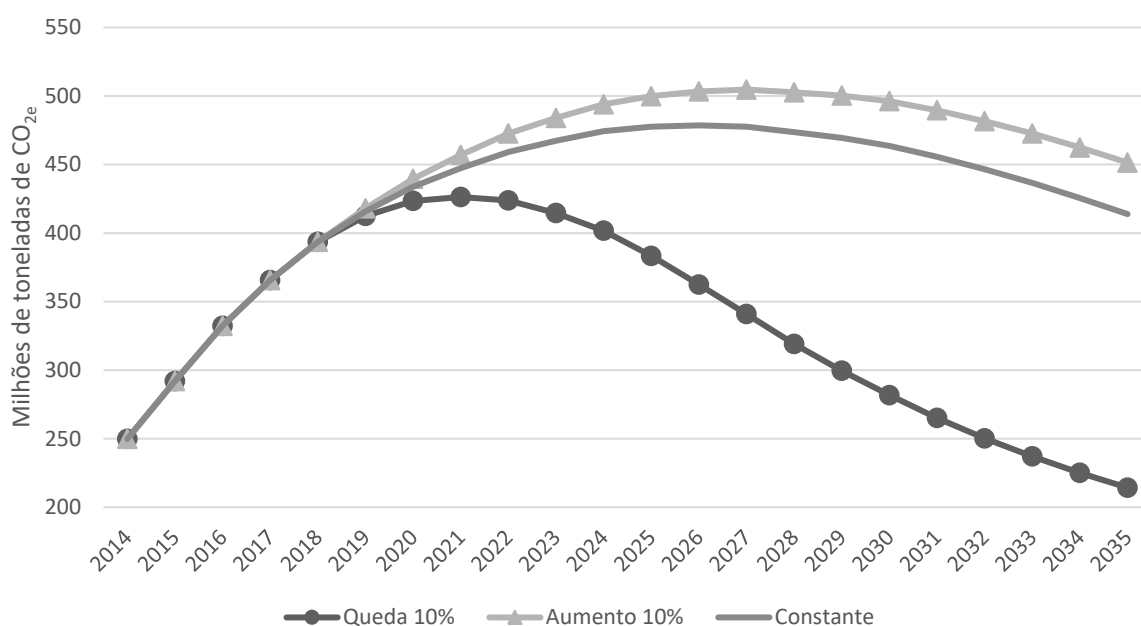


Figura 58 – Projeção das emissões totais para o Cenário Pico 2030.

O CO₂ corresponde com a quase totalidade das emissões de gases do efeito estufa.

5.2 RENDIMENTO ENERGÉTICO

Através dos resultados apresentados anteriormente, é possível calcular a evolução do rendimento anual para os cenários. O rendimento é calculado pela razão entre a demanda por energia útil e o consumo final de energia. Ambos os cenários apresentam rendimentos energéticos similares. A Figura 59 apresenta a evolução do rendimento anual.

O rendimento energético do setor é dependente da competição entre as fontes nos processos de lavra. Uma queda do preço da energia resulta em uma maior utilização de equipamentos com motores elétricos e, conseqüentemente, a um maior rendimento energético. O crescimento dos preços da energia elétrica aumenta a participação dos equipamentos a diesel e diminui o rendimento energético do setor.

O rendimento entre o ano base e 2017 apresenta uma tendência de queda, porém, a redução da demanda por energia, associada com o aumento da eficiência energética, leva ao aumento do rendimento energético. Preços de minério menores motivam as

empresas mineradoras a diminuir os custos de produção que estão diretamente relacionados ao consumo de energia.

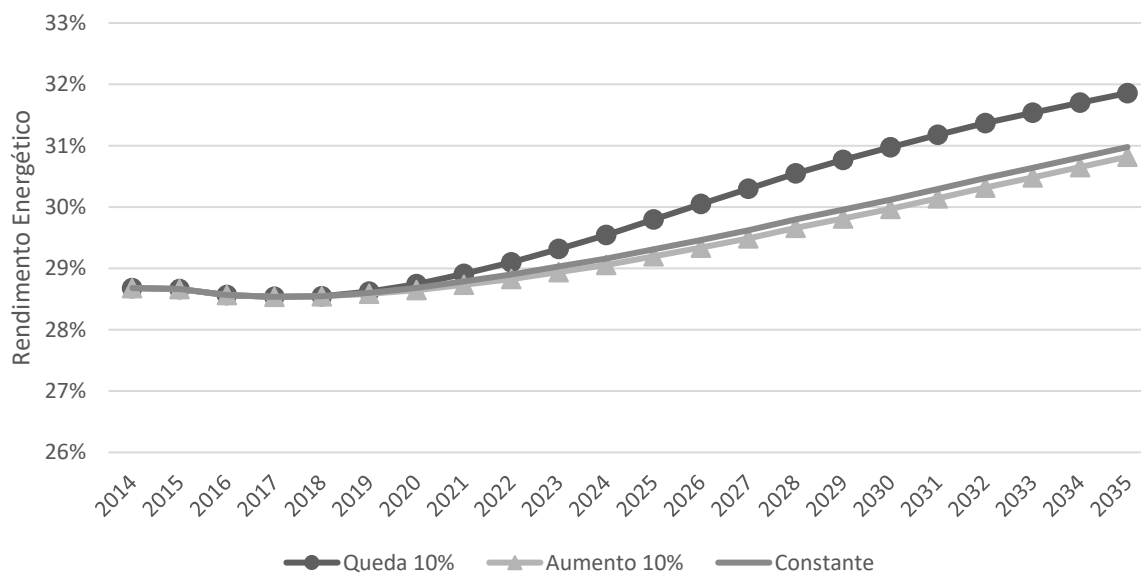


Figura 59 – Rendimento energético para os cenários.

Espera-se que o rendimento energético para o setor de mineração alcance 31% em 2035 caso os preços mantenham-se constantes. Caso o preço da energia elétrica aumente, o rendimento energético esperado para 2035 é de 30,8%. A queda do preço levaria a um rendimento, em 2035, de 31,9%.

5.3 COMPARAÇÃO ENTRE OS CENÁRIOS

As taxas de crescimento das demandas finais totais de energia entre o ano base e os anos de pico da demanda variam entre 1,10% e 1,28% a.a. para o Cenário Pico 2023 e entre 1,77 e 1,85% a.a. para o Cenário Pico 2030. Entre os anos de pico da demanda e 2035, as taxas de crescimento variam entre -1,55% e -1,45% a.a. para o Cenário Pico 2023 e entre -0,78% e -0,62% a.a. para o Cenário Pico 2030. Na Tabela 31 são apresentadas as taxas de crescimento médias para os cenários.

Tabela 31 – Taxas de crescimento médias para os cenários – 2014/2035

Comportamento do preço da eletricidade	Cenário	Fonte de energia	Ano do pico	Taxa de crescimento média (% a.a.)	
				2014 - Ano do Pico	
				Ano do Pico - 2035	
Queda 10%	Pico 2023	Eletricidade	2026	0,29%	-1,21%
		Óleo Diesel	2020	7,65%	-5,85%
		Total	2021	1,28%	-1,50%
	Pico 2030	Eletricidade	2031	1,51%	-0,44%
		Óleo Diesel	2021	7,93%	-4,79%
		Total	2027	1,85%	-0,62%
Constante	Pico 2023	Eletricidade	2020	0,17%	-1,08%
		Óleo Diesel	2024	5,08%	-2,69%
		Total	2022	1,20%	-1,45%
	Pico 2030	Eletricidade	2030	1,18%	-0,55%
		Óleo Diesel	2026	5,57%	-1,60%
		Total	2029	1,77%	-0,78%
Aumento 10%	Pico 2023	Eletricidade	2021	0,10%	-1,24%
		Óleo Diesel	2024	5,50%	-2,29%
		Total	2023	1,10%	-1,55%
	Pico 2030	Eletricidade	2030	1,10%	-0,62%
		Óleo Diesel	2027	5,56%	-1,38%
		Total	2029	1,81%	-0,77%

Na Tabela 32 é apresentada a comparação entre os Cenários Pico 2023 e Pico 2030.

Tabela 32 – Demanda de energia por recurso energético – 2014/2035

Comportamento do preço da eletricidade	Cenário	Fonte de energia	Ano do pico	Demanda final de energia (10 ³ tep)			$\Delta\%$ (Ano do Pico/2014)	$\Delta\%$ (2035/2014)	$\Delta\%$ (2035/Ano do Pico)
				2014	Ano do Pico	2035			
				Queda 10%	Pico 2023	Eletricidade			
Óleo Diesel	2020	65	102			41	55,60%	-36,98%	-59,50%
Total	2021	453	495			401	9,34%	-11,53%	-19,09%
Pico 2030	Eletricidade	2031	387		500	491	29,01%	26,76%	-1,75%
	Óleo Diesel	2021	65		112	56	70,61%	-14,24%	-49,73%
	Total	2027	453		575	547	26,94%	20,83%	-4,82%
Constante	Pico 2023	Eletricidade	2020	387	391	332	1,00%	-14,21%	-15,06%
		Óleo Diesel	2024	65	107	80	64,18%	21,69%	-25,88%
		Total	2022	453	498	412	10,05%	-9,02%	-17,32%
	Pico 2030	Eletricidade	2030	387	467	454	20,55%	17,25%	-2,74%
		Óleo Diesel	2026	65	125	108	91,53%	65,62%	-13,53%
		Total	2029	453	589	562	30,20%	24,25%	-4,57%
Aumento 10%	Pico 2023	Eletricidade	2021	387	390	327	0,68%	-15,46%	-16,03%
		Óleo Diesel	2024	65	112	87	70,74%	32,29%	-22,52%
		Total	2023	453	500	414	10,34%	-8,55%	-17,12%
	Pico 2030	Eletricidade	2030	387	461	447	19,12%	15,47%	-3,07%
		Óleo Diesel	2027	65	132	118	101,98%	80,67%	-10,55%
		Total	2029	453	592	565	30,84%	24,90%	-4,54%

As demandas de energia elétrica do Cenário Pico 2030 seriam 18,3% a 24,6% superiores às demandas do Cenário Pico 2023 nos anos de pico da demanda. Quando comparadas as demandas de óleo diesel nos anos de pico da demanda, as demandas do Cenário Pico 2030 seriam 9,6% a 18,3% superiores às demandas do Cenário Pico 2023. As demandas totais do Cenário Pico 2030 nos anos de pico seriam, por sua vez, 16,1% a 18,6% superiores às demandas do Cenário Pico 2023. Em 2035 e comparado ao Cenário Pico 2023, as demandas de energia elétrica, óleo diesel e total no Cenário Pico 2030 seriam cerca de 36~37% superiores.

6 CONCLUSÕES

A ferramenta computacional escolhida para o trabalho, ENPEP-BALANCE, mostrou-se uma boa ferramenta para estudos de planejamento energético. A ferramenta é capaz de realizar o balanço entre a oferta e demanda futura de energia, de projetar a demanda de energia total, final e útil, preços da energia e emissões.

Entretanto, a utilização de qualquer ferramenta para estudos de planejamento é dependente da aquisição de dados. A maior dificuldade enfrentada para a realização deste estudo foi a aquisição dos dados. As agências governamentais não possuem bancos de dados atualizados ou não disponibilizam as informações ao público. O DNPM, por exemplo, solicita às mineradoras nacionais, mediante o Relatório Anual de Lavra, informações sobre o consumo de energia e sua origem, o consumo de insumos energéticos, como o óleo diesel. Entretanto estas informações não são disponibilizadas ao público, segundo o DNPM, por falta de capacidade técnica e de pessoal do órgão.

Os balanços energéticos, por sua vez, tratam o setor extrativo mineral de forma integrada, e não são capazes de refletir a participação da produção de diferentes minerais no consumo de energia estadual ou nacional. A indústria mineral apresenta uma grande variabilidade de processos produtivos, que é dependente de cada depósito, além de sofrer alterações ao longo do tempo, devido à variação de teores e exaustão das minas. Tais fatores implicam em uma grande variação na demanda de energia para o setor extrativo mineral, independente de fatores puramente econômicos.

Os resultados obtidos devem ser interpretados com cautela, uma vez que são dependentes das hipóteses adotadas, assim como da base de dados elaboradas para o estudo. Portanto, estudos posteriores podem obter resultados distintos. Ao contrário de outros estudos de planejamento energético, optou-se por não utilizar a taxa de crescimento histórica do PIB ou VAB. Utilizou-se a Curva de Hubbert da produção histórica do minério de ferro, pois esta considera a exaustão das reservas minerais no longo prazo.

A partir dos resultados apresentados através do processamento da rede energética do setor de mineração de minério de ferro, pode-se relacionar os seguintes pontos para reflexão:

- A demanda de óleo diesel é fortemente influenciada pela queda do preço da energia elétrica, preços suficientemente baixos da energia elétrica são capazes de influenciar a adoção de equipamentos elétricos em detrimento de equipamentos a diesel na lavra;
- A capacidade de autogeração de energia elétrica atual seria capaz de atender às necessidades futuras do setor, entretanto, como a geração é baseada em fontes hídricas, seria necessário diversificar a base geradora para aumentar a confiabilidade do acesso à energia;

6.1 SUGESTÕES

- A continuação ao estudo de planejamento energético é importante para garantir a confiabilidade do acesso à energia para o setor mineral no longo prazo;
- Ampliar os trabalhos de coleta de dados, especialmente sobre os equipamentos utilizados, como por exemplo, eficiência energética e fator de emissão;
- Utilizar outros modelos de planejamento energético como forma de calibração e ampliação dos estudos.

REFERÊNCIAS

AGUIRRE, A. "Taxas de crescimento Métodos de estimativa". Análise e Conjuntura, Fundação João Pinheiro, Belo Horizonte, vol. 8, no 8, agosto 1978. Enviado por e-mail em 06/04/2016.

ALIANÇA ENERGIA. Estrutura Societária. 2016a. Disponível em: < <http://aliancaenergia.com.br/br/> >. Acesso em: 12/11/2016.

ANEEL. BIG - Banco de Informações de Geração. 2016a. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em: 11/11/2016.

ANEEL. Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão 2016b. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550> >. Acesso em: 20/11/2016.

ANGLO AMERICAN. ANNUAL REPORT 2015. 2016a

ANGLO AMERICAN. Minas-Rio: Anglo American 2016b.

ANL. User's Guide, ENPEP for Windows. Version 2.0. 2000.

ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis : 2015. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, v., 2015.p. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/2440-anuario-estatistico-2015> >.

ATLAS COPCO. Blasthole Drilling in Open Pit Mining. 3ª. v., 2012.p. Disponível em: < http://www.atlascopco.ca/Images/Blasthole%20Drilling%20Third%20Edition_LR_tcm795-3516064.pdf >.

BARTHOLOMEW, PAUL. Has Iron Ore Reached An End Game? INSIGHT. London: PLATTS 2016.

- BCB. Índices de Preços no Brasil. Banco Central do Brasil. Brasília. 2016
- BIKBOV, M.A. et al. Low-Intensity Magnetic Separation: Principal Stages Of A Separator Development – What Is The Next Step?. *Physical Separation in Science and Engineering*, v. 13, n. 2, p. 53-67.
- BLAS, J. Kloppers' legacy – iron ore pricing reform. *Financial Times: Financial Times* 2013.
- BLS. Consumer Price Index. 2016. Disponível em: < <https://www.bls.gov/cpi/home.htm> >. Acesso em: 11/12/2015.
- BORGES, L. Governo anuncia redução de 9,6% no preço do diesel. 2016. Disponível em: < <http://www.brasilcomex.net/integra.asp?cd=3403> >.
- BRASIL. DECRETO-LEI Nº 227, DE 28 DE FEVEREIRO DE 1967 Presidência da República, Brasília, 1967. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Decreto-lei/Del0227.htm >;
- BRASIL. LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013 Presidência da República, Brasília, 2013. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/l12783.htm >;
- BRASIL. RESOLUÇÃO No. 433, DE 13 DE JULHO DE 2011. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) Brasília, 2011. Disponível em: < <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=654> >;
- CASTRO, P. T. A.; JÚNIOR, H. A. N.; LIMA, H. M. Entendendo a Mineração no Quadrilátero Ferrífero. Belo Horizonte: Ecológico, v., 2011.p.
- CEMIG. 30º Balanço Energético do Estado de Minas Gerais - BEEMG 2015: ano base 2014. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil: Companhia Energética de Minas Gerais, v., 2016.p.

CEMIG. International Atomic Energy Agency - IAEA Energy Planning For The State Of Minas Gerais. Belo Horizonte. 1997

CFEM –Arrecadação. Ministério das Minas e Energia. Disponível em: < https://sistemas.dnpm.gov.br/arrecadacao/extra/Relatorios/arrecadacao_cfem.aspx>. Acesso em 15/06/2016.

CHAVES; FILHO; BRAGA. FLOTAÇÃO. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

CIRILLO, R. D. Training Seminar on the Energy and Power Evaluation Program (ENPEP),. Overview of Energy Planning: Companhia Energética de Minas Gerais S.A., International Atomic Energy Agency 1995.

CONCLA & IBGE. (2015). Classificação nacional de atividades econômicas - CNAE : versão 2.0 (2ª ed.). Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Fonte: <http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv93009.pdf>

CONNOLLY et al. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. Applied Energy, v. 87, n. 4, p. 1059-1082, 4// 2010. ISSN 0306-2619. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909004188> >.

CORREIA. J. C. G. CLASSIFICAÇÃO E PENEIRAMENTO. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

CPRM. GEOLOGIA, TECTÔNICA E RECURSOS MINERAIS DO BRASIL: Texto, Mapas & SIG. Brasília, v., 2003.p. Disponível em: < http://www.cprm.gov.br/didote/pdf/geologia_tectonica.pdf >.

DARLING, P. Mining: Ancient, Modern, and Beyond. In: DARLING, P. (Ed.). SME MINING ENGINEERING HANDBOOK. THIRD EDITION. United States of America: Society for Mining, Metallurgy, and Exploration, Inc., 2011. cap. 1.1.

DIEESE. Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil. 2015

DNPM. Anuário Mineral Brasileiro: Principais Substâncias Metálicas. Brasília: DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL v., 2016a.p. Disponível em: < http://www.dnpm.gov.br/dnpm/paginas/anuario-mineral-estadual/dnpm_amb_2016_metalicos >.

DNPM. Dados do RAL. JONUSAN, R. A. S. 2015.

DNPM. Sumário Mineral 2015. Departamento Nacional de Produção Mineral, v. 35, 2016b.p. Disponível em: < <http://www.dnpm.gov.br/dnpm/sumarios/sumario-mineral-2015> >.

DOE. Mining Industry Energy Bandwidth Study. U.S. Department of Energy. 2007

EIA. Annual Energy Outlook 2016 U.S. Energy Information Administration. U.S. Energy Information Administration. 2016

ELS, F. Rio's Simandou sale 'could crush the price of iron ore'. 2016a. Disponível em: < <http://www.mining.com/rios-simandou-sale-could-crush-the-price-of-iron-ore/> >. Acesso em: 08/11/2016.

ELS, F. Simandou shelving great for Rio, rivals. 2016b. Disponível em: < <http://www.mining.com/simandou-shelving-great-rio-rivals/> >. Acesso em: 08/11/2016.

EPE. Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, v., 2016.p. Disponível em: < https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf >.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, v., 2015.p. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf> >.

EPE; ONS. 1ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional 2014-2018. Rio de Janeiro. 2014

FERREIRA, F.; LEITE, M. G. P. A Life Cycle Assessment study of iron ore mining. Journal of Cleaner Production. 2015

FERREIRA; A. Elaboração e Avaliação Econômica de Projetos de Mineração. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 20, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 23/05/2014.

FGV. IGP. 2015. Disponível em: < <http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92B6B6420E96> >. Acesso em: 11/12/2016.

FIGUEIRA; H. V. DE O.; LUZ, A. B. DA; ALMEIDA, S.L. M. DE. BRITAGEM E MOAGEM. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

FJP. Índice Mineiro de Responsabilidade Social. Belo Horizonte, 2016a.

FJP. Relatório Anual do PIB 2014. Belo Horizonte, 2016b.

FUERSTENAU, M. C.; HAN, K. N. Introduction to Mineral Processing. In: PETER DARLING (Ed). SME mining Engineering handbook 3rd ed. 2011. Cap 14.

G1. Projeto da Vale S11D obtém licença de operação do Ibama. G1, 2016. Disponível em: < <http://g1.globo.com/economia/noticia/projeto-da-vale-s11d-obtem-licenca-de-operacao-do-ibama.ghtml> >. Acesso em: 10/12/2016.

GALERY, R.; VALADÃO, G. E. S.; MONTENEGRO, L. C. M. Separação por Tamanho. In: GEORGE EDUARDO SALES VALADÃO e ARAUJO, A. C. D. (Ed.). Introdução ao tratamento de minérios. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2007a.

GALERY et al. Fragmentação. In: GEORGE EDUARDO SALES VALADÃO e ARAUJO, A. C. D. (Ed.). Introdução ao tratamento de minérios. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2007b.

GOLDEMBERG, J.; JOHANSSON, T. B.. Energy as an Instrument for Socio-Economic Development United Nations, v., 1995.p. Disponível em: < <https://jks-energy.wikispaces.com/file/view/GoldembergJohansson1995UNDPENergyInstrumentSocioEconomicDevelopment.pdf> >.

GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS. Conheça Minas. 2015. Disponível em: < <https://www.mg.gov.br/governomg/portal/c/governomg/conheca-minas/5657-historia/5120-historia/5146/5044> >. Acesso em: 26/06/2016.

HARTMAN, H.L., 1987, Introductory Mining Engineering, John Wiley& Sons, New York, pp. 1-6.

HIREMATH; SHIKHA; RAVINDRANATH. Decentralized energy planning; modeling and application—a review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 11, n. 5, p. 729-752, 6// 2007. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032105000894> >.

HOFFMAN, K.; ZHANG, Z.. Iron ore 2016 midyear outlook. Bloomberg Professional, 2016. Disponível em: < <https://www.bloomberg.com/professional/blog/iron-ore-2016-midyear-outlook/> >. Acesso em: 15/09/2019.

HUBBERT, M. K.. Nuclear Energy and The Fossil Fuels. Drilling and Production Practice, 1956. Disponível em: < <http://www.hubbertypeak.com/hubberty/1956/1956.pdf> >.

HUBBERT, M. K.. Techniques of prediction with application to the petroleum industry. Annual Meeting of the American Association of Petroleum Geologists. Dallas, TX: Shell Development Company 1959.

HUME, N.; SANDERSON, H.. How is iron ore priced? Financial Times: Financial Times 2016.

IAEA. Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency, v., 1984.p. ISBN 92-0-155484-2.

IBGE. Produto Interno Bruto dos Municípios 2016. Disponível em: < <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pib-munic/tabelas> >. Acesso em: 05/06/2016.

IBRAM. II Inventário de Gases Efeito Estufa do Setor Mineral. Brasil: Instituto Brasileiro de Mineração, v., 2014.p. Disponível em: < <http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00005247.pdf> >.

IBRAM. Informações sobre a Economia Mineral do Estado de Minas Gerais 2015.

IMF. IMF Primary Commodity Prices. 2017. Disponível em: < <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx> >. Acesso em: 21/02/2017.

INFOMINE. Cost Mine – Mine Cost Estimating. 2016. Disponível em: < <http://costs.infomine.com/mineequipmentcosts/> >. Acesso em: 20/05/2016.

IPEA. Ipeadata macroeconômico. 2016. Disponível em: < <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx> >. Acesso em: 20/11/2016.

JAMASMIE, C. BHP just forecast 'another 10 years' of iron ore glut. Mining.com, 2016. Disponível em: < <http://www.mining.com/bhp-just-forecast-another-10-years-of-iron-ore-glut/> >.

JAMASMIE, C. Rio Tinto's Simandou project to cost over \$18 billion. 2013. Disponível em: < <http://www.mining.com/rios-simandou-sale-could-crush-the-price-of-iron-ore/> >. Acesso em: 08/11/2016.

KENESSEY, Z. (Dezembro de 1987). The Primary, Secondary, Tertiary and Quaternary Sectors of the Economy. The Review of Income and Wealth, 4. Disponível em: <<http://www.roiw.org/1987/359.pdf>>

KENESSEY, Z. The Primary, Secondary, Tertiary and Quaternary Sectors of the Economy. The Review of Income and Wealth. 4 1987.

Lins, F. A. F. CONCENTRAÇÃO GRAVÍTICA. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

LUZ, A. B.; LINS, F. A. F.. Introdução Ao Tratamento De Minérios. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, J. A. S., SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios. Quinta. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral. Ministério Da Ciência E Tecnologia 2010.

MAC. Towards Sustainable Mining Energy and Greenhouse Gas Emissions Management :Reference Guide: Mining Association of Canada 2014.

MAY et al. Peak Minerals: Theoretical Foundations and Practical Application. Natural Resources Research, v. 21, n. 1, March 2012 2011. Disponível em: < <http://link.springer.com/article/10.1007/s11053-011-9163-z> >.

MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL. MPF. RECOMENDAÇÃO Nº 60/2016-MPF-GAB/FT. 2016.

MME. Plano Setorial de Mitigação e de Adaptação à Mudança do Clima na Mineração: Plano de Mineração de Baixa Emissão de Carbono (Plano MBC). BRASÍLIA: Ministério de Minas e Energia, v., 2013.p. Disponível em: < <http://www.ibram.org.br/sites/1300/1382/00006220.pdf> >.

MONTE; P. QUÍMICA DE SUPERFÍCIE NA FLOTAÇÃO. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: < www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerario_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

MPMG. MPMG ajuíza ação para proibir Estado de licenciar barragens de mineração com “tecnologia assassina”. 2016. Disponível em: < <http://www.mpmg.mp.br/comunicacao/noticias/mpmg-ajuiza-acao-para-proibir-estado-de-licenciar-barragens-de-mineracao-com-tecnologia-assassina.htm#.WGfXP2rJ2UI> >. Acesso em: 05/11/2016.

NATIONAL STEEL COMPANY. FORM 20-F. 2015

NELSON, M. G. Evaluation of Mining Methods and Systems. In: PETER DARLING (Ed). SME mining Engineering handbook 3rd ed. 2011. Cap 6.

NORTE ENERGIA. Composição acionária da Norte Energia. 2016b. Disponível em: < <http://norteenergiasa.com.br/site/portugues/composicao-acionaria/> >. Acesso em: 11/11/2016.

O GLOBO. Da falta de estrutura fez-se a 'crise do apagão' no Brasil do início do século XXI. O Globo. Rio de Janeiro: O Globo 2016.

PALACIOS. L. de la T. de. Natural Resources Sustainability: Iron Ore Mining. Dyna, n. 170, p. 227-234. ISSN 0012-7353. Disponível em: <
<http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v78n170/a27v78n170.pdf>>.

PERES et al. Métodos de Concentração. In: GEORGE EDUARDO SALES VALADÃO e ARAUJO, A. C. D. (Ed.). Introdução ao tratamento de minérios. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2007.

PETROBRAS. Refinaria Gabriel Passos (Regap). 2016. Disponível em: <
<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-gabriel-passos-regap.htm> >. Acesso em: 11/10/2016.

RIO TINTO. Rio Tinto. Iron Ore Seminar. Sydney: Rio Tinto 2015.

RUCHKYS, Ú. A. 2007. Patrimônio Geológico e Geoconservação no Quadrilátero Ferrífero, Minas Gerais: Potencial para a Criação de um Geoparque da UNESCO – Tese de Doutorado, Instituto de Geociências da UFMG, 211p.

SALLES, C. A MINERAÇÃO HOJE E A VISÃO DE FUTURO. 4º Ciclo ANAMUP de Féruns Regionais dos Municípios Mineradores. Nova Lima: Instituto Brasileiro de Mineração 2013.

Sampaio; J.A.; Luz, A. B. Da; França, S. C. A. SEPARAÇÃO MAGNÉTICA E ELETROSTÁTICA. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, JOÃO ALVES SAMPAIO, SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios 5ª Edição. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral, 2010. cap. 4, p.965. Disponível em: <
www.cetem.gov.br/files/docs/livros/2010/trat_minerio_5a_edicao.pdf >. Acesso em: 15/06/2016

SEF. Noções básicas: Valor Adicionado Fiscal – VAF. 2016. Disponível em: < http://www.fazenda.mg.gov.br/governo/assuntos_municipais/vaf/nocoos.htm >. Acesso em: 07/08/2016.

SEGALL, L. Oil settles above \$90, copper rises. CNN Money, 2010. Disponível em: < http://money.cnn.com/2010/12/22/markets/copper_commodities/index.htm >. Acesso em: 11/10/2016.

Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Brasil. Disponível em: < <http://aliceweb.mdic.gov.br/>> Acesso em 15/06/2016.

SOARES, L. BARRAGEM DE REJEITOS. In: ADÃO BENVINDO DA LUZ, J. A. S., SILVIA CRISTINA ALVES FRANÇA (Ed.). Tratamento de Minérios. Quinta. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral. Ministério Da Ciência E Tecnologia, 2010.

Society for Mining, Metallurgy, and Exploration. Surface Mining 2nd Edition. Littleton: Society for Mining, Metallurgy, and Exploration, 1989

THERY; ZARATE. Energy planning: a multi-level and multicriteria decision making structure proposal. Central European Journal of Operations Research, v. 17, n. 3, p. 265-274, 2009/09/01 2009. ISSN 1435-246X. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1007/s10100-009-0091-5> >.

U.S. Bureau of Labor Statistics – Consumer Price Index 2016. <http://www.bls.gov/cpi/cpid1603.pdf>

UFMG. Coleção Digital de Itabirito. 2016. Disponível em: < <http://www.arq.ufmg.br/nehcit/itabirito/index.php> >. Acesso em: 04/01/2016.

VALADÃO, G. E. S. Separação Sólido-Líquido. In: GEORGE EDUARDO SALES VALADÃO e ARAUJO, A. C. D. (Ed.). Introdução ao tratamento de minérios. Belo Horizonte: Editora UFMG, 2007.

VALE. Relatório Anual 2014. Rio de Janeiro. 2015a

VALE. Relatório de Sustentabilidade 2014. 2015b

VILLELA, M. S11D: maior projeto de minério de ferro da história da Vale. Mining.com, 2016. Disponível em: < <http://noticiasmineracao.mining.com/2016/04/15/s11d-maior-projeto-de-minerio-de-ferro-da-historia-da-vale/> >. Acesso em: 10/10/2016.

WETHERELT, A.; WIELEN, K. P. VAN DER. Introduction to open-pit mining. In: PETER DARLING (Ed). SME mining Engineering handbook 3rd ed. 2011. Cap 10.

APÊNDICE A – MÉTODOS DE ESTIMATIVA DE TAXAS DE CRESCIMENTO

A projeção de séries históricas para a estimativa de produção ou consumo de um determinado insumo ou produto pode ser realizada com a utilização da taxa percentual de crescimento histórica. Existem diferentes métodos para o cálculo de uma taxa de crescimento, como por exemplo a regressão linear. Entretanto é necessário analisar cuidadosamente o problema para determinar qual o método mais adequado (Aguirre, 1978).

A oferta e a demanda de energia podem ser comparadas a um sistema causal relacionado com o tempo que influencia os dados passados e provavelmente os futuros, criando padrões não aleatórios, mais ou menos constantes. A análise desses dados por meio de séries temporais, que são um conjunto ordenado no tempo de observações sobre uma variável, e registrado em períodos regulares, consiste em observar e identificar os padrões de comportamento não aleatórios na série temporal de uma variável de interesse, permitindo fazer previsões sobre o futuro (REIS, 2004)

Reis (2004) separa as séries temporais em quatro padrões Pico 2030s: tendência, variações cíclicas, variações sazonais e variações irregulares, conforme descritos abaixo:

- a) **tendência:** é o comportamento observado no longo prazo podendo ser causado por aspectos que afetem a variável de interesse no longo prazo, como o crescimento demográfico, ou mudança gradual de hábitos de consumo, etc.;
- b) **variações cíclicas:** são flutuações nos valores da variável com duração superior a um ano, e que se repetem com certa periodicidade, como variações da economia, como crescimento ou recessão, etc.;
- c) **variações sazonais:** são flutuações nos valores da variável com duração inferior a um ano, e que se repetem todos os anos, como questões climáticas, etc.;
- d) **variações irregulares:** São flutuações inexplicáveis, resultantes de fatos fortuitos e inesperados, como catástrofes naturais, atentados, etc.

Este trabalho utilizará a transformação logarítmica definida por Aguirre (1978), para o cálculo das taxas de crescimento do consumo de óleo diesel, eletricidade e no setor de mineração de ferro no Estado de Minas Gerais, assim como de seus preços. Os valores encontrados para as taxas de crescimento serão então utilizados para projetar o consumo e do preço no horizonte 2005–2030 e, para o período de 2005–2012 os resultados obtidos das projeções serão comparados com os dados de consumo e preços reais para o mesmo período.

O método utilizado consiste na transformação logarítmica sobre uma série que cresce a uma taxa percentual constante ou aproximadamente constante e em seguida ajusta-se uma tendência linear aos logaritmos da série. A função que define a transformação logarítmica é dada pela Equação 01:

$$\ln Y = \ln a + \ln bt \quad \text{Equação 01}$$

A taxa de crescimento é então calculada através da Equação 2:

$$i = e^b - 1 \quad \text{Equação 02}$$

Sendo: ***b*** o coeficiente de regressão e ***i*** a taxa de crescimento. As projeções dos parâmetros (VAB, preços, oferta de energia) são realizadas seguindo a Equação 3:

$$a_p = a_t * (1+i)^n \quad \text{Equação 03}$$

Onde: ***n*** é o número de anos transcorridos entre a última observação e o ano projetado; ***a_t*** é o valor observado no ano base; e ***a_p*** é o valor do parâmetro projetado.

APÊNDICE B – CURVAS DE HUBBERT

Assim como o petróleo e o gás natural, as reservas de bens minerais são finitas e não renováveis, na escala de tempo humana. HUBBERT (1956) identificou que fatores físicos reduziram a capacidade produtiva de recursos não renováveis a taxas cada vez maiores, de maneira exponencial, ao longo do tempo. Hubbert considerou que, ao se analisar a curva de produção de um recurso finito ao longo do tempo, somente dois pontos são conhecidos e possuem valor nulo: o ponto imediatamente antes da produção, $t = 0$; e o ponto no qual o recurso é exaurido $t = \infty$. Desta forma, a curva da produção acumulada ao longo do tempo é similar a uma distribuição Gaussiana, e a área embaixo da curva, representa os recursos ultimamente recuperáveis¹⁵ (*Ultimately Recoverable Resources – URR*).

Matematicamente, o método desenvolvido por Hubbert, consiste no ajuste de uma função logística à produção acumulada de um bem mineral ao longo do tempo. Desta maneira, a variável independente é o tempo e a dependente é a produção acumulada ao longo do tempo. A produção anual pode ser encontrada com a derivada primeira da função logística (HUBBERT, 1959). A função logística é dada pela Equação 04:

$$Q_t = \frac{Q_\infty}{(1+e^{(-a(t-t_m)})} \quad \text{Equação 04}$$

Onde Q_t é a produção acumulada; Q_∞ é a URR; a é o parâmetro de inclinação da curva de produção acumulada e t_m é o tempo no qual a produção acumulada alcança a metade da URR.

A produção ano a ano, pode ser calculada através da derivada primeira da Equação 3, definida abaixo pela Equação 05:

$$Q'_t = \frac{(aQ_\infty e^{(-a(t-t_m)})}{(1+e^{(-a(t-t_m)})}^2 \quad \text{Equação 05}$$

¹⁵ A URR é a soma da produção acumulada e das reservas minerais ainda disponíveis.

Onde Q'_t é a produção anual. Esta técnica requer algumas suposições: a primeira delas é que as maiores reservas são descobertas primeiro, e que as descobertas subsequentes são menores e de extração mais complexa; a segunda é que a maior parte das reservas estão concentradas em um pequeno número de grandes depósitos. Estas afirmações são válidas para as minas de minério de Ferro, já que das 66 minas de minério de ferro em operação no Brasil, 41 são consideradas de grande porte, com produção anual superior a 1 milhão de toneladas.

É importante ressaltar que a aplicação da técnica de Hubbert, não é possível para todos os tipos de bens minerais, ou regiões produtoras. MAY *et al.* (2011) nota que a aplicação desta técnica é dificultada pela baixa confiabilidade das estimativas de reservas minerais, tornando a previsão da URR inerentemente pessimista. Outro fator importante é a variação dos teores considerados viáveis ao longo do tempo, que estão associadas ao desenvolvimento de novas técnicas e tecnologias e ao preço do bem mineral, o que pode aumentar a URR. Entretanto, é possível fixar a URR baseando-se nos diferentes tipos de reservas, de maneira a se obter estimativas para o ano do pico da produção.

APÊNDICE C – TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO DE ENERGIA NO HORIZONTE DE ESTUDO PARA O SETOR DE MINERAÇÃO DE MINÉRIO DE FERRO

C.1 EQUIPAMENTOS DE LAVRA E SUAS FUNÇÕES

C.1.1 Perfuratriz

As perfuratrizes são utilizadas para realizar os furos nos quais serão introduzidos os explosivos para o desmonte da rocha. Os fatores que determinam o tamanho do equipamento são o diâmetro do furo produzido, em polegadas, a profundidade máxima de perfuração e a carga na broca, que determina o tipo de rocha a qual a perfuratriz pode ser utilizada. As perfuratrizes podem utilizar motores elétricos ou a diesel.

C.1.2 Escavadeiras

As escavadeiras são utilizadas para a carregamento do minério previamente fragmentado ou para a escavação e carregamento de minérios friáveis nos caminhões que irão realizar o transporte do minério. Para esta etapa da lavra, estão disponíveis uma grande variedade de equipamentos que utilizam motores elétricos ou a diesel:

- a) Retroescavadeiras;
- b) Escavadeiras hidráulicas;
- c) Pás-carregadeiras;
- d) Escavadeiras a cabo;
- e) Draglines.

Os equipamentos que utilizam a eletricidade resultam em uma menor flexibilidade da lavra, devido à necessidade da construção e manutenção de um sistema de distribuição de energia elétrica nas minas.

C.1.3 Caminhões

Os caminhões realizam o transporte do minério e do estéril proveniente da frente de lavra até a sua destinação, para a usina de beneficiamento ou para as pilhas de estéril respectivamente. A capacidade dos caminhões varia entre 25 a 360 toneladas. Em Minas Gerais, é comum a utilização de caminhões convencionais, principalmente em pequenas minas, dada a ampla disponibilidade de compra e custos de compra e

operação menores. Os caminhões fora-de-estrada podem utilizar sistemas de transmissão de potência mecânicos convencionais, à diesel, ou utilizar o sistema diesel-elétrico. Neste último, é utilizado um gerador a diesel para a geração de eletricidade para os motores elétricos dos caminhões, sendo bastante utilizado em caminhões fora de estrada com capacidade maiores que 150 toneladas (Wethrelt e Wielen, 2011). Na Figura 60 são apresentadas as operações unitárias e os equipamentos utilizados em uma mina.



Figura 60 – Operação de perfuração, carregamento e transporte em uma mina no Sudoeste Estados Unidos.

Fonte: ATLAS COPCO (2012)

C.2 EQUIPAMENTOS DE BENEFICIAMENTO E SUAS FUNÇÕES

C.2.1 Britadores

Os britadores são os equipamentos utilizados para a primeira etapa de cominuição. As diversas etapas de britagem são classificadas quanto ao tamanho das partículas do mineral na alimentação e na saída do britador, conforme a Tabela 33. Em geral, a britagem é utilizada para a produção de partículas minerais não muito finas.

Tabela 33 – Classificação dos estágios de britagem.

Estágio de Britagem	Tamanho Máximo de Alimentação (mm)	Tamanho Máximo de Produção (mm)
Britagem Primária	1.000	100,0
Britagem Secundária	100	10,0
Britagem Terciária	10	1,0
Britagem Quaternária	5	0,8

Fonte FIGUEIRA, LUZ e ALMEIDA (2010)

C.2.1.1 Primários

Segundo Figueira Luz e Almeida (2010) os britadores primários são, geralmente, de grande porte operam em circuito aberto e a britagem é realizada a seco. Os principais tipos de britadores utilizados são:

- a) Britador de mandíbulas;
- b) Britador giratório;
- c) Britador de impacto; e
- d) Britador de rolos dentados.

No Quadro 1 são apresentadas as características dos britadores primários.

Quadro 1 – Principais características dos britadores primários.

Características Consideráveis	Britador de Mandíbulas	Britador Giratório
Capacidade	Adequado para capacidades baixas e médias (1000 t/h)	Adequado para capacidades médias e altas
Granulometria do Produto	Recomendado quando é indesejável grande quantidade de finos no produto. O <i>top size</i> do produto é alto para materiais lamelares	Idêntico ao de mandíbulas quanto a finos. Mas apresenta <i>top size</i> menor, para uma mesma abertura de saída, britando materiais lamelares
Características Mecânicas da Rocha	Sem restrição	Sem restrição
Estratificação da Rocha	Pouco adequado para materiais com tendência a produzir partículas lamelares	É mais adequado que o de mandíbulas, para materiais com tendência a produzir partículas lamelares
Materiais Úmidos com Alto Teor de Argila	Mas adequado que o giratório e menos adequado que os de impacto e de rolo dentado	Pouco adequado
Teor de Minerais Abrasivos Altos	Adequado para material abrasivo	Adequado-comparável com o de mandíbulas (2 eixos)
Grau de Redução. Valores Usuais Médios	Em torno de 5:1	Em torno de 8:1
Modo de Alimentação	Exige alimentador	Dispensa alimentador
Granulometria do Produto	Caracterizado por alta produção de finos	É o britador primário que produz menos finos. Apresenta <i>top size</i> do produto alto
Características Mecânicas da Rocha	Uso limitado a rochas frágeis ou elásticas	Uso limitado a rochas de média fragmentação ou para minerais moles
Estratificação da Rocha	Altamente efetivo para materiais com tendência a produzir partículas lamelares	É efetivo para materiais com tendência a produzir partículas lamelares, mas o <i>top size</i> do produto é alto
Materiais Úmidos com Alto Teor de Argila	Como o britador de rolo, é altamente efetivo para este tipo de material	Altamente efetivo para este tipo de material
Características Consideráveis	Britador de Impacto	Britador de Rolo Dentado
Teor de Minerais Abrasivos Altos	Geralmente restrito a materiais com teor de sílica equivalente menor que 15%	Como o de impacto, é limitado a materiais pouco abrasivos
Grau de Redução. Valores Usuais Médios	Grande o suficiente para muitas vezes se fazer o trabalho de britagem primária e secundária em uma só máquina	Alto. Brita qualquer bloco que caiba na boca do britador. Todavia, a presença de blocos grandes limita bastante a capacidade
Modo de Alimentação	Exige alimentador	Exige alimentador

Fonte FIGUEIRA, LUZ e ALMEIDA (2010)

C.2.1.2 Secundário

Segundo Figueira, Luz e Almeida (2010), o objetivo da britagem secundária é a redução do material da britagem primária, geralmente, para a moagem. Podem utilizar britadores semelhantes aos britadores primários, mas de dimensões menores. Os tipos de britadores utilizados são:

- a) Britador giratório secundário;
- b) Britador de mandíbulas secundário;
- c) Britador cônico;
- d) Britador de martelos;
- e) Britador de rolos.

C.2.2 Peneiras vibratórias

As peneiras vibratórias realizam a separação das partículas minerais em função o tamanho geométrico das partículas minerais. Segundo Correia (2010, o movimento vibratório destas peneiras é caracterizado por impulsos rápidos, normais à superfície, de pequena amplitude e de alta frequência.

C.2.3 Moinhos

Segundo Figueira, Luz e Almeida (2010), a última etapa de fragmentação de um minério é a moagem. É a etapa do beneficiamento mineral com o maior gasto energético. Os equipamentos mais empregados na moagem são: moinho cilíndrico (barras, bolas ou seixos), moinho de martelos entre outros. Os moinhos cilíndricos são revestidos internamente com placas de aço ou borracha, e contém no interior uma carga de barras ou bolas de ferro ou aço, utilizados como corpos moedores.

C.2.4 Classificação de finos e concentração

C.2.4.1 Classificação

A classificação de partículas de granulometria muito fina é normalmente realizada em meio fluido, geralmente a água. Os principais equipamentos são os classificadores espirais e os hidrociclones. Ambos os equipamentos utilizam o princípio da sedimentação para realizar a separação por tamanho das partículas, entretanto os

classificadores espirais utilizam a sedimentação em “queda livre”¹⁶ e os hidrociclones a sedimentação centrífuga.

C.2.4.2 Concentração

A concentração das partículas minerais de interesse pode ser realizada através da utilização de diferentes princípios físicos: gravidade, susceptibilidade magnética ou carga superficial.

C.2.4.2.1 Concentração gravítica

Segundo Lins (2010) tratamento de minérios capítulo 7, os principais mecanismos atuantes no processo de concentração gravítica e os equipamentos utilizados são:

- a) Aceleração diferencial: Jigue, Hidrociclone;
- b) Sedimentação retardada: Jigue, mesa oscilatória, concentrador espiral, Hidrociclone;
- c) Consolidação intersticial: Jigue, mesa oscilatória, concentrador espiral, Hidrociclone;

C.2.4.2.2 Separação magnética

Segundo Sampaio, Luz e França (2010), a separação magnética é uma técnica que utiliza a susceptibilidade magnética das partículas e pode ser usada tanto a seco como a úmido. O método a seco é usado, em geral, para granulometria grossa e o a úmido para aquelas mais finas. Na Figura 61 são apresentadas as aplicações dos separadores magnéticos e suas características.

¹⁶ A sedimentação em queda livre refere-se ao movimento da partícula imersa em um fluido e que tende, sob a ação da gravidade, a percorrer uma distância teoricamente infinita. Correia

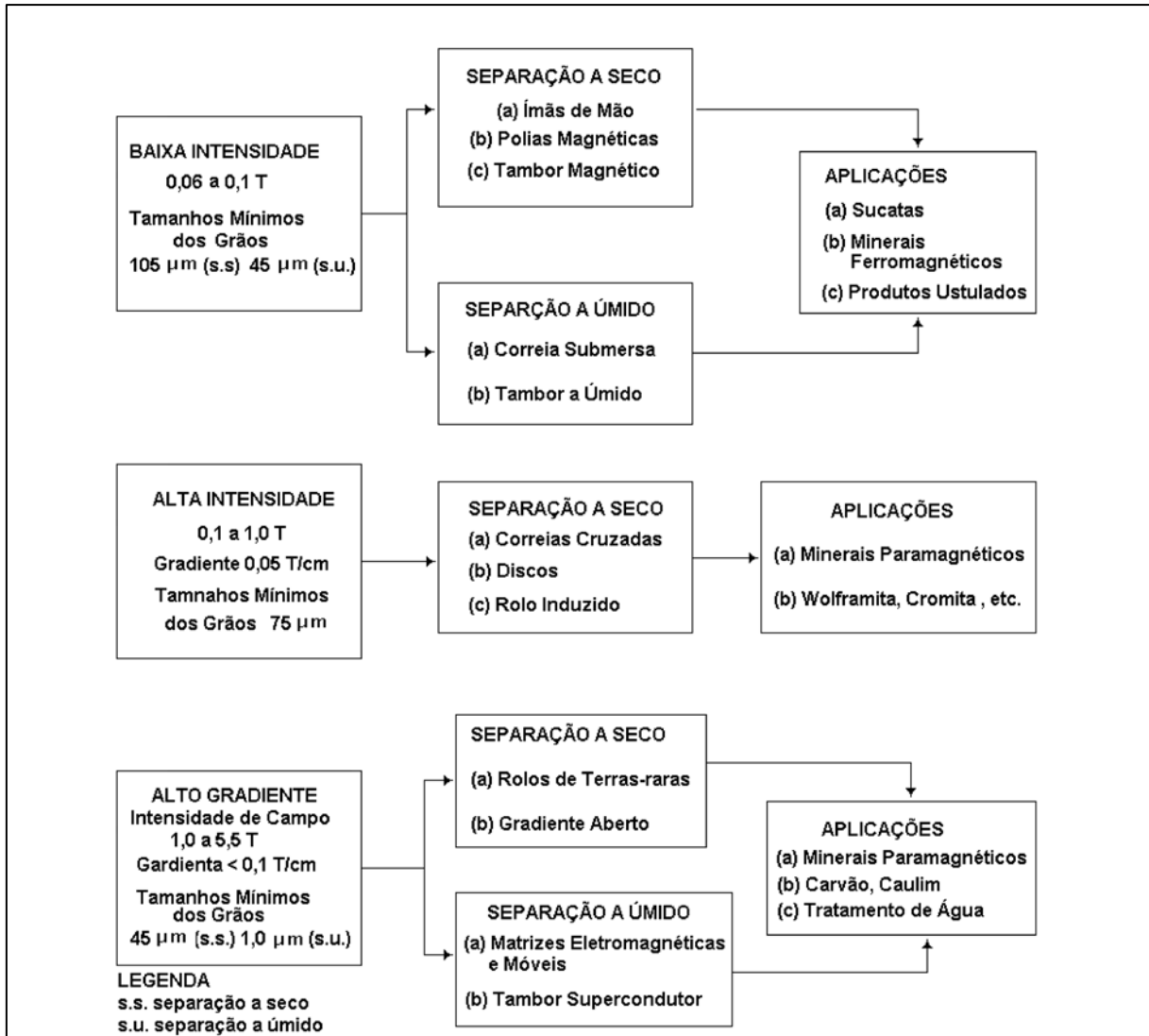


Figura 61 – Diagrama contendo as características, classificação e aplicações dos separadores magnéticos. Fonte: Sampaio, Luz e França

C.2.4.2.3 Flotação

Segundo Monte e Peres (2010), na flotação os diversos minerais podem ser separados uns dos outros, quando dispersos em uma solução aquosa, contendo, entre outros, agentes tensoativos que controlam suas propriedades de superfície para uma separação efetiva.

Segundo Chaves, Filho e Braga (2010), os tanques ou células de flotação, como são chamados, são projetados para receber a polpa alimentada, de maneira contínua e despeja-la pelo lado oposto. Na Figura 62 é apresentado o desenho esquemático de vários modelos de tanques.

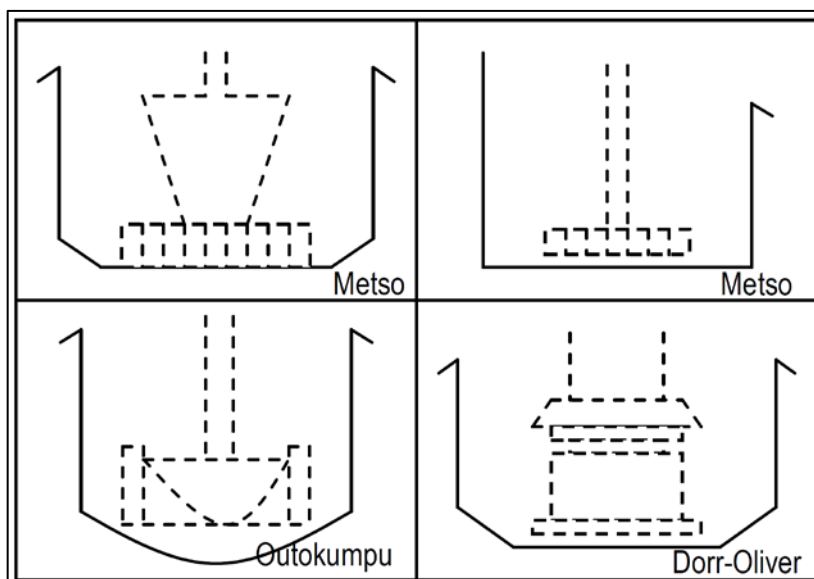


Figura 62 – Desenhos esquemáticos de tanques, rotores e Estatores.
Fonte: Young, (1982) em. Monte e Peres (2010)

C.3 PREÇOS

Os preços dos equipamentos de cominuição foram retirados do livro *Principles of Mineral Processing*, editado por Maurice C. Fuerstenau and Kenneth N. Han em 2003 e através de comunicações pessoais com empresas da área de mineração. Todos os valores foram corrigidos para valores nominais de 2014.

O custo de operação e manutenção foi considerado como sendo 1% do valor do equipamento, pratica adotada pelas empresas de mineração para estimar estes custos. A vida útil dos equipamentos foi obtida do site *Cost Mine – Mine Cost Estimating*, da empresa InfoMine (INFOMINE, 2016). Na Tabela 34 são apresentadas as principais características dos equipamentos de mineração.

Tabela 34 – Principais características dos equipamentos de mineração

Equipamento	Preço (US\$)	Custo de O&M (US\$)	Vida útil média (Horas)	Eficiência Estimada
Perfuratriz Elétrica	1.017.188	10.172	15.000	45%
Escavadeira Elétrica	5.362.302	53.623	12.000	63%
Pá Carregadeira	3.907.056	39.071	25.000	30%
Caminhão Fora de Estrada	4.571.090	45.711	37.500	30%
Britador Giratório	3.609.188	36.092	39.000	50%
Bombas	32.874	329	12.000	75%
Moinho de Bolas	8.688.786	86.888	78.000	1%
Célula de Flotação	-	-	39.000	64%
Filtros	123.764	1.238	39.000	27%
Correias Transportadoras	1.350.529	13.505	10.000	85%

Como mostrado na Tabela 34, os equipamentos utilizados na mineração demandam um grande investimento de capital para sua aquisição. A vida útil dos equipamentos, é dependente da qualidade da manutenção pela qual os equipamentos passam, sendo possível, em alguns casos, utilizar o equipamento muito além do tempo de vida média útil.

APÊNDICE D – ÍNDICES DE INFLAÇÃO

Os índices de inflação são utilizados para acompanhar a evolução do nível dos preços ao longo do tempo. Os índices podem também ser utilizados como deflatores de valores nominais ou, ainda, como Pico 2030 para a correção de preços e valores contratuais (FGV, 2015). Existem vários índices disponíveis, e cada um deles é calculado de maneira distinta. Para este trabalho, utilizou-se três índices: o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), o Índice Geral de Preço (IGP) e o Consumer Price Index (CPI).

O IPCA é medido mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O IPCA foi criado em 1979 e, a partir de 1999, é o índice de Pico 2030 para o sistema de metas inflacionárias do Brasil. O IPCA é calculado com base na variação de preços ao consumidor das treze principais regiões metropolitanas brasileiras (Belém, Belo Horizonte, Brasília, Campo Grande, Curitiba, Fortaleza, Goiânia, Porto Alegre, Recife, Rio de Janeiro, Salvador, São Paulo e Vitória) (BCB, 2016a). Os valores do preço do óleo diesel foram corrigidos através do IPCA.

O IGP foi criado em 1940, para ser uma medida da variação dos preços, de diferentes atividades e etapas do processo produtivo. A Fundação Getúlio Vargas (FGV) é a responsável pela produção do IGP. O IGP é calculado através da média aritmética ponderada de três outros índices de preços: o Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA), o Índice de Preços ao Consumidor (IPC) e o Índice Nacional de Custo da Construção (INCC). O IGP é subdividido em dois indicadores: o IGP-DI, indexador das dívidas dos Estados com a União; e o IGP-M, que corrige, juntamente com outros parâmetros, contratos de fornecimento de energia elétrica (FGV, 2015). Os valores do preço da energia elétrica foram corrigidos através do IGP-M.

O CPI foi criado durante a Primeira Guerra Mundial e é mantido pela Agência Federal de Estatística Laboral dos Estados Unidos (U.S. Bureau of Labor Statistics - BLS). A BLS, calcula vários tipos de CPIs, sendo que cada CPI apresenta uma finalidade específica, da variação dos salários dos trabalhadores à variação dos preços da energia (BLS, 2016). O CPI foi utilizado para a correção dos valores indexados em Dólar.

ANEXO A – FATORES DE CONVERSÃO

Tabela 35 – Fator de conversão para volume

Multiplicar por de	para						
		m ³	l	gal (EUA)	gal (UK)	bbl	pé(ft) ³
metros cúbicos	(m ³)	1	1000	264,2	220	6,289	35,3147
litros	(l)	0,001	1	0,2642	0,22	0,0063	0,0353
galões	(EUA)	0,0038	3,785	1	0,8327	0,02381	0,1337
galões	(UK)	0,0045	4,546	1,201	1	0,02859	0,1605
barris	(bbl)	0,159	159	42	34,97	1	5,615
pés cúbicos	(pé ³)	0,0283	28,3	7,48	6,229	0,1781	1

Fonte: EPE (2016)

Tabela 36 – Relações entre Unidades

Exponenciais <i>Exponentials</i>	Equivalências <i>Equivalences</i>	Relações práticas <i>Useful relations</i>
(k) kilo = 10 ³	1 m ³ = 6,28981 barris (barrels)	
(M) mega = 10 ⁶	1 barril (barrel) = 0,158987 m ³	1 tep ano (toe year) = 7,2 bep ano (boe year)
(G) giga = 10 ⁹	1 joule = 0,239 cal	1 bep ano (boe year) = 0,14 tep ano (toe year)
(T) tera = 10 ¹²	1 Btu = 252 cal	1 tep ano (toe year) = 0,02 bep dia (boe year)
(P) peta = 10 ¹⁵	1 m ³ de petróleo (of oil) = 0,884 t	1 bep dia (boe day) = 50,0 tep ano (toe year)
(E) exa = 10 ¹⁸	1 tep (toe) = 10000 Mcal	

Fonte: EPE (2016)

Tabela 37 – Tabela de conversão para tep

ENERGÉTICO	FATORES DE MULTIPLICAÇÃO PARA tep	Unid.
Óleo diesel	0,848	m ³
Energia hidráulica	0,086	MWh
Eletricidade	0,086	MWh

Fonte: Adaptado de CEMIG (2016)

ANEXO B – PLANILHAS COM OS RESULTADOS DO MÓDULO BALANCE

Tabela 38 – Cenário Pico 2023 – Queda dos preços da eletricidade - Quantidades

Susp Export to TXT Links quantities

February 6, 2017

17:13

Base Nb of Nb of
Year Years Links Unit
2014 22 30 toe

Link	Node Src	Src, Type	Node Dst	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	271.061	275.945	303.894	329.080	337.836	318.819
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	116.169	110.417	88.073	70.981	55.384	40.431
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	7.667	7.736	8.088	8.053	7.590	6.742
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	16.147	15.770	15.193	13.946	12.110	9.918
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	73.186	73.931	77.434	77.239	72.990	64.993
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	15.102	15.237	15.930	15.863	14.950	13.279
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	227.304	231.759	248.512	253.644	245.130	223.387
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	5.499	5.503	5.625	5.469	5.040	4.378
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	6.505	6.396	6.235	5.782	5.078	4.210
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	12.469	10.089	4.067	4.748	8.309	9.151
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	23.350	19.941	10.883	15.316	22.023	23.193
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	1.899	5.308	13.960	11.813	5.009	1.500
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	7.019	14.543	33.521	23.718	9.156	2.709
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	56.560	55.629	54.402	50.626	44.631	37.057
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	6.517	6.645	7.125	7.272	7.028	6.405
L17	Br,Ma	PR	Brita	DE	Lvr	Lvr	8.074	8.232	8.827	9.009	8.707	7.935
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	54.890	55.966	60.011	61.250	59.195	53.944
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	12.837	13.088	14.034	14.324	13.843	12.615
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	2.273	2.318	2.485	2.536	2.451	2.234
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	3.519	3.588	3.847	3.927	3.795	3.458
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	1.756	1.791	1.920	1.960	1.894	1.726
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	5.611	4.651	1.997	2.479	4.612	5.399
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	570	1.651	4.760	4.418	2.054	675
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	14.710	12.623	6.955	9.894	14.381	15.307
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	2.106	4.523	11.431	8.871	3.754	1.219
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	16.968	17.301	18.551	18.934	18.299	16.676
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	6.181	6.302	6.757	6.897	6.665	6.074
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	16.816	17.146	18.385	18.765	18.135	16.526
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	65.478	72.132	77.942	53.202	29.595	17.127
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	-	3.348	23.942	32.955	29.201	24.139

Tabela 39 – Cenário Pico 2023 – Preços constantes da eletricidade - Quantidades

C23 Export to TXT Links quantities

February 6, 2017

16:56

Base Nb of Nb of
Year Years Links Unit

2014 22 30 toe

Link	Node Src, Src, Type	Node Dst, Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG RS	N1 AL	Lvr	Lvr	271.061	275.945	302.851	318.818	316.710	294.814
L02	EIM RS	N1 AL	Lvr	Lvr	116.169	110.417	87.771	68.767	51.920	37.387
L03	N1 AL	E,Es, PR	Lvr	Lvr	7.667	7.736	8.088	8.053	7.590	6.742
L04	N1 AL	Br,Ma PR	Lvr	Lvr	16.147	15.770	15.193	13.946	12.110	9.918
L05	N1 AL	Bomba PR	Lvr	Lvr	73.186	73.931	77.434	77.239	72.990	64.993
L06	N1 AL	Corr PR	Lvr	Lvr	15.102	15.237	15.930	15.863	14.950	13.279
L07	N1 AL	MnhBo PR	Lvr	Lvr	227.304	231.759	248.512	253.644	245.130	223.387
L08	N1 AL	Flot PR	Lvr	Lvr	5.499	5.503	5.625	5.469	5.040	4.378
L09	N1 AL	Filt PR	Lvr	Lvr	6.505	6.396	6.235	5.782	5.078	4.210
L10	N1 AL	Prf,E PR	Lvr	Lvr	12.469	10.089	3.822	1.722	1.146	1.080
L11	N1 AL	Esc,E PR	Lvr	Lvr	23.350	19.941	9.784	5.867	4.598	4.215
L13	N4 AL	PerD PR	Lvr	Lvr	1.899	5.308	14.313	16.037	14.706	12.082
L14	N4 AL	Rtr PR	Lvr	Lvr	7.019	14.543	35.582	40.039	36.909	30.544
L15	N4 AL	Cam TR	Lvr	Lvr	56.560	55.629	54.402	50.626	44.631	37.057
L16	E,Es, PR	A,J, DE	Lvr	Lvr	6.517	6.645	7.125	7.272	7.028	6.405
L17	Br,Ma PR	Brita DE	Lvr	Lvr	8.074	8.232	8.827	9.009	8.707	7.935
L18	Bomba PR	Bomba DE	Lvr	Lvr	54.890	55.966	60.011	61.250	59.195	53.944
L19	Corr PR	Corre DE	Lvr	Lvr	12.837	13.088	14.034	14.324	13.843	12.615
L20	MnhBo PR	Moage DE	Lvr	Lvr	2.273	2.318	2.485	2.536	2.451	2.234
L21	Flot PR	Flota DE	Lvr	Lvr	3.519	3.588	3.847	3.927	3.795	3.458
L22	Filt PR	Filtr DE	Lvr	Lvr	1.756	1.791	1.920	1.960	1.894	1.726
L23	Prf,E PR	N03 AL	Lvr	Lvr	5.611	4.651	1.877	899	636	637
L24	PerD PR	N03 AL	Lvr	Lvr	570	1.651	4.881	5.998	6.029	5.437
L25	Esc,E PR	N04 AL	Lvr	Lvr	14.710	12.623	6.252	3.790	3.002	2.782
L26	Rtr PR	N04 AL	Lvr	Lvr	2.106	4.523	12.133	14.975	15.133	13.745
L27	Cam TR	Trans DE	Lvr	Lvr	16.968	17.301	18.551	18.934	18.299	16.676
L28	N03 AL	Perfu DE	Lvr	Lvr	6.181	6.302	6.757	6.897	6.665	6.074
L29	N04 AL	Escav DE	Lvr	Lvr	16.816	17.146	18.385	18.765	18.135	16.526
LD01	DMG RS	N4 AL	Lvr	Lvr	65.478	72.132	79.788	65.889	48.446	33.071
LD02	ODI RS	N4 AL	Lvr	Lvr	-	3.348	24.509	40.814	47.800	46.611

Tabela 40 – Cenário Pico 2023 – Aumento dos preços da eletricidade - Quantidades

Au23 Export to TXT Links quantities

February 6, 2017

16:52

Base Nb of Nb of
Year Years Links Unit

2014 22 30 toe

Link	Node Src	Src, Type	Node Dst	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	271.061	275.945	302.273	316.450	313.097	290.526
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	116.169	110.417	87.604	68.256	51.328	36.843
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	7.667	7.736	8.088	8.053	7.590	6.742
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	16.147	15.770	15.193	13.946	12.110	9.918
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	73.186	73.931	77.434	77.239	72.990	64.993
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	15.102	15.237	15.930	15.863	14.950	13.279
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	227.304	231.759	248.512	253.644	245.130	223.387
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	5.499	5.503	5.625	5.469	5.040	4.378
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	6.505	6.396	6.235	5.782	5.078	4.210
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	12.469	10.089	3.701	1.243	384	110
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	23.350	19.941	9.160	3.467	1.154	352
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	1.899	5.308	14.487	16.706	15.737	13.353
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	7.019	14.543	36.751	44.184	42.394	36.210
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	56.560	55.629	54.402	50.626	44.631	37.057
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	6.517	6.645	7.125	7.272	7.028	6.405
L17	Br,Ma	PR	Brita	DE	Lvr	Lvr	8.074	8.232	8.827	9.009	8.707	7.935
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	54.890	55.966	60.011	61.250	59.195	53.944
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	12.837	13.088	14.034	14.324	13.843	12.615
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	2.273	2.318	2.485	2.536	2.451	2.234
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	3.519	3.588	3.847	3.927	3.795	3.458
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	1.756	1.791	1.920	1.960	1.894	1.726
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	5.611	4.651	1.817	649	213	65
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	570	1.651	4.940	6.248	6.452	6.009
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	14.710	12.623	5.853	2.240	754	232
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	2.106	4.523	12.532	16.525	17.381	16.294
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	16.968	17.301	18.551	18.934	18.299	16.676
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	6.181	6.302	6.757	6.897	6.665	6.074
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	16.816	17.146	18.385	18.765	18.135	16.526
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	65.478	72.132	80.816	68.861	51.726	35.950
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	0	3.348	24.824	42.655	51.036	50.669

Tabela 41 – Cenário Pico 2030 – Queda dos preços da eletricidade - Quantidades

P2030 Export to TXT Links quantities February 6, 2017 17:11

Base Year	Nb of Years	Nb of Links	Unit
-----------	-------------	-------------	------

2014	22	30 toe	
------	----	--------	--

Link	Node Src,	Src, Type	Node Dst,	Dst, Type	Sector Src,	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	271.061	280.032	332.009	387.270	427.977	435.594
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	116.169	112.053	96.221	83.532	70.161	55.240
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	7.667	7.849	8.832	9.466	9.606	9.208
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	16.147	16.002	16.591	16.392	15.327	13.547
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	73.186	75.019	84.559	90.783	92.383	88.769
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	15.102	15.461	17.396	18.645	18.922	18.137
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	227.304	235.169	271.379	298.122	310.263	305.107
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	5.499	5.584	6.143	6.428	6.379	5.979
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	6.505	6.490	6.809	6.796	6.428	5.750
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	12.469	10.276	4.639	6.178	10.961	12.662
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	23.350	20.235	11.885	17.991	27.868	31.675
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	1.899	5.328	14.960	13.052	5.739	1.835
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	7.019	14.757	36.606	27.896	11.599	3.704
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	56.560	56.447	59.408	59.504	56.490	50.613
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	6.517	6.743	7.781	8.548	8.896	8.748
L17	Br,Ma	PR	Brit	DE	Lvr	Lvr	8.074	8.353	9.639	10.589	11.020	10.837
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	54.890	56.789	65.533	71.991	74.923	73.678
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	12.837	13.281	15.326	16.836	17.522	17.230
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	2.273	2.352	2.714	2.981	3.103	3.051
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	3.519	3.641	4.202	4.616	4.804	4.724
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	1.756	1.817	2.097	2.304	2.398	2.358
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	5.611	4.737	2.278	3.225	6.083	7.470
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	570	1.657	5.102	4.881	2.353	826
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	14.710	12.809	7.594	11.622	18.198	20.905
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	2.106	4.589	12.483	10.433	4.756	1.667
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	16.968	17.555	20.258	22.254	23.161	22.776
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	6.181	6.394	7.379	8.106	8.436	8.296
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	16.816	17.398	20.077	22.055	22.954	22.572
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	65.478	73.138	84.896	62.038	37.174	23.317
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	0	3.394	26.078	38.414	36.654	32.835

Tabela 42 – Cenário Pico 2030 – Preços constantes da eletricidade - Quantidades

C30 Export to TXT Links quantities February 6, 2016 16:54

Base Year	Nb of Years	Nb of Links	Unit												
	2014	22	30 toe												
Link	Node Src	Src, Type	Node Dst	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035			
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	271.061	280.032	330.828	374.880	401.067	402.928			
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	116.169	112.053	95.879	80.859	65.750	51.098			
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	7.667	7.849	8.832	9.466	9.606	9.208			
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	16.147	16.002	16.591	16.392	15.327	13.547			
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	73.186	75.019	84.559	90.783	92.383	88.769			
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	15.102	15.461	17.396	18.645	18.922	18.137			
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	227.304	235.169	271.379	298.122	310.263	305.107			
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	5.499	5.584	6.143	6.428	6.379	5.979			
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	6.505	6.490	6.809	6.796	6.428	5.750			
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	12.469	10.276	4.317	2.216	1.696	1.778			
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	23.350	20.235	10.684	6.891	5.812	5.750			
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	1.899	5.328	15.424	18.581	18.280	16.105			
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	7.019	14.757	38.856	47.070	46.728	41.727			
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	56.560	56.447	59.408	59.504	56.490	50.613			
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	6.517	6.743	7.781	8.548	8.896	8.748			
L17	Br,Ma	PR	Brit	DE	Lvr	Lvr	8.074	8.353	9.639	10.589	11.020	10.837			
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	54.890	56.789	65.533	71.991	74.923	73.678			
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	12.837	13.281	15.326	16.836	17.522	17.230			
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	2.273	2.352	2.714	2.981	3.103	3.051			
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	3.519	3.641	4.202	4.616	4.804	4.724			
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	1.756	1.817	2.097	2.304	2.398	2.358			
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	5.611	4.737	2.120	1.157	941	1.049			
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	570	1.657	5.260	6.949	7.495	7.247			
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	14.710	12.809	6.827	4.451	3.795	3.795			
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	2.106	4.589	13.250	17.604	19.158	18.777			
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	16.968	17.555	20.258	22.254	23.161	22.776			
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	6.181	6.394	7.379	8.106	8.436	8.296			
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	16.816	17.398	20.077	22.055	22.954	22.572			
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	65.478	73.138	86.972	77.294	61.176	45.032			
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	0	3.394	26.715	47.860	60.321	63.413			

Tabela 43 – Cenário Pico 2030 – Aumento dos preços da eletricidade - Quantidades

A30 Export to TXT Links quantities

February 6, 2016 16:53

Base Nb of Nb of
Year Years Links Unit

2014 22 30 toe

Link	Node Src, Type	Src, Type	Node Dst, Type	Dst, Type	Sector Src, Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr Lvr	271.061	280.032	330.174	371.992	396.309	396.815
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr Lvr	116.169	112.053	95.690	80.236	64.970	50.323
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr Lvr	7.667	7.849	8.832	9.466	9.606	9.208
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr Lvr	16.147	16.002	16.591	16.392	15.327	13.547
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr Lvr	73.186	75.019	84.559	90.783	92.383	88.769
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr Lvr	15.102	15.461	17.396	18.645	18.922	18.137
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr Lvr	227.304	235.169	271.379	298.122	310.263	305.107
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr Lvr	5.499	5.584	6.143	6.428	6.379	5.979
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr Lvr	6.505	6.490	6.809	6.796	6.428	5.750
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr Lvr	12.469	10.276	4.155	1.522	510	159
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr Lvr	23.350	20.235	10.002	4.074	1.460	480
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr Lvr	1.899	5.328	15.657	19.550	19.886	18.227
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr Lvr	7.019	14.757	40.133	51.934	53.659	49.456
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr Lvr	56.560	56.447	59.408	59.504	56.490	50.613
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr Lvr	6.517	6.743	7.781	8.548	8.896	8.748
L17	Br,Ma	PR	Brit	DE	Lvr Lvr	8.074	8.353	9.639	10.589	11.020	10.837
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr Lvr	54.890	56.789	65.533	71.991	74.923	73.678
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr Lvr	12.837	13.281	15.326	16.836	17.522	17.230
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr Lvr	2.273	2.352	2.714	2.981	3.103	3.051
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr Lvr	3.519	3.641	4.202	4.616	4.804	4.724
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr Lvr	1.756	1.817	2.097	2.304	2.398	2.358
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr Lvr	5.611	4.737	2.040	795	283	94
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr Lvr	570	1.657	5.339	7.312	8.153	8.202
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr Lvr	14.710	12.809	6.392	2.632	953	317
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr Lvr	2.106	4.589	13.685	19.423	22.000	22.255
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr Lvr	16.968	17.555	20.258	22.254	23.161	22.776
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr Lvr	6.181	6.394	7.379	8.106	8.436	8.296
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr Lvr	16.816	17.398	20.077	22.055	22.954	22.572
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr Lvr	65.478	73.138	88.128	80.897	65.475	49.123
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr Lvr	0	3.394	27.070	50.091	64.560	69.174

Tabela 44 – Preços para todos os cenários – 10% queda

P2030 Export to TXT Links prices

February € 17:11

Base Year 2014
 Nb of Years 22
 Nb of Links 30
 Unit \$/toe

Link	Node Src	Src, Type	Node Dst	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	807	853	816	482	285	168
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	1.231	1.301	1.244	735	434	256
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	912	527	306	178
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.589	3.999	4.456
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.589	3.999	4.456
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.589	3.999	4.456
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.036	583	330	187
L17	Br,Ma	PR	Brit	DE	Lvr	Lvr	1.869	1.880	1.571	816	426	223
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	1.246	1.296	1.177	664	377	214
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.036	583	330	187
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	93.418	98.106	91.229	52.674	30.558	17.795
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	1.460	1.505	1.334	734	406	225
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	3.460	3.504	2.962	1.554	819	434
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	2.076	2.128	1.858	1.009	551	302
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.597	9.754	9.903
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	1.483	1.550	1.428	815	468	270
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.597	9.754	9.903
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.597	9.754	9.903
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	2.800	4.059	7.692	6.181	3.118	1.257
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	2.541	3.668	6.942	4.970	2.392	981
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.980	2.980	3.516	3.597	4.011	4.472
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.960	2.960	3.493	3.576	3.987	4.445

Tabela 45 – Preços para todos os cenários – Preços constantes

C23 Export to TXT Links prices

February € 16:56

Base	Nb of	Nb of	
Year	Years	Links	Unit
2014	22	30	\$/toe

Link	Node Src,	Src, Type	Node Dst,	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	807	853	1.008	1.008	1.008	1.008
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	1.231	1.301	1.536	1.536	1.536	1.536
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.126	1.101	1.082	1.067
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.278	1.220	1.168	1.123
L17	Br,Ma	PR	Brita	DE	Lvr	Lvr	1.869	1.880	1.939	1.705	1.505	1.334
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	1.246	1.296	1.453	1.389	1.334	1.286
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.278	1.220	1.168	1.123
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	93.418	98.106	112.628	110.129	108.196	106.700
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	1.460	1.505	1.647	1.534	1.437	1.351
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	3.460	3.504	3.657	3.249	2.901	2.602
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	2.076	2.128	2.294	2.110	1.949	1.808
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	1.483	1.550	1.763	1.705	1.657	1.617
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	2.800	4.080	8.074	8.625	9.013	9.057
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	2.541	3.668	7.394	8.007	8.417	8.511
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.980	2.980	3.516	3.600	4.014	4.475
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.960	2.960	3.493	3.576	3.987	4.445

Tabela 46 – Preços para todos os cenários – 10% aumento

Au23 Export to TXT Links prices

February (16:52

Base	Nb of	Nb of	
Year	Years	Links	Unit
2014	22	30	\$/toe

Link	Node Src	Src, Type	Node Dst	Dst, Type	Sector Src	Sector Dst	2014	2015	2020	2025	2030	2035
L01	EATG	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	807	853	1.219	1.963	3.162	5.092
L02	EIM	RS	N1	AL	Lvr	Lvr	1.231	1.301	1.859	2.993	4.821	7.764
L03	N1	AL	E,Es,	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L04	N1	AL	Br,Ma	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L05	N1	AL	Bomba	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L06	N1	AL	Corr	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L07	N1	AL	MnhBo	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L08	N1	AL	Flot	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L09	N1	AL	Filt	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L10	N1	AL	Prf,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L11	N1	AL	Esc,E	PR	Lvr	Lvr	934	981	1.363	2.146	3.396	5.393
L13	N4	AL	PerD	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L14	N4	AL	Rtr	PR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L15	N4	AL	Cam	TR	Lvr	Lvr	2.980	2.979	3.511	3.591	4.001	4.458
L16	E,Es,	PR	A,I,	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.547	2.377	3.667	5.677
L17	Br,Ma	PR	Brita	DE	Lvr	Lvr	1.869	1.880	2.346	3.323	4.723	6.742
L18	Bomba	PR	Bomba	DE	Lvr	Lvr	1.246	1.296	1.758	2.706	4.187	6.498
L19	Corr	PR	Corre	DE	Lvr	Lvr	1.099	1.142	1.547	2.377	3.667	5.677
L20	MnhBo	PR	Moage	DE	Lvr	Lvr	93.418	98.106	136.280	214.611	339.565	539.311
L21	Flot	PR	Flota	DE	Lvr	Lvr	1.460	1.505	1.992	2.989	4.509	6.827
L22	Filt	PR	Filtr	DE	Lvr	Lvr	3.460	3.504	4.425	6.331	9.104	13.154
L23	Prf,E	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	2.076	2.128	2.776	4.111	6.118	9.141
L24	PerD	PR	N03	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L25	Esc,E	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	1.483	1.550	2.133	3.322	5.200	8.171
L26	Rtr	PR	N04	AL	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L27	Cam	TR	Trans	DE	Lvr	Lvr	9.933	9.579	10.296	9.601	9.758	9.906
L28	N03	AL	Perfu	DE	Lvr	Lvr	2.800	4.080	8.273	9.085	9.641	9.898
L29	N04	AL	Escav	DE	Lvr	Lvr	2.541	3.668	7.697	8.852	9.568	9.882
LD01	DMG	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.980	2.980	3.516	3.600	4.014	4.475
LD02	ODI	RS	N4	AL	Lvr	Lvr	2.960	2.960	3.493	3.576	3.987	4.445

Tabela 47 – Cenário Pico 2023 – Queda dos preços da eletricidade - Emissões
 Susp Export to TXT Nodes emissions March 9, 2017 18:31

Base Year	Nb of Years	Nb of Nodes	Nb of Pollutants Unit
2014	22	3	3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	8	7	6
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	168.423	164.710	153.277	135.126	112.194
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	5	5	4	3
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	2	1	0
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.071	42.266	35.766	15.166	4.542
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	1	0	0
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	5	4	1	0
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.031	101.490	71.810	27.720	8.203
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	3	2	1	0

Tabela 48 – Cenário Pico 2023 – Preços constantes da eletricidade - Emissões
 C23 Export to TXT Nodes emissions March 9, 2017 18:24

Base Year	Nb of Years	Nb of Nodes	Nb of Pollutants Unit
2014	22	3	3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	8	7	6
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	168.423	164.710	153.277	135.126	112.194
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	5	5	4	3
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	3	2	2
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.071	43.334	48.555	44.524	36.580
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	1	1	1
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	6	6	6	5
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.031	107.729	121.223	111.748	92.475
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	3	4	3	3

Tabela 49 – Cenário Pico 2023 – Aumento dos preços da eletricidade - Emissões

Au23 Export to TXT Nodes emissions March 10, 2017 15:35

Base Year	Nb of Years	Nb of Nodes	Nb of Pollutants Unit
2014	22	3	3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	8	7	6
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	168.423	164.710	153.277	135.126	112.194
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	5	5	4	3
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	3	3	2
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.071	43.861	50.580	47.646	40.428
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	2	1	1
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	6	7	7	6
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.031	111.270	133.774	128.353	109.629
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	3	4	4	3

Tabela 50 – Cenário Pico 2030 – Queda dos preços da eletricidade - Emissões

P2030 Export to TXT Nodes emissions March 9, 2017 18:34

Base Year	Nb of Years	Nb of Nodes	Nb of Pollutants Unit
2014	22	3	3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	9	9	8
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	170.901	179.865	180.156	171.030	153.238
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	6	6	5	5
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	2	1	0
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.133	45.295	39.515	17.376	5.556
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	1	1	0
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	6	4	2	1
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.679	110.828	84.459	35.117	11.214
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	3	3	1	0

Tabela 51 – Cenário Pico 2030 – Preços constantes da eletricidade - Emissões
C30 Export to TXT Nodes emissions March 9, 2 18:27

Base Nb of Nb of Nb of
Year Years Nodes Pollutants Unit

2014 22 3 3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	9	9	8
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	170.901	179.865	180.156	171.030	153.238
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	6	6	5	5
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	3	3	3
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.133	46.698	56.257	55.346	48.759
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	2	2	2
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	6	7	7	7
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.679	117.641	142.510	141.474	126.335
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	4	4	4	4

Tabela 52 – Cenário Pico 2030 – Aumento dos preços da eletricidade - Emissões
A30 Export to TXT Nodes emissions March 9, 2 18:19

Base Nb of Nb of Nb of
Year Years Nodes Pollutants Unit

2014 22 3 3 tonne

Sector	Node	Type	Pollutant	2014	2015	2020	2025	2030	2035
Lvr	Cam	TR	CH4	9	9	9	9	9	8
Lvr	Cam	TR	CO2	171.243	170.901	179.865	180.156	171.030	153.238
Lvr	Cam	TR	N2O	5	5	6	6	5	5
Lvr	PerD	PR	CH4	0	1	2	3	3	3
Lvr	PerD	PR	CO2	5.749	16.133	47.404	59.191	60.206	55.185
Lvr	PerD	PR	N2O	0	0	1	2	2	2
Lvr	Rtr	PR	CH4	1	2	6	8	9	8
Lvr	Rtr	PR	CO2	21.252	44.679	121.508	157.238	162.459	149.735
Lvr	Rtr	PR	N2O	1	1	4	5	5	5

