

Gustavo Sadao Santos Matsuyama

**Autoprodução de energia elétrica como alternativa estratégica para
empresas de mineração**

São Paulo

2013

Gustavo Sadao Santos Matsuyama

**Autoprodução de energia elétrica como alternativa estratégica para
Empresas de Mineração**

Trabalho de Formatura em Engenharia de Minas
do curso de graduação do Departamento de
Engenharia de Minas e de Petróleo da Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Amaral de Almeida
Prado Jr.

São Paulo

2013

TF-2013

M429a

Syno 2451378

H2013e

DEDALUS - Acervo - EPMI



31700009717

FICHA CATALOGRÁFICA

Matsuyama, Gustavo Sadao Santos

Autoprodução de energia elétrica como alternativa estratégica para empresas de mineração / G.S.S. Matsuyama. -- São Paulo, 2013.

25 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

**1.Engenharia de minas 2.Energia elétrica 3.Mineração
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.**

*Dedico este trabalho a meus pais Jeph
Sougo Matsuyama e Sônia Cristina dos
Santos Matsuyama e a meu orientador
Fernando Amaral de Almeida Prado Jr.*

Resumo

Um dos aspectos fundamentais no estudo de viabilidade de um empreendimento mineiro são as despesas referentes à energia elétrica. A possibilidade de reduzir tais despesas pode vir a viabilizar a exploração, assim como melhorar os resultados financeiros, sendo uma alternativa a produção própria de energia elétrica.

A denominada Autoprodução já tem se configurado como prática usual em grande parte da indústria mineral, principalmente para o beneficiamento do ROM (Run of Mine), aonde se encontram máquinas de grande capacidade de processamento cujas potências alcançam a ordem de 22,4 MW (FLSmidth, 2011).

Esta demanda por energia mostra a necessidade de um fornecimento constante de energia, em que uma interrupção não programada pode significar uma perda financeira de grandes proporções, motivo que favorece mais uma vez a autoprodução de energia, principalmente para os grandes consumidores, cujas necessidades elétricas não são facilmente atendidas pelo mercado.

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) agencia reguladora da energia elétrica, permite ainda que os autoprodutores liquidem contabilmente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica- CCEE eventuais sobras da produção, garantindo a possibilidade de remunerar toda a geração de energia elétrica.

Ao fim do estudo é analisada a comparação entre os diferentes cenários de fornecimento de energia, concluindo-se que a Autoprodução (AP) se apresenta como a melhor alternativa de custos e riscos relacionados à energia.

Palavras-chave: Mineração, Autoprodução, custos, energia.

Abstract

One of the main aspects in the study of viability in mining enterprises are the costs associated to electricity. The possibility to reduce such costs may make feasible the exploitation, as well as improve financial results, being an alternative the self-production of electricity.

The denominated Self-production has already been configured as an usual practice in the major part of the mineral industry, mainly for the processing of ROM (Run of Mine), where are found machinery of great capacities, whose potency reach 22,4 MW (FLSmidth, 2011).

This demand for energy shows the necessity of a constant supply of energy, in which a non-programmed interruption can mean a significant financial loss, primarily for great consumers, whose electricity needs are not easily met in the market.

The regulator, ANEEL (National Agency of Electric Energy), allows the Self-Producers to liquidate, in terms of accounting, eventual leftovers of generation, assuring the possibility to remunerate all the generation of electric power.

In the end of the study it is analysed the comparison among the different sceneries of energy supply, concluding that the self-production presents itself as the best alternative of costs and risks related to energy.

Key-Words: Mining, Self-Production, Costs, Energy.

Sumário

1 Introdução.....	01
2 Objetivos.....	01
3 Autoprodução.....	02
3.1 Definições.....	02
3.2 Consumo de Energia x Custos.....	03
3.3 Vantagens Comparativas.....	04
3.3.1 Encargos.....	04
3.3.2 Mercados Livre e Regulado.....	05
3.3.3 Segurança Energética.....	07
3.3.4 Subsídios Cruzados.....	07
3.4 Autoprodução e o Setor Mineral.....	08
3.4.1 Fontes de Geração.....	10
4 Experiência Internacional.....	11
5 Tarifas e Encargos no Setor Elétrico Brasileiro.....	12
5.1 TUSD.....	13
5.1 TE.....	14
5.3 Encargos.....	14
5.4 Conexão à rede Básica e TUST.....	14
6 Condicionantes da Alternativa de Autoprodução de Energia Elétrica.....	15
7 Condicionantes das Alternativas do Mercado Livre e Regulado.....	17
8 Estudo de Caso.....	17
9 Conclusões.....	23
REFERÊNCIAS.....	24

1 - Introdução

O setor de mineração, conhecido como segmento eletrointensivo necessita para manter sua competitividade reduzir seus custos com energia elétrica. Uma das alternativas, já em uso por diversos outros setores eletrointensivos, além é claro do próprio setor de mineração, é a autoprodução de eletricidade. Autoprodução é a alternativa na qual o consumidor possui um ativo de geração, como pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas termoelétricas, entre outras, produzindo em parte ou integralmente sua demanda por energia elétrica, podendo este ativo se encontrar ou não no mesmo sítio da unidade consumidora.

Quando, por ventura, a geração não se encontra no mesmo sítio do consumo, ainda é possível obter benefícios da produção própria de energia, sendo necessário, contudo, o pagamento de tarifas e tributos do uso do transporte da energia, ou seja, da transmissão elétrica (TUSD). Desta forma, evitando-se custos dos mercados livre ou cativo de energia.

Além da questão financeira, a possibilidade de possuir uma planta de geração de energia elétrica é fator de relevante importância para indústrias que não podem estar sujeitas ao risco de paradas não programadas pela falta de energia, ou seja, de paradas decorrentes da má qualidade ou falta do fornecimento pela concessionária local. Isto no entanto somente pode ser melhorado para plantas no mesmo sítio do empreendimento.

O setor da Mineração, por exemplo, em grande parte dos casos se encontra em locais de difícil acesso, sendo muitas vezes necessários investimentos para infraestrutura básica, da qual a eletricidade é integrante. A viabilidade de projetos depende, portanto, também da análise deste quesito, sendo uma alternativa a autoprodução de energia.

2 - Objetivos

Este trabalho tem por objetivo comparar os custos com energia elétrica de grandes mineradoras quando em ambientes de contratação regulada, de contratação livre e autoprodução, mostrando qual destas apresenta-se como a melhor alternativa para reduzir os custos do setor. O trabalho ainda desenvolve uma ferramenta de auxílio a tomada de decisão para perfeita formatação da estratégia mais adequada.

3 – Autoprodução

3.1 - Definições

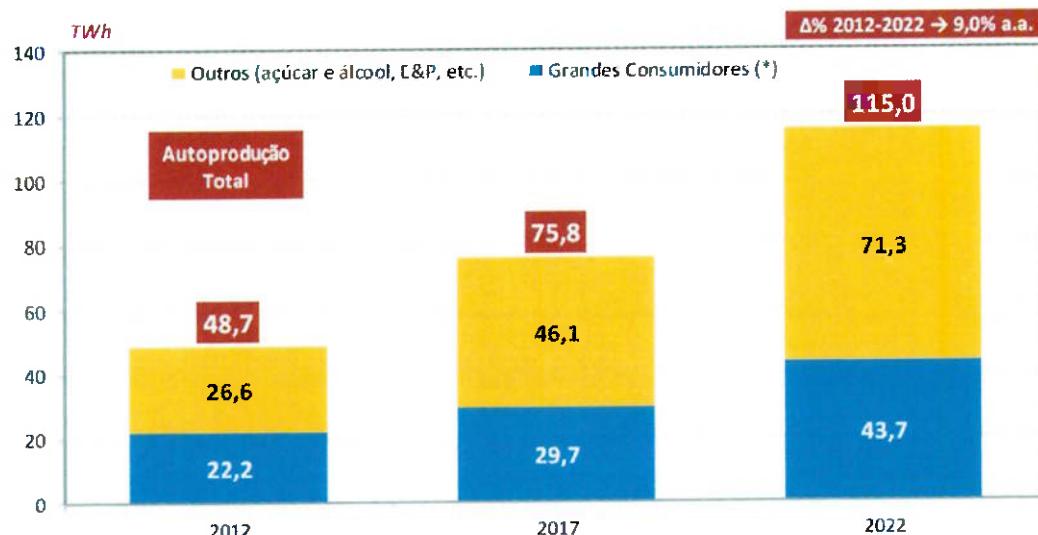
De acordo com a ANEEL, o autoprodutor de energia refere-se à pessoa física, jurídica ou consórcio que produz integralmente ou em parte, energia elétrica para seu uso exclusivo, podendo eventualmente, com a autorização da ANEEL, comercializar o excedente de energia elétrica gerada. Tal geração de eletricidade pode ser proveniente de diferentes fontes, tais como hidráulica, térmica, eólica e solar, representando atualmente a 9,88% de toda energia elétrica consumida no país. (MME, 2012)

A figura 1 representa a total autoprodução brasileira, que evoluindo a uma taxa média de crescimento de 9% a.a. representará até 2022 até 15% do total consumo do país (Projeção da Demanda de Energia Elétrica - MME, 2012).

Quando se analisa a evolução projetada pela Empresa de Pesquisa Energética do MME, verifica-se que a AP deverá crescer a taxas de 8,97% ao ano na próxima década, principalmente no setor de produção de álcool a partir de cana de açúcar, com uma evolução projetada de 10,3% ao ano. No setor industrial a taxa embora menor, não é menos expressiva com 7% ao ano de crescimento esperado.

Figura 1 - Autoprodução de Eletricidade

Autoprodução de eletricidade, 2012-2022 (TWh)



Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012.

3.2 – Consumo de Energia x Custos

Comumente e não por coincidência são autoprodutores os grandes consumidores de energia, também denominados como eletrointensivos, cujas participações da eletricidade nos custos finais são expressivas, tendo como alternativa para a redução destes valores o investimento na autoprodução.

Esta intensidade de custos é tão relevante que exemplificando a partir da Vale encontramos em seu balanço contábil referente ao 4º Trimestre de 2012, demonstrado na tabela 1, uma participação de R\$ 355 milhões, correspondendo a 11,5% dos Custos dos Produtos Vendidos (CPV, Vale, 2013).

Tabela 1 – Composição dos Custos dos Produtos Vendidos da Vale

Composição do CPV - Vale							
R\$ Milhões	4T11	3T12	4T12	2011	%	2012	%
Serviços contratados	1.878	2.508	2.368	7.107	18,1%	9.326	19,7%
Transportes	528	600	604	2.078	5,3%	2.331	4,9%
Manutenção	387	409	368	1.325	3,4%	1.540	3,3%
Serviços operacionais	292	686	606	1.411	3,6%	2.210	4,7%
Outros	671	813	791	2.294	5,9%	3.246	6,9%
Material	1.590	2.362	2.047	6.275	16,0%	8.341	17,6%
Peças sobressalentes e equipamentos de manutenção	536	796	621	2.321	5,9%	2.760	5,8%
Insumos	756	1.092	1.054	2.702	6,9%	3.960	8,4%
Pneus e correias transportadoras	89	116	121	369	0,9%	451	1,0%
Outros	209	357	251	882	2,3%	1.170	2,5%
Energia	1.317	1.515	1.534	5.184	13,2%	5.739	12,1%
Óleo combustível e gases	962	1.074	1.088	3.644	9,3%	4.050	8,5%
Energia Elétrica	355	441	446	1.540	3,9%	1.689	3,6%
Aquisição de Produtos	1.055	526	686	3.899	10,0%	2.719	5,7%
Pessoal	1.604	1.797	1.898	5.269	13,4%	6.937	14,6%
Depreciação e exaustão	1.832	1.817	2.218	5.980	15,3%	7.414	15,6%
Outros	1.494	1.840	2.537	5.461	13,9%	6.897	14,6%
Total	10.770	12.365	13.288	39.176	100,0%	47.373	100,0%

Fonte: (Vale, 2013)

Pode-se citar também o exemplo dos EUA, em que os custos com energia na mineração chegam a 15% dos custos totais de produção, tendo como alternativa proposta pela consultoria Accenture para a redução de custo, a autoprodução com fontes renováveis (Accenture, 2012).

3.3 – Vantagens Comparativas

3.3.1 - Encargos

O setor energético brasileiro, assim como muitos outros setores, possui a obrigação de contribuir com o pagamento de encargos (subsídios cruzados) estipulados pelo governo. Para a energia elétrica somam-se nove encargos que são mensalmente cobrados conforme a carga (potência demandada) e o consumo.

- **Reserva Global de Reversão (RGR)** - Encargo criado em 1957 pelo Decreto nº 41.019, com a finalidade de construir um fundo para cobertura de gastos da União com indenização de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço de energia elétrica.
- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)** – Encargo criado em 1996 através da lei nº 9.427, com a finalidade de constituir receita para a cobertura do custeio das atividades da ANEEL.
- **Operador Nacional do Sistema (ONS)** – Instituído em 2004, corresponde a uma entidade privada regulada que administra e coordena de forma independente a prestação dos serviços de operação da geração e transmissão de energia elétrica. Tal encargo tem a finalidade de custear parte de suas atividades.
- **P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética** – Criado em 2000, pela lei 9991/00 estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar ao menos 1% de sua receita operacional em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética.
- **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)** – Criado em 1973, tem por finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados (sistemas que não são conectados à rede convencional).
- **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)** – Instituído em 2002, tem por objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país.
- **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)** – Criado em 2002, tem a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos

Estados, prover competitividade para energia de fontes eólicas, hidráulicas de pequena capacidade, biomassa, gás natural e carvão mineral, e prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. Tem sido usada ainda para subsidiar as tarifas baixa renda

- **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)** – Instituído em 1989 tem o intuito de se compensar os municípios afetados pela perda de terras devido a inundação para construção de reservatórios de usinas hidroelétricas.
- **Encargo de Serviços do Sistema (ESS)** – Foi incluído em 2004, com o objetivo de cobertura dos custos dos serviços do sistema prestados aos usuários do sistema interligado nacional, como por exemplo, o custo do despacho de usinas termoelétricas e outros serviços anciliares, como reserva girante, estabilidade de frequência ou ainda necessidades elétricas em geral.

O governo, com a Lei 11.488, de 15 de junho de 2007, no artigo 26 isentou o autoprodutor da cobrança de certos encargos da energia, sendo estes a CDE, o PROINFA e o CCC, o que auxilia na redução de custos e aumento da margem destes agentes.

Estes encargos, contudo e com a exceção do PROINFA, conforme a Medida provisória 579 que veio a se tornar a lei Nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, também foram extintos e/ou reduzidos para os demais consumidores, diminuindo a vantagem comparativa que os autoprodutores tinham em relação aos demais consumidores.

Essa vantagem era da ordem de 30 R\$/MWh, contudo as estimativas indicam o cenário atual em 10 R\$/MWh. Isto impactaria numa diferença anual de R\$ 974.000.000,00 considerando-se toda a potência de autogeração atual. (ABIAPE, 2012).

3.3.2 – Mercados Livre e Regulado

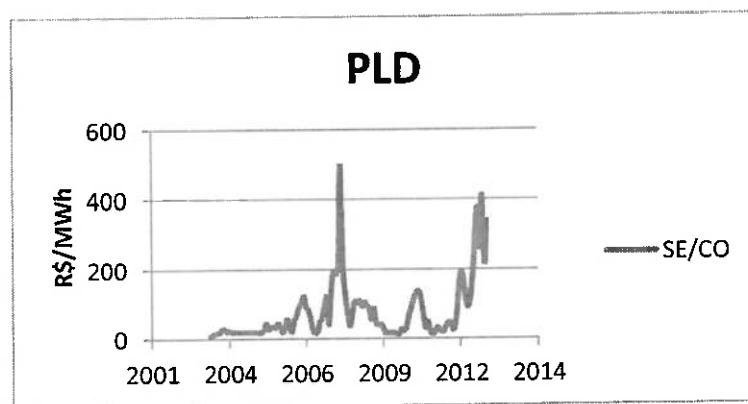
Consumidores de energia elétrica cuja demanda contratada é igual ou superior 500 kW de potência podem comprar a energia diretamente dos produtores ou terceiros, desde que a fonte seja incentivada (eólica, solar, biomassa ou de pequenas centrais hidroelétricas) ou de quaisquer fontes de geração para demandas iguais ou superiores a 3 MW¹, não estando sujeitos à energia da concessionária em sua área de concessão. Este sistema denomina-se Ambiente de Contratação livre (ACL), na qual cada consumidor passa a virar um agente de um livre mercado de energia elétrica.

¹ Consumidores ligados antes de julho de 1995 ainda precisam estar conectados em um nível de tensão igual ou maior do que 69kV.

Contudo, vale ressaltar que os consumidores, mesmo comprando sua energia via mercado competitivo, ainda se encontram vinculados ao sistema de distribuição da concessionária local, pagando apenas as tarifas do uso do sistema de distribuição (TUSD), cujos valores são anualmente determinados pela ANEEL. A exceção se encontra caso a conexão ao sistema elétrico seja em 230kV ou mais, caracterizando conexão à rede básica, em que é realizado contrato de conexão com a concessionária de transmissão e com a ONS, pagando-se a tarifa do uso do sistema de transmissão (TUST).

O preço da energia para o ACL, diferentemente do mercado cativo (no qual o agente está vinculado à concessionária), varia constantemente tendo influência de fatores como regime de chuvas, safra de cana de açúcar, crescimento da economia, entrada em operação de novas usinas, entre outros. No curto prazo os preços são determinados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade privada regulada que tem por função regular a comercialização no ACL, sendo denominado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) ou preço Spot. O gráfico 1 mostra a intensa flutuação dos preços da energia no curto prazo.

Gráfico 1 – Preço de Liquidação de Diferenças para o mercado SE/CO



Fonte: CCEE – (Disponível em <<http://www.ccee.org.br>> Acesso 19/04/2013), Elaboração Própria.

A possibilidade de participar de um mercado livre pode gerar ganhos quando a energia comprada se encontra a um valor inferior à praticada pelas concessionárias. Entretanto, o volume de energia comprada deve respeitar as quantias consumidas, ou seja, deve-se comprar no mínimo o mesmo que se consome, estando o agente (consumidor) sujeito a multas estipuladas pela CCEE, para o caso de estar subcontratado.

Desta forma, além das vantagens dos encargos, APs não ficam sujeitos à volatilidade dos preços da energia no curto prazo já que produzem sua própria energia. De acordo com Pieroni (2005), os APs por se tratarem, em sua maioria, de exportadores de commodities, com contratos de comercialização de longo prazo, necessitam além de preços baixos de maior previsibilidade na estrutura de custos da produção.

Outra possibilidade, que não requer uma potência mínima ou restrições por tipo de energia é a contratação em ambiente de contratação regulado, em que o consumidor de energia elétrica celebra um contrato de fornecimento unicamente com a concessionária local, sendo, contudo, compulsório a prática das tarifas estipuladas pela ANEEL.

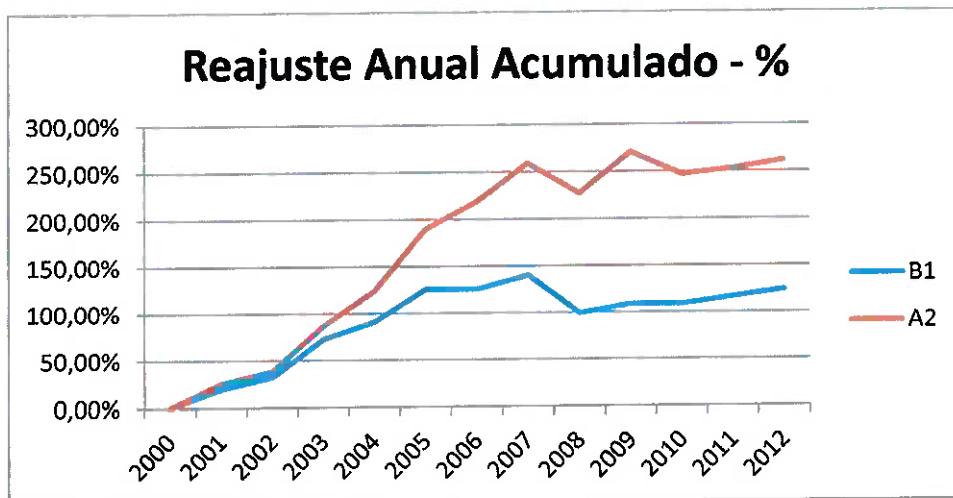
3.3.3 – Segurança Energética

Autoprodutores, como grandes consumidores de energia, dependem de grande segurança no abastecimento de energia. Eventos como o que ocorreram na África do Sul com a AngloGold Ashanti em 2008, na qual a empresa ficou cinco dias impossibilitada de operar devido a uma crise energética, e que resultou numa perda de 270.000 onças de ouro, deixam clara a vantagem de se operar a própria fonte de energia. (Fonte: AngloGold, 2013). O racionamento de 2001/2002 também foi bastante impactante nas atividades econômicas do Brasil (Bardelin, 2004). Muitos outros autores também estudaram os impactos da disponibilidade energética e seus efeitos na economia, apena para citar uns poucos exemplos: Nooij et al (2009), Barret et al (2008) e Silva (2006).

3.3.4 – Subsídios Cruzados

Consumidores industriais, ou grandes consumidores, sujeitos às tarifas das concessionárias de energia elétrica estão também sujeitos a subsidiar as tarifas estipuladas a outras classes, como a de pequenos consumidores e consumidores residenciais. As tarifas calculadas pela ANEEL mostram, por exemplo, tal ocorrência de subsídios cruzados para a concessionária do estado de Minas Gerais, a CEMIG, cujos reajustes tarifários anuais para os industriais acumulam um aumento superior ao residencial, como se apresenta no gráfico 2:

Gráfico 2 – Reajuste Anual Acumulado- Exemplo CEMIG- MG



Fonte: ANEEL, 2013. Elaboração Própria

Neste gráfico são apresentados os reajustes anuais acumulados desde 2000, sendo o consumidor industrial definido como a classe A2, sendo que foram adotados para este cálculo perfis de consumo típicos desta classe, e o residencial como a classe B1, ficando clara a diferença acumulada dos reajustes entre as classes. Embora o exemplo esteja restrito as tarifas da CEMIG este quadro repete-se na totalidade das distribuidoras brasileiras.

O AP, entretanto, não está sujeito às tarifas da concessionária e, portanto apresenta a vantagem de não subsidiar compulsoriamente outros consumidores para que possa consumir energia elétrica, exceto nas tarifas de uso do sistema.

3.4 – Autoprodução e o Setor Mineral

Um dos setores mais eletrointensivos do país é o setor mineral, cujos consumos somados aos setores petroquímico e papel e celulose correspondem, conforme dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2012), a mais de 40% do consumo total de eletricidade da indústria brasileira, com 77,8 TWh em 2012.

Tabela 2 - Grandes consumidores industriais por segmento

Grandes consumidores industriais - Consumo de Eletricidade na rede, por segmento (GWh)				
Segmento	2012	2017	2022	2012-2022(%a.a.)
Alumínio	18.967	19.706	20.266	0,7
Alumina	2.842	3.409	3.873	3,1
Bauxita	499	567	628	2,3
Siderurgia (aço bruto)	15.248	19.086	19.420	2,4
Pelotização	2.344	3.076	3.427	3,9
Ferroligas	9.539	12.921	14.378	4,2
Cobre	455	680	732	4,9
Soda-Cloro	4.188	4.628	4.820	1,4
Petroquímica	3.253	3.106	3.014	-0,8
Celulose	4.806	4.806	4.806	0
Pasta Mecânica	1.088	1.068	1.051	-0,3
Papel	7.623	8.363	9.341	2,1
Cimento	6.961	8.857	11.429	5,1
Total	77.815	90.274	97.185	2,2

Fonte: Projeção da Demanda de Energia Elétrica - MME, 2012

Pode-se citar também o segmento do minério de ferro, constituindo-se, normalmente, de lavra a céu aberto, com beneficiamento a seco ou úmido, britagem, moagem, peneiramento, filtragem, classificação entre outros, que fazem uso de energia elétrica nos diversos equipamentos. Carajás, por exemplo, consome em média, 2,3 kWh/t na britagem primária, secundária e terciária. (Fonte: MME, 2009)

Tendo uma produção da ordem de 24 t ROM/homem/hora e 48.000 t/homem/ano de produto beneficiado e um efetivo de 1.900 pessoas trabalhando diretamente na lavra e beneficiamento. Carajás consome mais de 209 GWh/ano apenas nas atividades de britagem. (Fonte: MME, 2009)

O itabirito, outra variação de minério de ferro, da mina da Samarco Mineração S.A., mostra um consumo de 7,7kWh/t no circuito de moagem de sua unidade em Minas Gerais. (CETEM, 2001).

Estes valores deixam claro o impacto que a energia elétrica tem nos custos de produção das empresas de mineração. Por este mesmo motivo grande parte destas empresas já possuem ativos de geração de energia, se caracterizando como agentes autoprodutores. A tabela 3 apresenta a geração de vários segmentos, na autoprodução, com valores na ordem de 22,165 TWh em 2012:

Tabela 3 – Grandes consumidores industriais – Autoprodução por Segmento

Grandes consumidores industriais - Autoprodução por segmento (GWh)				
Segmento	2012	2017	2022	2012-2022(%a.a.)
Alumínio	2.740	2.740	2.740	0,0
Alumina	383	838	383	0,0
Bauxita	-	-	-	0,0
Siderurgia (aço bruto)	5.205	5.205	10.167	6,9
Pelotização	542	542	542	0,0
Ferroligas	136	136	136	0,0
Cobre	-	-	-	0,0
Soda-Cloro	119	119	119	0,0
Petroquímica	2.459	2.459	4.439	6,1
Celulose	9.732	16.145	21.730	8,4
Pasta Mecânica	7	7	7	0,0
Papel	747	1.884	3.320	16,1
Cimento				0,0

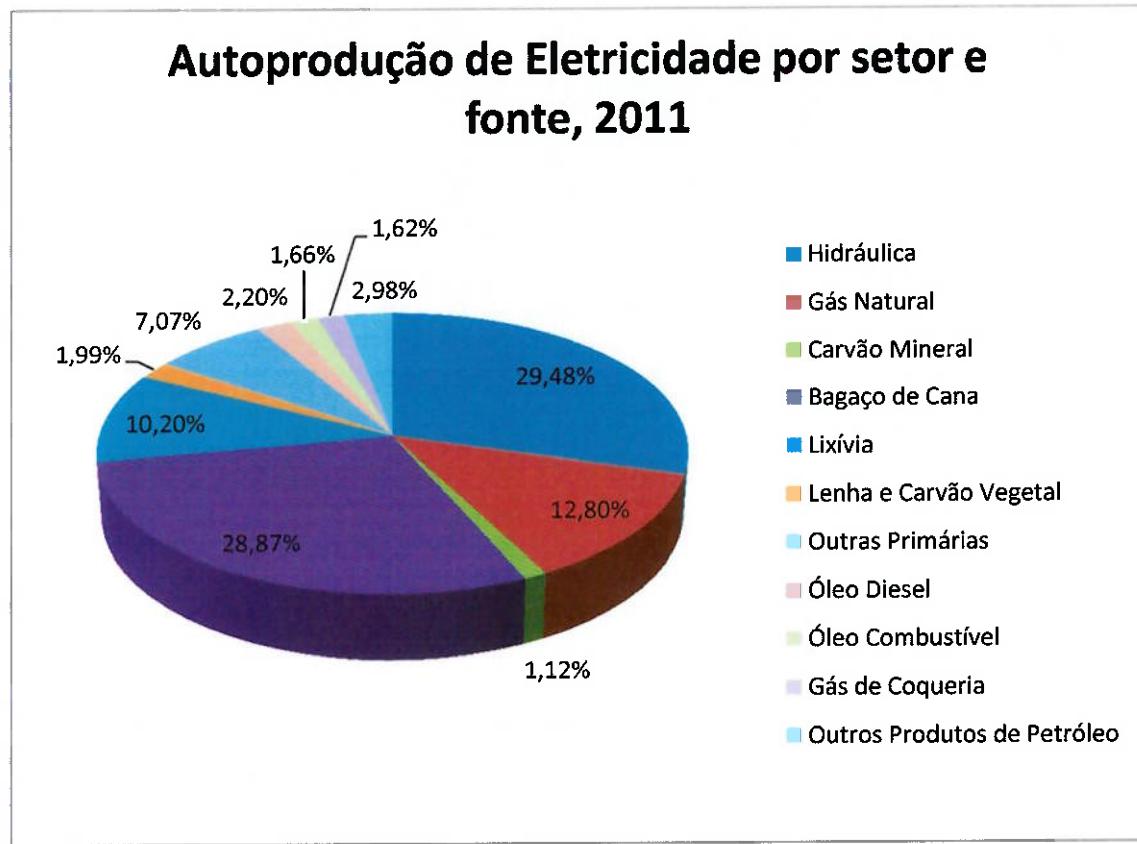
	96	96	96	
Total	22.165	29.716	43.677	7,0

Fonte: Projeção da Demanda de Energia Elétrica - MME, 2012

3.4.1 – Fontes de Geração

Dentre as diversas fontes de geração de energia elétrica, destacam-se na matriz da autoprodução brasileira as fontes térmicas e hidroelétricas, tendo uma maior participação a primeira, pois a principal fonte de combustível provém de resíduos, como exemplo em coquearias em que os gás produzido pela coqueificação é utilizado como combustível. O gráfico 3 apresenta as participações das fontes na matriz da AP.

Gráfico 3 - Autoprodução de Eletricidade por setor e fonte



Fonte: Balanço Energético Nacional - MME, 2012

No setor mineral a maior parte dos investimentos em Autoprodução se encontra na forma de cotas de participações em concessões de grandes usinas hidroelétricas (UHE). Tendo a mineração uma participação de 31% do total hidroelétrico entre os APs (Pieroni, 2005).

Destacam-se empresas como Vale, Votorantim, BHP Billington e Samarco Mineração, cujas fatias do mercado de mineração são expressivas e que possuem somadas 3.427 MW em concessões de UHEs (Pieroni, 2005). O relatório de sustentabilidade da Vale, por exemplo, fornece um valor de 7 TWh de energia gerada por suas próprias usinas hidrelétricas e térmicas. Destaca-se a primazia das fontes hidráulicas neste exemplo com 96%.

4 – Experiência Internacional

A mineração, não apenas no Brasil, representa uma das maiores fatias da participação na economia mundial. A prospecção destas commodities é fundamental para alimentar a indústria da transformação, sendo necessários milhares de toneladas de minérios todos os anos para suprir as necessidades básicas do mundo contemporâneo.

Desta forma, é de se esperar uma grande preocupação por parte de mineradoras de todos os países com os custos e despesas gerais, objetivando-se sempre uma melhoria em seu quadro de resultados financeiros.

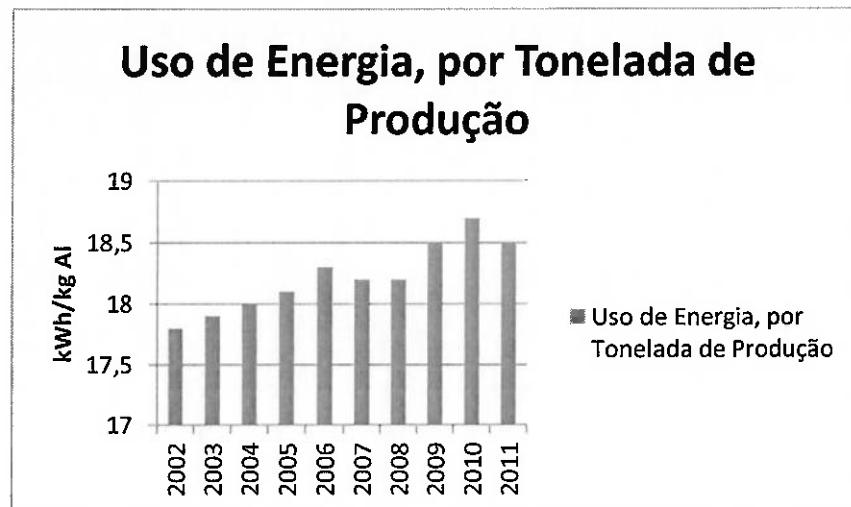
Como já mencionado, um dos custos majoritários, principalmente no beneficiamento dos minérios, é a energia elétrica, chegando a 15% nos EUA.

A Vale, por exemplo, possui controladas em países como o Indonésia, fazendo uso do potencial hidráulico através de suas hidroelétricas, como a de Karelbe, com capacidade de 130 MW para atender parte da demanda das operações de níquel naquele país. (Vale, 2011)

Pode-se citar também o caso do Canadá, onde na província de British Columbia estão em operação 46 autoprodutores, dos quais aproximadamente 70% provêm de fontes hidroelétricas e cuja tendência de crescimento tem expectativa de 35% para os próximos 20 anos. (Law Foundation of BC, 2009).

A província de Quebec, por sua vez, possui unidades da Rio Tinto Alcan para a produção de alumínio. Devido ao consumo eletrointensivo, a Alcan possuiu uma capacidade instalada de 2919 MW em usinas hidroelétricas, suprindo aproximadamente 90% de suas demandas elétricas. (RioTinto Alcan, 2011). Os consumos de energia com tais unidades são apresentados no gráfico 4:

Gráfico 4 – Uso de Energia por Tonelada de Produção de Alumínio



Fonte: (RioTinto Alcan, 2011)

Os custos de energia com a produção de alumínio é tão impactante que os resultados financeiros de 2011 para 2012 sofreram um aumento da ordem de US\$ 249 Milhões de Dólares devido ao impacto da neve em uma das plantas hidráulicas, o que causou a necessidade de compra de energia de fontes adicionais. (RioTinto, 2012)

Se forem considerados os grupo RioTinto e Alcan de forma integral, dada a fusão ocorrida entre estas empresas em 2007, obtêm-se números ainda superiores nos quesitos de autoprodução de energia, com plantas de geração nucleares, cujo urânio é extraído pela própria RioTinto.

5 – Tarifas e Encargos no Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL de forma a garantir tarifas de energia elétrica que consigam gerar uma taxa de retorno considerada aceitável para o investimento das concessionárias de atendimento público. As políticas públicas do setor vem priorizando também cuidados com a segurança energética e com modicidade tarifaria.

Tais tarifas são recalculadas anualmente de forma denominada reajuste tarifário anual, composto basicamente de correções devida à inflação e pela variação dos custos considerados não gerenciáveis (aqueles que fogem a gestão da Distribuidora, por exemplo a energia comprada de Itaipu cujo valor é baseada em dólares americanos). Contudo, a cada quatro anos é aplicada uma revisão tarifária, em que se analisam todas as bases de ativos, contratos de energia, custo de capital, entre outros, resultando em um reajuste mais detalhado para a concessionária e que deve em princípio refletir o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

Cada concessionária, desta forma, possui publicada pela ANEEL anualmente uma resolução homologatória na qual se apresentam as diversas tarifas a serem aplicadas, podendo ser subdivididas em:

- Modalidade Tarifária Convencional
- Modalidade Tarifária Azul
- Modalidade Tarifária Verde
- Modalidade Tarifária Distribuição
- Modalidade Tarifária Geração

Entre elas ainda há uma divisão entre consumidores denominados classe A e B, sendo a classe B disponível apenas para a modalidade Convencional.

Tal modalidade, entretanto, é somente aplicável para consumidores residenciais, rurais, cooperativas de eletrificação rural, serviços públicos de irrigação e iluminação pública, desde que conectados via Baixa Tensão (inferior a 2,3 kV).

A classe A, por sua vez, engloba todos os demais consumidores, sendo subdividida por faixas de tensão (Voltagem) contratada:

- A1 para tensões iguais ou superiores a 230kV
- A2 para tensões entre 88 a 138kV
- A3 para tensão de 69kV
- A3a para tensões entre 30 a 44 kV
- A4 para tensões entre 2,3 a 25 kV

Cada subclasse, por sua vez, apresenta suas tarifas divididas em dois grupos:

- Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)
- Tarifa de Energia (TE)

Sendo menor o preço quanto maior a classe de tensão, dependendo para os grandes e médios consumidores, contudo de investimentos em subestações rebaixadoras para reduzir ao nível de tensão aplicável.

5.1 – TUSD

O TUSD é a tarifa aplicada pelo uso do sistema de distribuição local, ou seja, a infraestrutura através dos quais é feita a distribuição de energia elétrica, sendo dividida em duas tarifas dependentes do horário de uso, denominado horários de ponta e fora de ponta.

O horário de Ponta é definido como um intervalo de três horas consecutivas e diárias, com a exceção de finais de semana e feriados, cujo

início é estipulado pela concessionária, coincidindo com os horários que se caracterizam como os de maior demanda elétrica na rede de distribuição. O horário fora de ponta, por sua vez, compreende às demais horas do dia.

A tarifa é cobrada relativa a uma unidade de medida de potência, em R\$/kW, sendo faturada mediante a uma Demanda de potência contratada pelo consumidor previamente com a concessionária local.

Tal contratação é realizada via contrato de conexão em que se definem as demandas para a Ponta e Fora de Ponta, independentemente, conforme seja desejado. Desta forma, a cobrança se dará pela maior potência registrada durante o mês, na ponta de fora de ponta. Caso a potência registrada seja inferior à contratada, o faturamento se dará pela definida em contrato, no caso oposto, de ultrapassagem, respeitando-se uma tolerância de 5%, será cobrada um valor três vezes superior a tarifa normal sobre os montantes que ultrapassarem a demanda contratada.

5.2 – TE

A tarifa de energia é uma tarifa cobrada pelo consumo, dado em unidades MWh, pelo consumidor.

Para o modelo antigo, ou seja, concessionárias que ainda não passaram pela 3^a Revisão Tarifária, uma subdivisão é estipulada para dois períodos do ano, sendo o período úmido definido de Dezembro a Abril e o período seco de Maio a Novembro. Além disso, para cada período, também se aplicam as divisões de horário de Ponta e Fora de Ponta. Contudo, a partir de 2014 passará a valer um novo sistema, do qual não mais haverá a divisão por períodos do ano, mas sim uma divisão relativa ao valor de PLD vigente.

5.3 – Encargos

Os encargos mencionados anteriormente são diluídos entre o TUSD e TE, de forma que o TUSD contenha o RGR, TFSEE, P&D, ONS, CCC, CDE, PROINFA e TE o P&D, ESS/ERR e CFURH.

5.4 – Conexão à rede básica e TUST

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica.

Tal transporte de energia se dá via celebração de contrato junto à concessionária de transmissão e a ONS, na qual paga-se uma tarifa chamada Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão TUST, calculada pela ANEEL.

A tarifação da TUST é semelhante ao da TUSD, cobrada relativa a uma unidade de medida de potência, em R\$/kW.

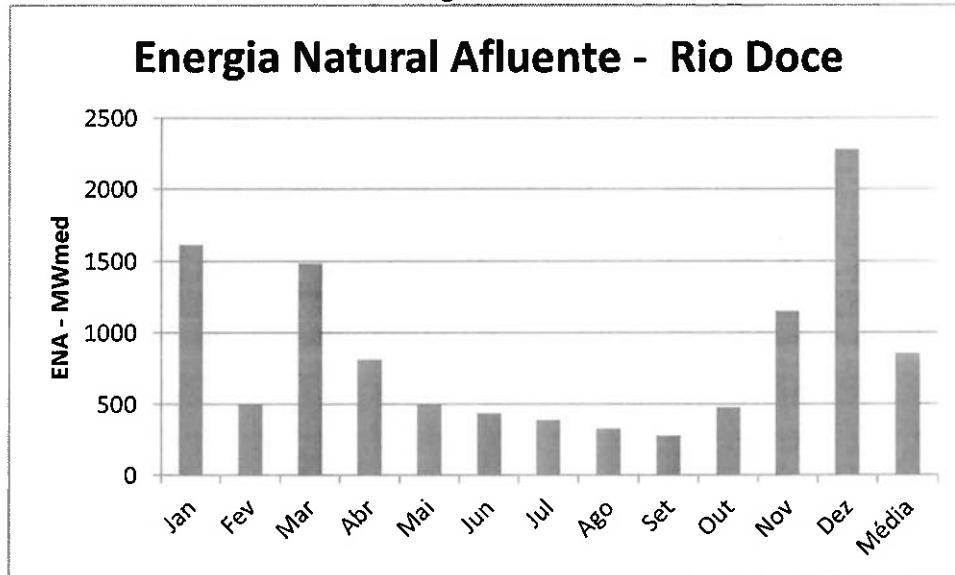
6 - Condicionantes da alternativa de autoprodução de energia elétrica

As condições iniciais a serem utilizadas neste estudo de caso para a alternativa de autoprodução de energia elétrica são as características de geração de um aproveitamento selecionado.

Foi selecionado um estudo de caso baseado em energia hidroelétrica, uma vez que esta é a opção mais presente, entre os autoprodutores da indústria mineral, tomando-se como exemplo a UHE de Aimorés, da Vale em conjunto com a CEMIG (participações de 51% e 49 % respectivamente) com um potencial de 330 MW em geração, dependentes apenas da hidrologia do Rio Doce. (UHE Aimorés, 2013).

Para cálculo da energia produzida durante o período de um ano foi considerado uma média da energia que pode ser produzida considerando-se a hidrologia de 2011 para a bacia do Rio Doce, definida como Energia Natural Efluente (ENA), cujo valor na média representa um fator de capacidade de 37,55% do total, conforme o gráfico 5:

Gráfico 5 - Energia Natural Afluente - Doce



Fonte: (ONS, 2013)

Desta forma, tem-se que a potência média é de 123,915 MW, ou seja, 1.085.495 MWh por ano.

Esta usina, que não está no mesmo sitio da unidade consumidora, necessita considerar as tarifas do uso de sistema de distribuição da concessionária (CEMIG) ou tarifas do uso do sistema de transmissão para analise da sua viabilidade econômica.

A unidade consumidora foi considerada neste estudo de caso com base em exemplo de uma Mina de Níquel com dados reais, mas por razões de confidencialidade empresarial, optamos por excluir sua perfeita identificação. Esta planta possui um consumo anual de 1.430.464 MWh da qual estima-se uma demanda de 210 MW correspondente a um fator de Carga de 0,78.

Como o volume gerado não corresponde ao total de energia requerida, foi considerado que a diferença de consumo é atendida em dois cenários, 1-ACR e 2-ACL, proporcionaliza-se tal diferença de forma a se encontrar uma demanda proporcional a ser contratada, de 50 MW.

Ou seja, são atendidos:

Autoprodução:

- 1.085.495 MWh e 160 MW;

Concessionária:

- 344.969 MWh e 50 MW;

Devido às altas potências e consumos, foi considerada a conexão à rede básica (230kV ou mais), cujas tarifas são representadas, entre as diversas opções apresentadas pela ANEEL, pelas que foram estipuladas para uma das minas da Anglo American (observe-se que pelo alto impacto destes consumidores na rede as tarifas são determinadas por uma metodologia nodal que estabelece preços para a unidade em questão) na tabela 4:

Tabela 4 – Tarifas de TUST

TARIFAS DE USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO COMPONENTES DA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL, APLICÁVEIS A CONSUMIDORES LIVRES, CONSUMIDORES POTENCIALMENTE LIVRES E AUTOPRODUTORES, COM UNIDADES CONSUMIDORAS CONECTADAS À REDE BÁSICA		
	TUST - Ponta (R\$/KW.mês)	TUST - Fora Ponta (R\$/KW.mês)
Anglo American	0,98	0,95

Fonte: (ANEEL,2013)

A diferença de consumo para ACL considera-se ainda atendida na rede básica.

A diferença de consumo para ACR é atendida pela concessionária na classe A1 com modalidade Horo-Sazonal Azul, cujas tarifas são apresentadas conforme tabela 5:

Tabela 5 - Modalidade Tarifária Azul Autoprodutor/Produtor Independente de Energia

TUSD			
	Ponta	Fora de Ponta	R\$/MWh
	R\$/kW	R\$/kW	
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	2,49

Fonte:(ANEEL,2013)

7 -Condicionantes das alternativas do mercado livre e regulado de energia elétrica

O perfil de consumidor proposto para o mercado livre e regulado é o de mesma característica de consumo e demanda estabelecidos para a Autoprodução, ou seja, 1.430.464 MWh e 210 MW respectivamente. É também considerada a modalidade Azul com classe A1 para o ACR e conexão à rede básica para o ACL

O custo da energia no para a UHE foi definido em 80 R\$/MWh, valor retirado do 10º Leilão de Energia Existente da CCEE, realizado em 2011. As tarifas de demanda permanecem as mesmas da seção anterior.

O custo da energia para o mercado livre foi definido em 100,00 R\$/MWh, dado a média do PLD para o Submercado SE/CO para os últimos 5 anos.

8 – Estudo de Caso

Foram elaborados quatro cenários para comparação:

- Cenário 1 – Autoprodução em parte, com o restante requerido atendido pela concessionária, ou seja, em ACR;
- Cenário 2 – Autoprodução em parte, com o restante requerido atendido pelo mercado livre;
- Cenário 3 – Somente ACR;
- Cenário 4 – Somente ACL;

Os resultados obtidos para o cenário 1 são apresentados na tabela 6:

Tabela 6 – Cenário 1:

Dados da Unidade Consumidora			
Demanda na Ponta (MW)	Demanda Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13
Dados da Unidade Geradora / Autoprodução			
Demanda na Ponta (MW)	Demanda Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
160,00	160,00	99.503,71	985.991,29
Dados de Contratação da Concessionária			
Demanda na Ponta (MW)	Demanda Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
50,00	50,00	31.622,16	313.346,84
Anglo American			
TUST	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	Encargos R\$/MWh
Rede Básica (230kV ou mais)	0,98	0,95	3,249
Modalidade Tarifária Azul Autoprodutor/Produtor Independente de Energia			
TUSD	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	R\$/MWh
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	2,49
Modalidade Tarifária Azul			
TUSD	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	R\$/MWh
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	12,69
Modalidade Tarifária Azul			
TE	Ponta R\$/MWh	Fora de Ponta R\$/MWh	
A1 (230kV ou mais)	252,24	154,03	
<hr/>			
Com ICMS		Sem ICMS	
ICMS - MG	18%	ICMS - MG	0%
Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00	Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00
Preço da Energia em ACR	100,00	Preço da Energia em ACR	100,00
Total pago pela transmissão de energia	4.519.024,39	Total pago pela transmissão de energia	7.232.373,26
Total pago pela Energia	105.901.951,22	Total pago pela Energia	86.839.600,00
Total pago pela parte não Produzida em ACR	75.162.004,70	Total pago pela parte não Produzida em ACR	61.632.843,85
Soma	185.582.980,30	Soma	155.704.817,10

Fonte: Elaboração Própria

Conforme já analisado no item anterior, as condições de entrada são identificadas nos quadros iniciais da simulação, onde são imputados os dados da unidade consumidora, os dados da unidade geradora e finalmente aqueles relativamente à energia contratada da concessionária. São apresentados também os valores das tarifas, o preço da energia tanto para o mercado livre, para a autoprodução e as alíquotas de ICMS.

Os resultados da análise são apresentados como a soma da energia autoproduzida, do total pago pela transmissão e pela parte atendida pela concessionária.

Para efeitos de comparação, são apresentados os resultados com e sem a incidência do ICMS.

Em princípio, o ICMS não deveria ser cobrado de parte da autoprodução, contudo alguns Estados vêm cobrando este imposto², sendo motivo este pelo qual se apresenta o resultado também com ICMS.

Os resultados obtidos para o cenário 2 são apresentados na tabela 7, abaixo:

Tabela 7 – Cenário 2:

Dados da Unidade Consumidora			
Demandna Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13
Dados da Unidade Geradora / Autoprodução			
Demandna Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
160,00	160,00	99.503,71	985.991,29
Dados de Contratação da Concessionária			
Demandna Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
50,00	50,00	31.622,16	313.346,84
Anglo American			
TUST	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	Encargos R\$/MWh
Rede Básica (230kV ou mais)	0,98	0,95	3,249
TUSD			
Modalidade Tarifária Azul Autoprodutor/Produtor Independente de Energia			
TUSD	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	R\$/MWh
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	2,49
TUSD			
Modalidade Tarifária Azul			
TUSD	Ponta R\$/kW	Fora de Ponta R\$/kW	R\$/MWh
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	12,69
TE			
Modalidade Tarifária Azul			
TE	Ponta R\$/MWh	Fora de Ponta R\$/MWh	
A1 (230kV ou mais)	252,24	154,03	
Com ICMS			
ICMS - MG	18%		
Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00		
Preço da Energia em ACL	100,00		
Total pago pela transmissão de energia	4.519.024,39		
Total pago pela Energia	105.901.951,22		
Total pago pela parte não Produzida em ACL	44.848.419,85		
Soma	155.269.395,46		
Sem ICMS			
ICMS - MG	0%		
Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00		
Preço da Energia em ACL	100,00		
Total pago pela transmissão de energia	7.232.373,26		
Total pago pela Energia	86.839.600,00		
Total pago pela parte não Produzida em ACL	36.775.704,28		
Soma	130.847.677,54		

Fonte: Elaboração Própria

Este cenário se apresenta de forma muito semelhante ao do cenário 1, contudo os resultados da análise são apresentados como a soma da energia autoproduzida, do total pago pela transmissão e pela parte atendida pelo mercado livre.

² Observe-se que este ponto de conflito pode redundar em judicialização sobre a legalidade ou não da cobrança.

Tabela 8 – Cenário 3:

Dados da Unidade Consumidora			
Demandna na Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13

Dados de Contratação da Concessionária			
Demandna na Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13

TUSO	Modalidade Tarifária Azul		
	Ponta	Fora de Ponta	
	R\$/kW	R\$/kW	R\$/MWh
A1 (230kV ou mais)	1,12	0,57	12,69

TE	Modalidade Tarifária Azul		
	Ponta	Fora de Ponta	
	R\$/MWh	R\$/MWh	
A1 (230kV ou mais)	252,24	154,03	

Com ICMS		Sem ICMS	
ICMS - MG	18%	ICMS - MG	0%
Total pago pela Transmissão de Energia	27.330.961,17	Total pago pela Transmissão de Energia	22.411.388,16
Total pago pela Energia	284.405.172,30	Total pago pela Energia	233.212.241,29
Soma	311.736.133,47	Soma	255.623.629,45

Fonte: Elaboração Própria

De mesma forma que no cenário 1, os dados de entrada estão presentes nos quadros iniciais, sendo apresentados posteriormente as tarifas da concessionária e alíquota de ICMS.

O resultado é apresentado como a soma dos totais pagos pela transmissão e pela energia.

Os resultados obtidos para o cenário 3 são apresentados na tabela 9:

Tabela 9 – Cenário 4:

Dados da Unidade Consumidora			
Demandna na Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13

Dados de Contratação da Concessionária e ACL			
Demandna na Ponta (MW)	Demandna Fora de Ponta (MW)	Consumo na Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)
210,00	210,00	131.125,87	1.299.338,13

TUST	Anglo American		
	Ponta	Fora de Ponta	Encargos
	R\$/kW	R\$/kW	R\$/MWh
Rede Básica (230kV ou mais)	0,98	0,95	3
Precio da Energia (R\$/MWh)	100		

Com ICMS		Sem ICMS	
ICMS - MG	18%	ICMS - MG	0%
Total pago pela Transmissão de Energia	11.164.624,39	Total pago pela Transmissão de Energia	9.154.992,00
Total pago pela Energia	174.446.829,27	Total pago pela Energia	143.046.400,00
Soma	185.611.453,66	Soma	152.201.392,00

Fonte: Elaboração Própria

De forma semelhante aos cenários 1 e 2, os dados de entrada estão presentes nos quadros iniciais, sendo apresentados na sequência as tarifas de transmissão de energia e o preço pago pela energia no ambiente de contratação livre.

O resultado é apresentado como a soma dos totais pagos pela transmissão e pela energia.

Em suma, obtiveram-se os seguintes resultados:

Tabela 10 – Resultados da Simulação:

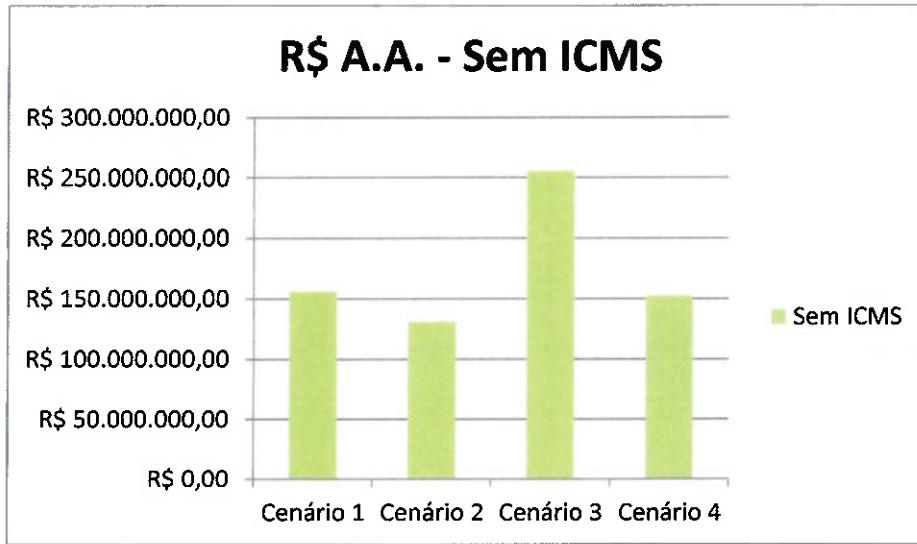
R\$ A.A.	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Com ICMS	185.582.980,30	155.269.395,46	311.736.133,47	185.611.453,66
Sem ICMS	155.704.817,10	130.847.677,54	255.623.629,45	152.201.392,00

Fonte: Elaboração Própria

Neste quadro apresentam-se os valores totais que seriam desembolsados com energia elétrica por ano.

Nota-se a grande disparidade entre os valores encontrados para AP, ACR e ACL, conforme se apresentam também no gráfico 5, tomando-se por base apenas os valores sem a incidência de ICMS:

Gráfico 5 – Custo ao ano (A.A.) – Sem ICMS



Fonte: Elaboração Própria

A menor diferença é apresentada entre os cenários 2 e 4, desconsiderando o cenário 1, pois em termos de competitividade fica clara a vantagem de se evitar o mercado cativo. Essa diferença é equilibrada caso o preço da Energia no mercado livre atingisse o valor de 80 R\$/MWh.

Existe também a possibilidade de ser imaginar um sub-cenário derivado do cenário 2, definido por uma situação crítica, em que a mineradora não contratou a devida energia consumida, ficando desta forma, descontratada e sendo necessário buscar o consumo excedido no mercado de curto prazo.

Para tal consideraremos o valor do PLD para a semana 2 de Novembro de 2013 em R\$ 316,38 / MWh para o submercado SE/CO, cujos valores se apresentam relativamente superiores ao PLD considerado para a simulação anterior, e que o volume contratado é de 90% do consumido, ou seja, que será necessário contratar 10% no SPOT. A tabela 11 mostra os novos valores resultantes do cenário 2:

Tabela 11 – Sub-cenário derivado do cenário 2:

Com ICMS		Sem ICMS	
ICMS - MG	18%	ICMS - MG	0%
Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00	Preço da Energia R\$/MWh - Autoprodução	80,00
Preço da Energia em ACL	100,00	Preço da Energia em ACL	100,00
Preço da Energia no SPOT	316,38	Preço da Energia no SPOT	316,38
Total pago pela transmissão de energia	4.519.024,39	Total pago pela transmissão de energia	7.232.373,26
Total pago pela Energia	105.901.951,22	Total pago pela Energia	86.839.600,00
Total pago pela parte não Produzida em ACL	53.951.394,52	Total pago pela parte não Produzida em ACL	44.240.143,50
Soma	164.372.370,13	Soma	138.312.116,76

Fonte: Elaboração Própria

Observe-se que mesmo nesta situação crítica, em que o contrato de energia não se apresenta suficiente ao consumo medido, o resultado apresentado no cenário 2 é ainda vantajoso.

9 – Conclusões

É possível concluir através destas simulações e estudos que a possibilidade de se possuir um ativo de geração que se enquadre como autoprodução pode vir a ser vantajosa em relação à compra da energia diretamente do mercado, seja este livre ou o regulado.

A depender das tarifas estipuladas pela ANEEL e do Estado em que está instalada a carga de consumo e de geração, financeiramente pode-se obter um ganho financeiro de importância. A simulação mostra no estudo de caso deste trabalho uma diferença da ordem de R\$ 24 milhões (ao ano) entre os dois melhores cenários, diferença esta que pode vir a remunerar um investimento de geração em menos de 10 anos a depender da potência instalada, entre outros fatores.

Considera-se também a possibilidade do uso de energias de fontes enquadradas como especiais no ACL, que possibilitam um desconto regulado pela ANEEL de até 100% da TUSD, resultando mais uma vez em vantagens econômicas a depender do porte do AP e da fonte de geração. Estas considerações requerem maior investigação já que para AP de grande porte as tarifas de uso do sistema são muito inferiores ao custo da energia. Necessita-se ainda investigar as questões relacionadas a o ICMS, pois para fazer parte do desconto de incentivo se faz necessário que a usina seja classificada como produção independente, tema que não fez parte da análise deste trabalho

Além da análise do ganho financeiro, a segurança de gerar a própria energia num setor eletrointensivo, em que paradas não programadas podem causar prejuízos, gera um situação de grande atratividade, reduzindo riscos e garantindo a previsibilidade de resultados e produções, sendo importante considerar que a qualidade de fornecimento de energia elétrica depende sempre da rede de transmissão e distribuição e desta forma deverá seguir padrões de qualidade definidos pela agência reguladora.

Cita-se ainda, a redução à exposição da volatilidade dos preços da energia no mercado, em que a compra de energia apresentada no cenário 4, ou seja, em ambiente de contratação livre depende de fatores diversos, muitos dos quais de difícil ou impossível previsão, como por exemplo a hidrologia para os próximos anos.

Portanto, para o setor mineral uma fonte de energia segura, de autoprodução, é a melhor opção de investimento energético, das quais as vantagens são várias, sendo contudo necessário um planejamento prévio da tomada de decisão desta geração.

REFERÊNCIAS

- Bardelin, Cesar E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no brasil em 2001 e 2002 com ênfase no consumo de energia elétrica.** 2004. Dissertação (mestrado). Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.
- BARRETT, Mark et al. How to support growth with less energy. **Energy Policy**, Londres, n. , p.4592-4599, 2006.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. J Mendo Consultoria. **Desenvolvimento de estudos para elaboração do plano duodecenal (2010 - 2030) de geologia, mineração e transformação mineral.** 18. ed. Belo Horizonte, 2009.
- BRASIL. Empresa de pesquisa Energética. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL.** 22. ed. Rio de Janeiro, 2012.
- BRASIL. Empresa de pesquisa Energética. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).** 22. ed. Rio de Janeiro, 2012.
- BRASIL. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução homologatória n. 1.555, de 27 de junho de 2013.** Brasília, 2013.
- BRASIL. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Relatório de apuração mensal de serviços e encargos da transmissão.** 2.2/0082/2012 Rio de Janeiro, 2012.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília, 2006.
- CYRINO, Ricardo A.S. **Gerenciamento de Risco da Compra de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico.** 2005. 162 f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.
- CANADIAN electricity association (Canadá). **Power generation in Canada.** Ottawa, 2006.
- FLSMIDTH (Chile). Kenneth Boice. **FLSmidth breaks world record in Chile.** Disponível em: <<http://www.flsmidth.com/en-US/eHighlights/Archive/Minerals/2011/May/FLSmidth+breaks+world+record+in+Chile>>. Acesso em: 23 ago. 2013.
- HADLEY, S.W.; STOVALL, T.K.; DYKE, J.W. **Customer owned utilities and distributed Energy: potentials and Benefits.** Tennessee: U.S. Department Of Energy, 2006.
- MARCONDES, Mônica. **Análise da Participação dos Autoprodutores e Produtores Independentes de energia no setor elétrico brasileiro.** 2008. 169 f. Dissertação(Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

MENDES, Ana L.S. **O papel da autoprodução e produção independente de energias renováveis no mercado brasileiro de energia elétrica.** 2011. 123 f. Dissertação (Mestrado). Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2011.

MIDEA, Leonardo G; GALVÃO, Luiz C. R; PRADO JUNIOR, Fernando A. A. Análise econômica financeira comparativa da autoprodução direta ou conectada no SIN um estudo de caso. **Revista Brasileira de Energia**, São Paulo, v. 15, n. 2, p.33-57, 2009.

NOOIJ, Michiel; LIESHOUT, Rogier; KOOPMANS, Carl. Optimal blackouts: empirical results on reducing the social cost of electricity outages through efficient regional rationing. **Energy Economics**, Netherlands, v. 31, p.342-347, maio 2009.

PIERONI, Fernando de Paiva. **Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução.** 2005. 114 f. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

RIO TINTO ALCAN (Canadá). **Sustainable development: report 2011.** British Columbia, 2012.

SILVA, Edson L. Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems: the Brazilian case. **Energy Policy**, Santa Catarina, v. 34, p.2002-2011, 2006.

VALE S.A. Relatório de sustentabilidade. **Relatório de Sustentabilidade**, Vale S.A., p.1-121, 2011.

VALE S.A. Release de resultados 4T2012. **Release de Resultados**, Vale S.A., p.1-30, 2012.

WALKER, William. Information technology and energy supply. **Energy Policy**: Elsevier, Philadelphia, p.467-488, 1986.