

Otimização de contratação de demanda de potência ativa por meio do uso de algoritmos genéticos

Eleandro Jose Saccaro e Leandro Luís Corso

Resumo

Atualmente, existe uma tendência mundial a controlar gastos energéticos, onde os custos da empresa, valores repassados a consumidores e o meio ambiente sejam considerados. Este fato é tão relevante que está entrando em discussões em grandes encontros de líderes econômicos, onde comentam-se a possibilidade de otimização deste setor. Baseado nisso, este artigo propõe uma otimização na contratação de demanda de energia elétrica para consumidores do Grupo A4 enquadrados na modalidade tarifária horo-sazonal verde, regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O objetivo é desenvolver um modelo matemático capaz de reduzir os custos mensais referentes à contratação da demanda de potência ativa, baseando-se em dados históricos das demandas medidas, a fim de encontrar o melhor valor para contratação de demanda junto às concessionárias, dada suas respectivas tarifas, normas e regulamentações do setor elétrico. A demanda contratada foi otimizada por meio do uso de algoritmos genéticos, na qual teve redução de 14,3% nos somatórios dos custos anuais da empresa referente à demanda de potência ativa. O modelo matemático foi considerado satisfatório, podendo ser expandido e aplicado em situações similares.

Palavras-chave

Algoritmos Genéticos; Demanda de Potência Ativa; Energia Elétrica.

Optimization of the hiring of active power demand through the use of genetic algorithms

Abstract

Currently, there is a worldwide trend to control energy costs, where the costs of the company, values passed on to consumers and the environment are considered. This fact is so relevant that it has entered into discussions in large meetings of economic leaders, where the optimization of this sector is discussed. Based on that, this article proposes an optimization in the hiring of electric energy demand for A4 Group's within the horo-sazonal green tariff modality, regulated by National Electric Energy Agency- ANEEL. The objective is develop a mathematical model capable of reducing the monthly costs related to the contracting of active power demand, based on historical data of the demands measured to find the best value for contracting of demand with the concessionaires, given their respective tariffs, norms and electric sector regulations. The hired demand was optimized through the use of genetic algorithms, which had a 14,3% reduction in the sum of the company's annual costs related to active power demand. The mathematical model was considered satisfactory, being able to be expanded and applied in similar situations.

Keywords

Genetic Algorithms; Active Power Demand; Electricity.

I. INTRODUÇÃO

Na gestão empresarial, o uso racional de energia elétrica faz parte de um conjunto de estratégias responsáveis por reduções de perdas e racionalização técnico-econômica dos fatores de produção, evidenciando o papel fundamental que a eletricidade apresenta na cadeia de processos produtivos e administrativos [1]. A otimização da contratação e do uso da energia elétrica, compões de ações técnicas referentes à eficiência energética atuando em reduções de consumo e de ações administrativas envolvendo aspectos contratuais, mudança de hábitos e procedimentos internos. A contratação não otimizada do fornecimento de

energia elétrica representa desperdícios, tais como a incidência de multas e a consequente elevação dos custos [2].

No Brasil, os consumidores cativos são regulados por resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL, que estão vinculados à concessionária que atende nos seus endereços.

A estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicadas, que refletem nos custos regulatórios da distribuidora de energia entre os grupos e subgrupos. As modalidades tarifárias são o conjunto de tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência ativa. O posto tarifário é o período de tempo em horas para

aplicação dessas tarifas de forma diferenciada ao longo dia. Na modalidade tarifária horária verde é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com o horário do dia e uma única tarifa de demanda de potência [3].

A importância de estudos na área de energia elétrica é evidenciada pelos sucessivos aumentos de preço no mercado brasileiro provocados pelo agravamento de uma hidrologia desfavorável que determinaram aumento nos custos de energia para seus consumidores [4].

Algoritmos Genéticos (AG) são técnicas não determinísticas de busca para otimização inspiradas nos modelos de evolução e da genética, onde consiste em buscar várias soluções e a partir do resultado encontrado nesse processo, buscar por soluções cada vez melhores [5,6].

A justificativa para aplicação da técnica recai sobre a complexidade que envolve a variação da demanda de energia elétrica, facilidade de implementação do algoritmo e possibilidade de incrementar termos na função objetivo sem gerar grandes mudanças na arquitetura do algoritmo [6].

A técnica é uma classe de algoritmos de otimização que empregam mecanismo de pesquisa probabilístico de soluções, baseado no processo de evolução biológico, combinando aspectos de genética e de seleção natural de indivíduos.

Os AG utilizam regras probabilísticas na pesquisa de novas soluções e não determinísticas [7,8]. Uma delas é baseada pela codificação genética das variáveis de decisão, onde é determinada por um cromossomo com quantidade de genes necessários para representar a solução [9].

Nesse trabalho foi realizada a otimização da demanda de potência ativa contratada utilizando AG aplicados a uma previsão de demanda baseada em um histórico de faturas, onde sabe-se que existe uma tendência mundial de empresas na busca pela otimização dos valores [11,12].

II. MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia utilizada para otimizar os custos referentes a demanda de potência ativa contratada na implementação do AG, é mostrado na Fig. 1 e segue a mesma linha apresentada por [11].

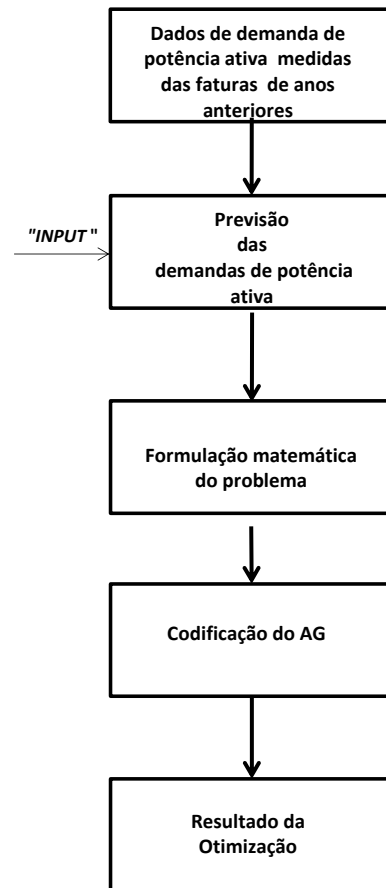


Fig. 1: Metodologia.

O trabalho pode ser dividido em cinco etapas principais:

- Tabulação dos dados das potências medidas nas faturas de energia elétrica;
- Previsão de demandas futuras para serem utilizadas como “inputs” na implementação do AG;
- Formulação matemática do problema;
- Codificação do AG
- Resultado da Otimização.

Para a tabulação das potências ativas, foram reunidos os dados de fatura de uma instituição de ensino que possui unidade consumidora pertencente ao Grupo A4, enquadrada na modalidade tarifária horo-sazonal verde. Os dados reunidos foram das faturas dos anos de 2014 a 2017 conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1. Demandas medidas de 2014 a 2017

Mês/Ano	Demanda Medida	Mês/Ano	Demanda Medida	Mês/Ano	Demanda Medida	Mês/Ano	Demanda Medida
jan/14	139	jan/15	148	jan/16	135	jan/17	65
fev/14	130	fev/15	122	fev/16	69	fev/17	60
mar/14	168	mar/15	165	mar/16	105	mar/17	88
abr/14	168	abr/15	169	abr/16	169	abr/17	80
mai/14	163	mai/15	96	mai/16	217	mai/17	80
jun/14	95	jun/15	89	jun/16	233	jun/17	107
jul/14	98	jul/15	232	jul/16	236	jul/17	105
ago/14	92	ago/15	165	ago/16	97	ago/17	124
set/14	85	set/15	95	set/16	93	set/17	98
out/14	95	out/15	108	out/16	94	out/17	124
nov/14	177	nov/15	92	nov/16	95	nov/17	92
dez/14	180	dez/15	160	dez/16	96	dez/17	110

Para aplicar o método do AG foi utilizado como “inputs” uma previsão de demanda medida de potência ativa para os meses do ano de 2018, considerando para isso um modelo de previsão que utiliza as médias ponderadas das demandas medidas (Dm_{jk}) dos respectivos meses ($i = \{1, \dots, 12\}$) dos últimos quatro anos ($j = \{1, \dots, 4\}$). A demanda projetada (Dp_i) para mês i de 2018, da seguinte forma:

$$Dp_i = \sum_{j=1}^4 p_{ij} * Dm_{ij} \quad (1)$$

Por critério da empresa, a projeção da demanda de energia considera pesos maiores para os períodos mais próximos ao modelo de projeção, sendo eles: $p_1 = 0,7, p_2 = 0,15, p_3 = 0,1$ e $p_4 = 0,05$.

O objetivo do problema é encontrar o valor de demanda contratada para minimizar os custos das faturas referentes às demandas faturadas, para isso, se estabelece a função objetivo do problema, que representa o somatório dos custos referente ao período de 2018.

Segundo [3], a demanda faturável corresponde ao maior valor entre a demanda contratada ou demanda medida e o Custo mensal referente à demanda faturável é a tarifa de demanda de potência multiplicado pela demanda de potência ativa contratada. Se a demanda de potência ativa medida no período de faturamento for maior que 5% da demanda de potência ativa contratada no período de faturamento, é aplicada uma multa correspondente a duas vezes a tarifa de demanda de potência do que ultrapassar a demanda de potência ativa contratada no período de faturamento.

O custo previsto do mês i (Cm_i) relativo à demanda projetada faturável pode ser descrito como:

Se $Dp_i > 1,05Dc$ então:

$$Cm_i = Dc_i * VR_{dult} + [Dp_i - Dc] * 2 * VR_{dult} \quad (2)$$

Ou

Se $Dp_i \leq 1,05Dc$ então:

$$Cm_i = Dc * VR_{dult} \quad (3)$$

Onde:

Dp_i = demanda de potência ativa projetada no período i do modelo de previsão, em quilowatt (kW);

Dc = demanda de potência ativa contratada no período do modelo de previsão em quilowatt (kW);

VR_{dult} = tarifa de demanda de potência aplicáveis aos subgrupos do grupo A.

A variável de decisão (Dc), que representa a demanda a ser contratada, deve ser igual para todos os meses do ano e é considerada como inteira. O mínimo valor contratado deverá ser de 30kW, ou seja, tem-se como restrição ao problema a seguinte condição:

$$Dc \geq 30 \quad (4)$$

A formulação matemática na qual deseja-se otimizar, que é a minimização do custo total (CT), é mostrada na equação 5.

$$Min CT(Dc) = \sum_{i=1}^{12} Cm_i \quad (5)$$

Com base nesta formulação matemática, que definiu a minimização do CT, que é o somatório dos custos mensais, e ao mesmo tempo deve atender a demanda mínima a ser atendida, se aplicou o algoritmo genético em questão. O modelo de AG utilizado seguiu o pseudo-código apresentado em [6].

III. RESULTADOS

Verificando as faturas da unidade consumidora analisada, a demanda contratada é de 140 kW e o VR_{dult} sem impostos é de R\$13,47. Na Tabela 2 é mostrado as demandas projetadas para 2018 com os respectivos custos mensais para uma demanda contratada de 140 kW.

Tabela 2- Custos com Demanda contratada de 140 kW

Mês/Ano	Demanda projetada	Custo Mensal
jan/18	88	R\$ 1.885,80
fev/18	72	R\$ 1.885,80
mar/18	103	R\$ 1.885,80
abr/18	107	R\$ 1.885,80
mai/18	107	R\$ 1.885,80
jun/18	124	R\$ 1.885,80
jul/18	137	R\$ 1.885,80
ago/18	123	R\$ 1.885,80
set/18	97	R\$ 1.885,80
out/18	117	R\$ 1.885,80
nov/18	97	R\$ 1.885,80
dez/18	117	R\$ 1.885,80
Total no Ano		R\$ 22.629,60

Utilizando o AG desenvolvido, obteve-se um valor de demanda contratado otimizado de 112 kW e 102 kW, na qual o somatório anual resultaram no mesmo Custo. Na Tabela 3 apresentam-se as demandas projetadas para 2018 e os custos mensais para uma demanda contratada de 112 kW.

Tabela 3-Custos com Demanda contratada de 112 kW

Mês/Ano	Demanda projetada	Custo Mensal
jan/18	88	R\$ 1.508,64
fev/18	72	R\$ 1.508,64
mar/18	103	R\$ 1.508,64
abr/18	107	R\$ 1.508,64
mai/18	107	R\$ 1.508,64
jun/18	124	R\$ 1.831,92
jul/18	137	R\$ 2.182,14
ago/18	123	R\$ 1.804,98
set/18	97	R\$ 1.508,64
out/18	117	R\$ 1.508,64
nov/18	97	R\$ 1.508,64
dez/18	117	R\$ 1.508,64
Total no Ano		R\$ 19.396,80

Tabela 4- Custos com Demanda contratada de 102 kW

Mês/Ano	Demanda projetada	Custo Mensal
jan/18	88	R\$ 1.373,94
fev/18	72	R\$ 1.373,94
mar/18	103	R\$ 1.373,94
abr/18	107	R\$ 1.373,94
mai/18	107	R\$ 1.373,94
jun/18	124	R\$ 1.966,62
jul/18	137	R\$ 2.316,84
ago/18	123	R\$ 1.939,68
set/18	97	R\$ 1.373,94
out/18	117	R\$ 1.778,04
nov/18	97	R\$ 1.373,94
dez/18	117	R\$ 1.778,04
Total no Ano		R\$ 19.396,80

Na Tabela 4, se tem as demandas projetadas para 2018 e os custos mensais para uma demanda contratada de 102 kW.

Na Fig. 2 é mostrado a demanda projetada para 2018 e os custos mensais para as demandas contratadas de 140 kW, 102kW e 112 kW.

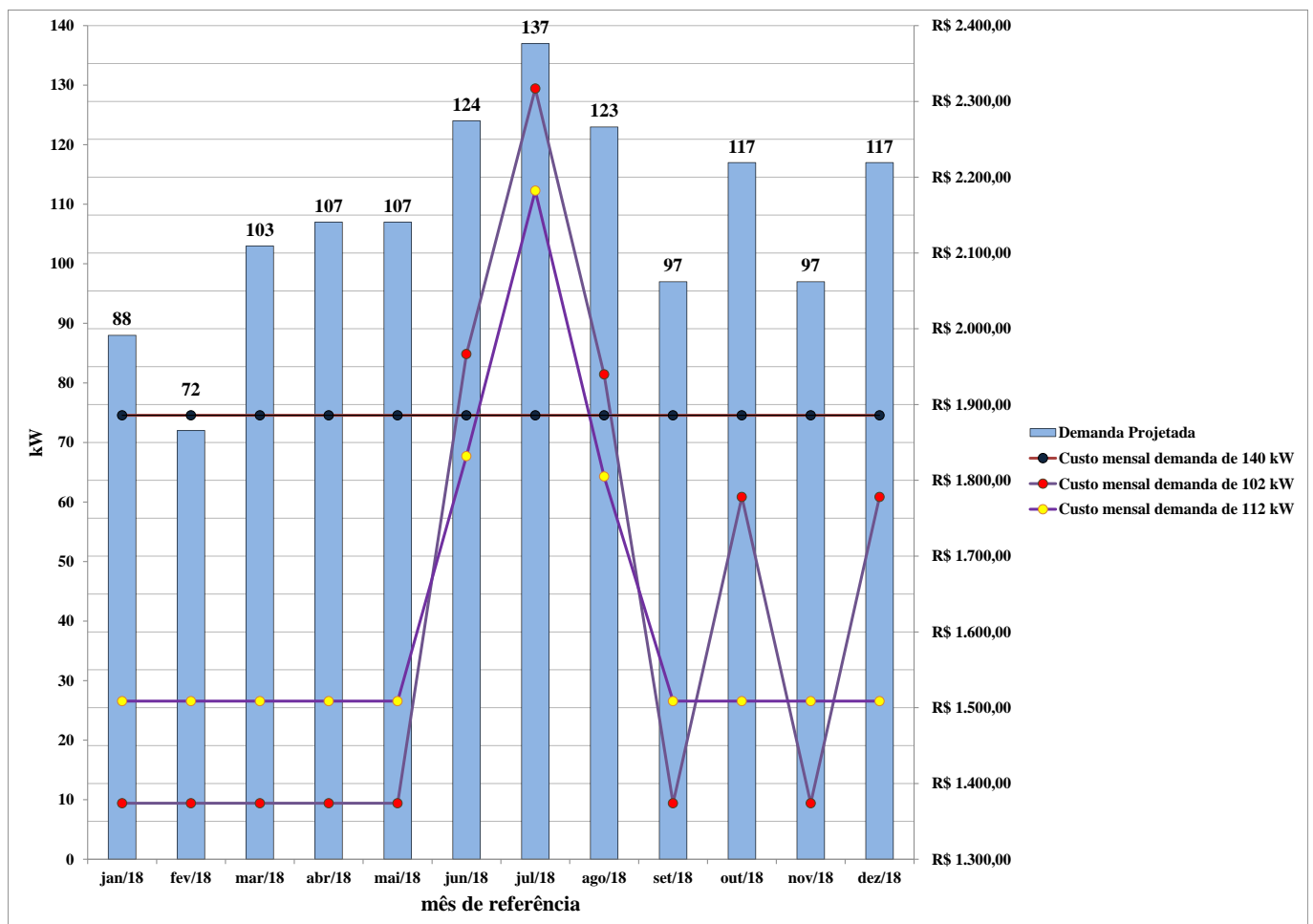


Fig. 2: Custos mensais demandas contratadas de 140 kW, 102 kW e 112 kW.

Utilizando o AG desenvolvido e os dados de demanda projetada, obteve-se o valor de demanda contratada de 102kW e 112kW, o que representa uma

redução de R\$22629,60 para R\$19396,00 no custo total anual, o que dá uma economia de R\$3232,80 ou redução de 14,3 % . Na Fig. 3 temos o custo acumulado para as

demandas projetadas de 140 kW, 102 kW e 112 kW.

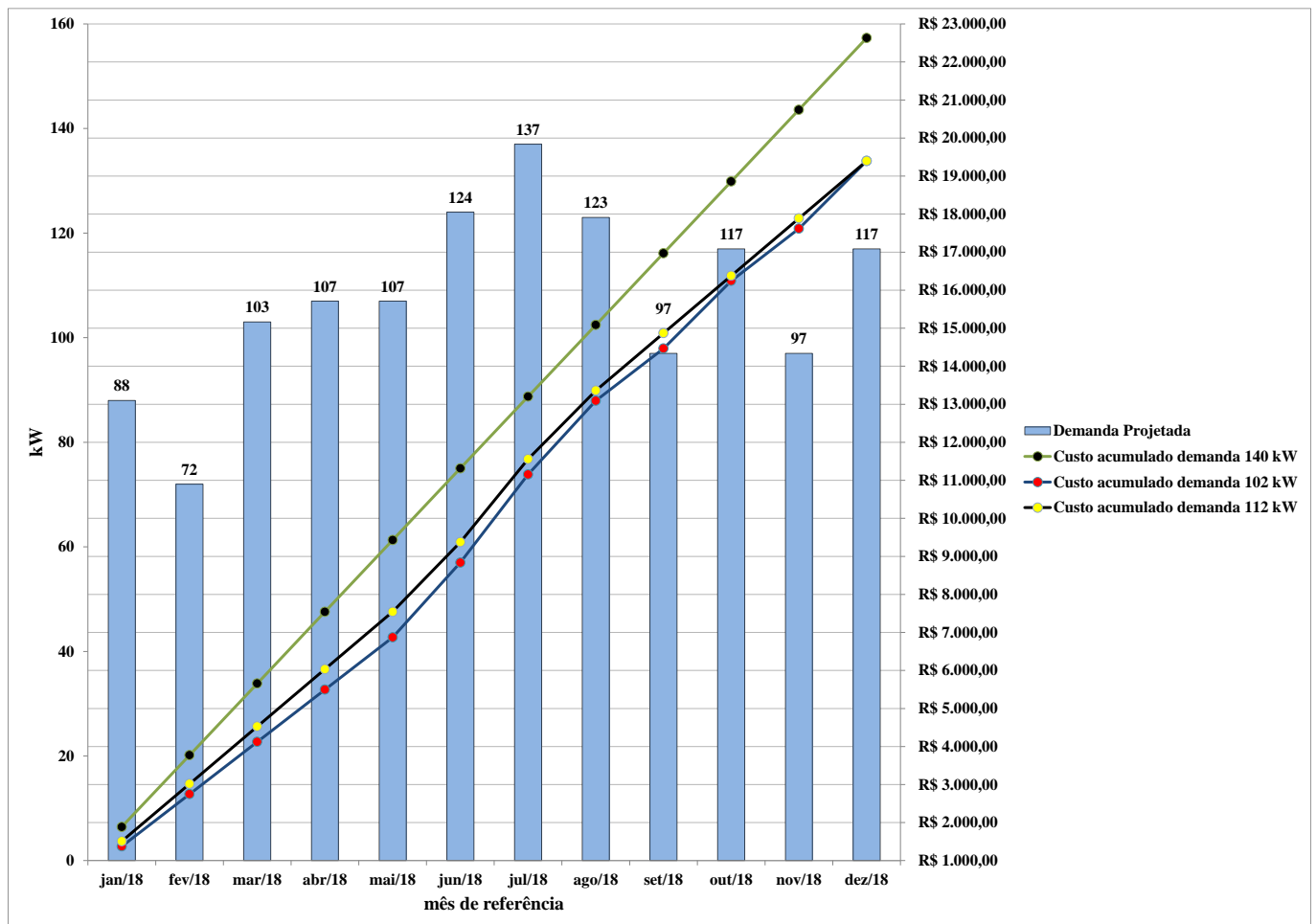


Fig. 3: Custo acumulado para demandas contratadas de 140 kW, 102 kW e 112 kW.

IV. CONCLUSÕES

Muitas vezes as empresas contratam uma demanda de potência ativa com o objetivo de evitar pagar multas por ultrapassagem de demanda, porém quando analisam-se as tarifas aplicadas e as regulamentações do setor elétrico, pode-se por meio de técnicas de otimização encontrar uma demanda ideal a ser contratada. Esta análise permite que mesmo que em alguns momentos a demanda medida ultrapasse a contratada, ainda assim se obterá a melhor condição a ser contratada, sendo o que aconteceu com a empresa analisada, por meio da aplicação da técnica de AG obteve uma economia em relação ao modelo que estava utilizando. Com isso os AG se mostram uma estratégia de análise viável, uma vez que as definições do problema e suas restrições estejam definidas, tornando simples a aplicação da otimização para obter economia e retorno financeiro. O maior desafio para o máximo retorno financeiro é encontrarmos a projeção das demandas futuras que apresentem o mais próximo da realidade.

V. BIBLIOGRAFIA

- [1] Yan-fu Zhand and Lu Ye, “The Research of Customer Relationship Management of Power Supply Enterprises”, *International Conference on Power System Technology*, out. 2006.
- [2] Oureste Elias Batista, “Redução do custo da energia elétrica em ambientes industriais por meio de uma estratégia de baixo custo em gestão energética”, Dissertação de Mestrado, USP, 2013.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL, “Resolução Normativa Nº 479”, abr.2012. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>, acesso em 27 out 2018.
- [4] Nivalde de Castro and Roberto Brandão and Nelson Hubner and Guilherme Dantas and Rubens Rosental, “A Formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro”, *GESEL, TDSE* n.62, nov.2014.
- [5] John H. Holland, “Adaptation in natural and artificial systems”, Univ.of Michigan Press, AnnArbor.1975
- [6] Leandro Corso and Mark Wallace, “A hybrid method for transportation with stochastic demand”, *International Journal of Logistics Research and Applications: A Leading Journal of Supply Chain Management*, v.18, n. 4, p.342-354, DOI: 10.1080/13675567.2015.1010494, 2015.
- [7] Carmen Kar Hang Lee, “A review of applications of genetic algorithms

in operations management”, *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v.76, p.1-12, DOI: 10.1016/j.engappai.2018.08.011, 2018.

- [8] David E. Goldberg, “Genetic Algorithms in search, optimization and machine learning” ISBN 0-201-12767-5, *Addison-Wesley Publishing Company*, jan.1989.
- [9] Davel Borges Vasconcellos and Pedro Puch González and Geovanny Frías González, “Control de demanda eléctrica aplicando algoritmos genéticos” *Rev. Chilena de ingeniería*, v.25, n.3, p.389-398, 2017.
- [10] Jagat Kishore Pattanaik, “Mousumi Basu and Deba Prasad Dash, Improved real coded genetic algorithm for dynamic economic dispatch”, *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, v5, n.3, p349-362, DOI: 10.1016/j.jesit.2018.03.002, 2018.
- [11] Steffen Rebennack, Josef KallrathStefan Janson, “Optimization challenges in energy economics”, *Energy Systems*, v.5, v.1, DOI: 10.1007/s12667-013-0098-9, Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [12] Vítor João Pereira Domingues Martinho, “Interrelationships between renewable energy and agricultural economics: An overview”, *Energy Strategy Reviews*, v. 22, p. 396-409, DOI: 10.1016/j.esr.2018.11.002, 2018.