

半绝对离差购电组合优化策略及风险管理

刘瑞花¹, 刘俊勇¹, 何 迈¹, 王民昆^{1,2}, 陈 烨¹

(1. 四川大学电气信息学院, 四川省成都市 610065; 2. 四川省电力公司, 四川省成都市 610041)

摘要:以半绝对离差作为风险计量指标对供电公司利润-风险进行量化,只考虑收益率中低于期望收益率的部分,且不要求收益率服从正态分布。建立了在期望利润约束下以最小化风险为目标的多市场购电组合优化模型。应用该模型,对供电公司在 4 个市场的购电分配进行了计算,并利用该模型分析了市场价格波动特性以及利润率随机变化特性对购电分配策略的影响。仿真表明,该模型能够反映供电公司面临的市场风险本质特征,使其在保证一定期望利润下承担最小的风险,从而为供电公司的购电决策及其风险评估提供了新的思路。

关键词:电能分配;最优策略;半绝对离差;风险管理;电力市场

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

随着电力改革的不断深入^[1-4],国内电力市场运营模式正从发电侧开放逐步过渡到输电网开放的批发竞争型模式。届时,供电公司将作为独立市场主体参与竞价购电,因此,当前研究供电公司在多个电力交易市场中的购电分配策略问题具有理论和现实意义。

当前有多篇文献涉及购电商的电能分配策略问题:早期文献[5-6]未考虑购电商所面临的风险,实际中,电价及其相应的购电费用都是随机变量,因此理性的购电商在构造电能分配策略时应计及风险;文献[7-9]采用购电费用的方差来描述风险,但其收益率要服从正态分布,具有局限性;文献[10]引入了基于现货市场交易的半方差概念,但该模型推导的有效前沿难以计算,且半方差也依赖于方差存在的假设。

近年来提出了大量量度风险的新方法:文献[11-14]提出使用风险价值(VAR)和条件风险价值(CVAR)量度风险;文献[15]用收益率的绝对离差表示风险;文献[16]用半绝对离差量度风险,其综合了半方差向下风险的概念和绝对离差一阶矩存在的优点,且不要求收益率服从正态分布,反映了投资组合未来收益率与其期望值的偏离程度。CVAR 指在一定持有期及置信度下,损失超过某个给定潜在最大损失的期望。CVAR 含义比较丰富,代表了超

额损失的平均水平,当损失分布连续时是一致性风险计量,分散风险效果理论上要比半绝对离差效果好,但是当损失分布不连续时就不满足一致性公理,并依赖于给定置信度水平和 VAR 值(另外,CVAR 估值和事后检验计算规模大而复杂,不易实施)^[17]。半绝对离差最大的优点就是不严格要求损失分布情况,可与 CVAR 一样有效控制非对称分布资产的风险^[18],不需要其他复杂参数,并且容易转化为线性规划,金融领域的应用已经表明该方法可以为投资者提供有效的投资策略。因此,在当前研究背景下,探讨将半绝对离差作为风险计量指标应用于电力市场是非常有意义的工作。

本文研究以半绝对离差作为量度供电公司购电时所面临的风险计量指标,将电力市场中不同类型的市场看做不同的资产,供电公司在多个市场的购电行为称为投资组合优化策略,并对此方法进行了深入研究。

1 半绝对离差简介

半绝对离差是指低于期望值的收益率与期望值之差,可用来量度投资组合未来收益率对其期望收益的偏离程度。高于期望值的收益率对投资者不构成损失,记为“0”。设收益率为 p ,其均值和概率密度分别计为 μ 和 $f(p)$,则半绝对离差定义为:

$$E | p - \mu |_- = \int | p - \mu |_- f(p) dp \tag{1}$$

式中:

$$| p - u |_- = \begin{cases} 0 & p \geq u \\ u - p & p < u \end{cases} \tag{2}$$

根据定义可知,半绝对离差量度的是组合总风

收稿日期: 2008-07-16; 修回日期: 2008-09-17。
国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目
(2004CB217905)。

险,从而得出组合投资模型:

$$\min E \mid \omega^T(p - \mu) \mid_- \quad (3)$$

$$\text{s. t. } \omega^T \mu \geq a \quad (4)$$

$$\omega^T l = 1 \quad (5)$$

其中市场收益率向量为 $\bar{p} = [p_1, p_2, \dots, p_N]^T$, $l = [1, 1, \dots, 1]^T$, a 为投资者的期望收益下限。

实际计算时,取每种资产收益率的 M 组样本,则半绝对离差的数值计算公式为:

$$\min \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \left| \sum_{j=1}^N \omega_j (p_j^i - \mu_j) \right|_- \quad (6)$$

2 半绝对离差购电组合优化模型

本文的研究条件如下:

1)供电公司担负着从不同市场购电并向终端用户提供电能服务,只考虑单一时段的购电分配问题(不区分功率和电量)。

2)考虑到系统可靠性要求,供电公司具有一定的备用容量义务,本文取为负荷预测值的一定比例(设为 10%)。备用容量可以到容量市场购买,也可以由供电公司的自备电厂提供;当自备电厂的剩余发电容量担当备用容量时,不考虑机组故障带来的风险。供电公司有一定容量的自备电厂,为了突出主要问题,假设自备电厂为火电厂,平常一直处于运行状态,以平均的运行成本代替可变的运行费用,不考虑机组运行约束。

3)不考虑供电公司与终端用户之间签订的需求侧管理(DSM)合同。

本文将供电公司总的终端用户负荷需求类比为总资产,将其在各类市场购电并向终端用户销售后获得的利润看做投资回报,从而可用资产组合方法来解决供电公司在多个市场的购电分配问题。

将长期、日前、自备电厂与备用容量市场的电价分别计为 $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4$,将其描述为正态分布:

$$\lambda_i \sim N(\mu_{\lambda_i}, \sigma_{\lambda_i}^2) \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (7)$$

供电公司可在各市场购电并向终端用户售电后取得的利润率设为 p_i ,则

$$p_i \sim N(\mu_{p_i}, \sigma_{p_i}^2) \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (8)$$

设向终端用户售电的销售电价为 λ_s ,其不同模式影响供电公司的利润,其销售电价的基准值为各市场买电价格的平均值,即

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^4 \frac{p_i(1+b)}{4} \quad (9)$$

式中: b 为供电公司根据国家相关电价规定或销售市场行情折算出的预期零售利润率,可看做利润空间的反映。

式(7)中各参数与式(6)的相互关系为:

$$\mu_{pi} = \frac{\lambda_s - \mu_{\lambda_i}}{\lambda_s} \quad i = 1, 2, 3 \quad (10)$$

$$\mu_{pi} = \frac{0 - \mu_{\lambda_i}}{\lambda_s} \quad i = 4 \quad (11)$$

$$\sigma_{pi} = \frac{\sigma_{\lambda_i}}{\lambda_s} \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (12)$$

备用容量市场的电量作为备用容量暂不向终端用户销售,因而零售电价记为 0。

令 x 和 p 分别代表供电公司在各市场的购电量和利润率向量。投标组合的收益函数和均值分别为 $R(x, p)$ 和 $E(R(x, p))$,则有:

$$E(R(x, p)) = x^T \mu \quad (13)$$

式中: $x = [x_1, x_2, x_3, x_4]$; $p = [p_1, p_2, p_3, p_4]$; $\mu = [\mu_{p1}, \mu_{p2}, \mu_{p3}, \mu_{p4}]$ 。

本文以总利润作为约束条件,最小化半绝对离差风险,建立基于半绝对离差风险量度指标的购电优化模型:

$$\min E \mid \omega^T(p - \mu) \mid_- \quad (14)$$

实际计算时,取利润率 P 的样本长度为 M ,则该模型又可写成:

$$\min \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \left| \sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j) \right|_- \quad (15)$$

令 $y_i = \left| \sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j) \right|_-$, $i = 1, 2, \dots, M$, 当 $\sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j) \geq 0$ 时, $y_i = 0$, 当 $\sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j) < 0$ 时, $y_i = \sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j)$, 则模型可转化为以下线性规划问题模型:

$$\min \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M y_i \quad (16)$$

$$\text{s. t. } x_i \geq 0 \quad i = 1, 2, 4 \quad (17)$$

$$x_1 \leq cD_0 \quad (18)$$

$$P_0 \leq x_3 \leq \bar{P}_0 \quad (19)$$

$$x_1 + x_2 + x_3 = D_0 \quad (20)$$

$$(\bar{P}_0 - x_3) + x_4 = D_0 r \quad (21)$$

$$x^T \mu \geq e(1 - \gamma)D_0 \quad (22)$$

$$y_i + \sum_{j=1}^4 x_j (p_j^i - \mu_j) \geq 0 \quad (23)$$

$$y_1 \geq 0, \dots, y_M \geq 0 \quad (24)$$

式中: P_0 和 $\bar{P}_0$ 分别为自备电厂出力上下限; D_0 为终端负荷预测值; r 为备用容量占负荷预测值比例; c 为长期合同电量占总负荷的上限比例; e 为利润约束的下界比例, $0 \leq e \leq 1$ 。

3 本文模型与传统的方差-收益模型的比较

将本文模型与传统的基于方差为风险计量的供

电商最优电能分配模型进行比较,设各市场间相互独立,则总利润的方差表示的风险为:

$$D(R(x, p)) = E(x^T p - x^T \mu)^2 = x^T G x = \sum_{i=1}^4 x_i^2 \sigma_i^2$$

(25)

式中: G 为协方差矩阵。

因此,用方差描述风险的供电商电能优化分配模型为:

$$\max \sum_{i=1}^4 x_i^2 \sigma_i^2$$

(26)

约束条件同式(17)~式(22)。

4 算例分析

模拟某电力市场,假设供电公司预测的终端负荷需求为 1 630 MW;需承担的备用容量为负荷需求的 10%;自备电厂装机容量为 180 MW,其出力上、下限分别为 180 MW 和 30 MW,发电成本为 35.0 美元/(MW·h),长期合同市场、日前市场电价和备用市场电价的概率分布参数见附录 A 表 A1。

4.1 销售电价为固定值

假设当零售电价为统一的固定价格 41.0 美元/(MW·h)时,根据式(15)~式(17)计算利润率参数(见附录 A 表 A2)。当 c 取为 0.65,按正态分布随机产生利润率的 300 组样本作为模拟市场电价数据。

改变期望利润水平,利用软件 MATLAB 7.0 优化工具箱中线性规划和二次规划算法,对两模型分别进行计算,得图 1,具体结果如表 1 所示。

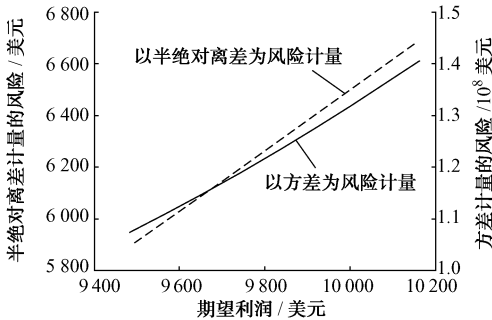


图 1 以半绝对离差和方差为风险计量的有效前沿
Fig. 1 Efficient frontiers of semi-absolute deviation and variance risk management

图 1 显示二者有效前沿曲线都是单调递增,说明增加期望收益必然导致风险增大,反之亦然,符合市场真实情况,说明本文提出的模型是有效的。

期望利润取值不能太低或太高。当取值太低时购电分配比例几乎相同,意味着厌恶风险的供电公

司将尽量缩小在市场波动大的日前市场的购电量以获得保守利润;当取值太高时不收敛,说明不能片面避免损失或片面追逐高额利润而应二者兼顾。

表 1 购电分配结果
Table 1 Allocation of electric power procurement

模型	各购电子项分配方案/(MW·h)				利润/美元
	长期	日前	自备	备用	
半绝对离 差购电分 配模型	1 059.5	390.5	180.0	163.0	9 483
	1 059.5	479.7	90.8	73.8	9 893
	1 059.5	538.1	32.4	15.4	10 164
方差购电 分配模型	1 060.0	391.0	179.0	162.0	9 489
	1 060.0	480.0	91.0	73.0	9 907
	1 060.0	538.0	32.0	15.0	10 169

由表 1 可知:期望利润较低时,自备电厂满出力来满足负荷需求;而当其升高时,减少发电量,更多出力留作备用,说明拥有自备电厂会增加决策的灵活性。日前市场购电量和自备电厂出力的变化曲线见附录 A 图 A1 和图 A2。

由图 2 可见,随着长期合同电量比例约束 c 值增大,组合期望利润整体水平右移、增大而使风险的整体水平下降。说明供电商越厌恶风险,在市场稳定的长期市场的购电比例越大。

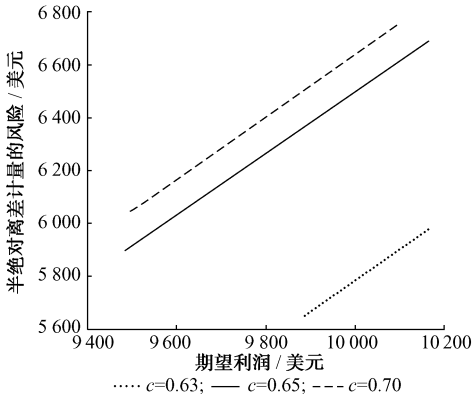


图 2 长期合同电量比例约束 c 变化时对有效前沿的影响
Fig. 2 Impact of efficient frontier with long-term contract binding changing

4.2 利润率空间改变时对有效前沿的影响

改变利润率 b 对本文提出的新模型重复计算,得到有效前沿如图 3 所示。

随着利润空间的增大,组合风险的整体水平降低而利润的整体水平右移、增大,可见所提出的模型能够准确反映电价管制情况对供电公司利润和风险的影响。

4.3 市场波动时对有效前沿的影响

计及电价波动的影响,本文给出另外一组电价数据(见附录 A 表 A3),重复计算,与第 1 组电价数

据进行比较,如图 4 所示。

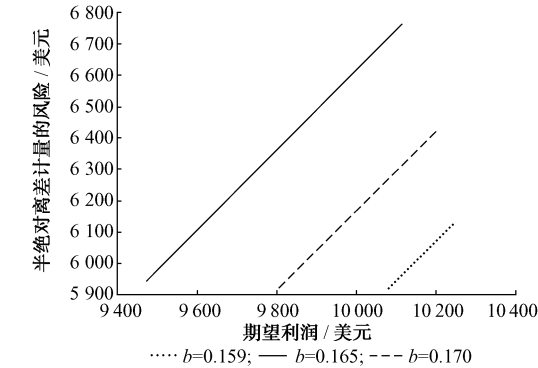


图 3 不同利润空间下半绝对离差有效前沿的变化
Fig. 3 Impact of efficient frontier with different profits

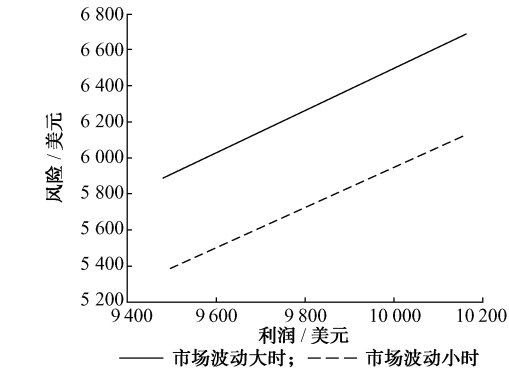


图 4 市场波动时半绝对离差有效前沿的变化
Fig. 4 Impact of efficient frontier with fluctuating market

由图 4 可见,随着电价波动的减小,组合风险整体水平降低。结合表 2 数据可得,当市场波动减小时,供电公司通过减小日前市场的份额、更多自备电厂出力补充备用来减小购买备用容量的压力,从而适应市场的变化,获取高额利润。

表 2 市场波动时购电分配结果
Table 2 Optimization results of electric power procurement

模型	各购电子项分配方案/(MW·h)				利润/ 美元	风险/ 美元
	长期	日前	自备	备用		
市场波 动大	1 059.5	420.6	149.9	132.9	9 621.0	6 051.6
	1 059.5	435.5	135.0	118.0	9 689.7	6 129.5
市场波 动小	1 059.5	523.2	54.4	37.4	10 006.3	6 051.6
	1 059.5	538.1	32.4	15.4	10 164.6	6 129.5

5 结语

本文以半绝对离差作为风险计量指标,建立了供电公司购电分配新模型,将购电分配的随机规划问题转化为确定性规划问题。与以方差为风险计量指标的组

实际的组合优化问题。仿真结果表明,该模型能够较真实地反映供电公司所面临的市场风险本质特征,在不同的市场条件变化下给出相应的分配策略,为供电公司的购电决策和风险管理提供了新的工具与思路。

本文只对单一时段的购电分配进行了分析,然而供电公司在购电过程中常常面临的是多风险,即动态风险,因此采用半绝对离差为风险指标对多期投标组合策略建模还有待进一步研究。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

[1] KIRSCHEN D S. Demand-side view of electricity market. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2).

[2] 张显,王锡凡. 电力金融市场综述. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 1-10.
ZHANG Xian, WANG Xifan. Survey of financial markets for electricity. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 1-10.

[3] 赵豫,于尔铿. 电力零售市场研究:(一)充满竞争的电力零售市场. 电力系统自动化, 2003, 27(9): 20-24.
ZHAO Yu, YU Erkeng. Study on retail electricity market: Part one competitive retail electricity market. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(9): 20-24.

[4] 张钦,王锡凡,王建国,等. 电力市场下需求响应研究综述. 电力系统自动化, 2008, 32(3).
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3).

[5] YAN H M, YAN H Z, ZHANG H. Demand allocation analysis for energy purchasers in deregulated energy markets// Proceedings of International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 4-7, 2000, London, UK: 344-348.

[6] YAN Houmin, YAN Houzhong. Optimal energy purchases in deregulated California energy markets// Proceedings of Power Engineering Society Winter Meeting: Vol 2, January 23-27, 2000, Singapore: 1249-1254.

[7] LIU Y A, GUAN X H. Purchase allocation and demand bidding in electric power markets. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1): 106-112.

[8] 刘亚安,管晓宏,薛禹胜. Price-taker 在 2 个电力市场中的交易决策:(一)购电商的策略. 电力系统自动化, 2004, 28(16): 13-15.
LIU Yaan, GUAN Xiaohong, XUE Yusheng. Optimal allocation electric power markets for price-taker: Part one for purchaser. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(16): 13-15.

[9] WOO C K, KARIMOV R I, HOROWITZ I. Managing electricity procurement cost and risk by a local distribution

- company. Energy Policy, 2004, 32(8): 635-645.
- [10] XU Jun, LUH P B, WHITE F B, et al. Power portfolio optimization in deregulated electricity market with risk management. IEEE Trans on Power Systems, 2006, 21(4): 1653-1662.
- [11] 王壬, 尚金成, 冯, 等. 基于 CVAR 风险计量指标的发电商投标组合策略及模型. 电力系统自动化, 2005, 29(14).
WANG Ren, SHANG Jincheng, FENG Yang, et al. Combined bidding strategy and model for power suppliers based on CVAR risk measurement techniques. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(14).
- [12] 王金凤, 李渝曾, 张少华. 期权交易对供电公司购电组合的影响. 电力系统自动化, 2008, 32(3).
WANG Jinfeng, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. Effects of options trade on purchasing portfolio for load serving entities. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3).
- [13] 张钦, 王锡凡, 王秀丽, 等. 需求侧实时电价下用户购电风险决策. 电力系统自动化, 2008, 32(13).
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Customer's electricity purchasing risk decision integrating demand side real-time pricing. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(13).
- [14] DAHLGREN R, LIU C C, LAWARREE J. Risk assessment in energy trading. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(3): 503-511.
- [15] HARLOW W V. Asset allocation in a downside risk framework. Financial Analysts Journal, 1991, 47(5): 28-40.
- [16] 徐绪松, 杨小青, 陈彦斌. 半绝对离差证券组合投资模型. 武汉大学学报, 2002, 48(3): 297-300.
XU Xusong, YANG Xiaoqing, CHEN Yanbin. Portfolio model with semi-deviation risk measure. Wuhan University Journal, 2002, 48(3): 297-300.
- [17] 刘俊山. 基于风险测度理论的 VAR 与 CVAR 的比较研究. 数量经济技术经济研究, 2007, 24(3).
LIU Junshan. Comparative studies of VAR and CVAR based on the extreme value theory. The Journal of Quantitative & Technical Economics, 2007, 24(3).
- [18] KONNO H, WAKI H, YUUKI A. Portfolio optimization under lower partial risk measures[EB/OL]. [2008-05-09]. <http://www.gloariumundi.org>.

刘瑞花(1981—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力市场及电能质量. E-mail: liuruihua1129@163.com

刘俊勇(1963—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力市场、分布式发电、灵活输电与电力系统可视化、计算机在电力系统中的应用。

何 迈(1965—), 女, 工程师, 主要研究方向: 计算机在电力系统中的应用。

Power Purchasing Portfolio Optimization and Risk Measurement Based on Semi-absolute Deviation

LIU Ruihua¹, LIU Junyong¹, HE Mai¹, WANG Minkun^{1,2}, CHEN Ye¹

(1. Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China)

Abstract: A novel semi-absolute deviation optimal purchasing portfolio model for multiple markets is proposed by quantizing the risk and expected revenue rate of load serving entity. The semi-absolute deviation is used as a risk measurement index for this model. The model only focuses on the risks which are less than the expected returns and it does not require that the variance of asset returns to follow a normal distribution. Taking the power purchasing in four markets for example, the proposed model is transferred into a linear programming problem. The calculation results show that the proposed model can truly reflect the essential characteristics of power market risk facing the supply companies and guarantee the supply companies to obtain the expected profits at the minimum absolute deviation risk. It provides supply companies a new idea for risk assessment and purchase decision-making.

This work is supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905).

Key words: electricity distribution; optimal strategy; semi-absolute deviation; risk management; power market

附录 A

表 A1 各电价的概率分布参数

Table A1 The parameters of each electricity price probability distribution

电价指标	长期市场	日前市场	自备市场	备用市场
均值	33.0	38.0	35.0	7.63
标准方差	7.90	15.67	0.0	1.95

注：各数据的单位均为美元/(MW·h)。

表 A2 各利润率的概率分布参数

Table A2 The parameters of each profit margin probability distribution

利润率指标	长期市场	日前市场	自备市场	备用市场
均值	0.1951	0.0731	0.1463	-0.1861
标准方差	0.1927	0.3805	0.0000	0.0476

表 A3 各电价的概率分布参数

Table A3 The parameters of each electricity price probability distribution

电价指标	长期市场	日前市场	自备市场	备用市场
均值	33.0	38.0	35.0	33.0
标准方差	6.90	14.61	0.0	6.90

注：各数据的单位均为美元/(MW·h)。

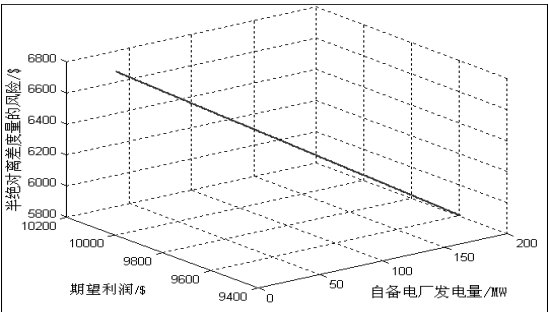


图 A1 自备电厂出力
Fig.A1 Own plant output

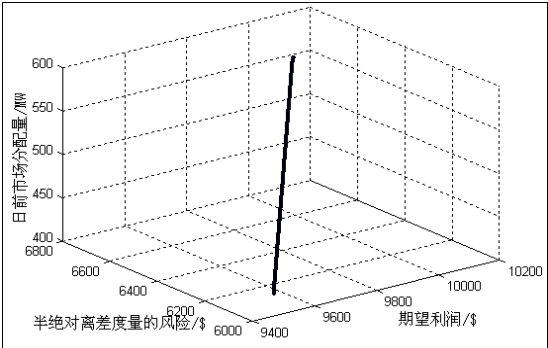


图 A2 日前市场分配量
Fig.A2 Power distribution of day-ahead market