

分类号 _____
UDC 注 1 _____

学 位 论 文

基于 DSM 分时电价的确定与分析

(题名和副题名)

吴 秋 伟

(作者姓名)

指导教师姓名 邹 云 教 授

申请学位级别 硕士 专业名称 电力系统及其自动化

论文提交日期 2003. 1 论文答辩日期 2003. 3

学位授予单位和日期 南京理工大学

答辩委员会主席 _____

评阅人 _____

2003 年 1 月 5 日

注 1: 注明《国际十进分类法 UDC》的类号。

南京理工大学
硕士学位论文

基于 DSM 分时电价的确定与分析

硕士研究生： 吴秋伟

指导教师： 邹云 教授

专业： 电力系统及其自动化

南京理工大学动力学院 南京 210094 中国

2003 年 1 月

Nanjing University of Science and Technology

Dissertation of Master of Engineering

Determination and Analysis of TOU Power
Price Based on DSM

Master Candidate: Qiuwei Wu

Advisor: Professor Yun Zou

Major: Power Systems and Automation

School of Dynamics

Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094 China

January, 2003

摘要

在电力市场环境下，确定合理的用户侧电价，可以使用户积极参与电力工业改革，调整用电方式和用电结构，使负荷保持在一个比较平稳的状态，提高电力系统运行效率和稳定性。作为用户侧电价的一种，分时电价目前在世界各国得到了广泛的应用，而且分时电价是需求侧管理的一种重要手段，可以达到削峰填谷与减少用户购电费用的目的。

本文对分时电价的确定进行了探索性研究，提出了确定分时电价的三种方法：用市场清除价确定平时段电价，然后在此平时段电价基础上确定峰、谷电价；根据削峰填谷最优同时确定峰、平、谷时段电价；根据削峰填谷和用户购电费用最佳均衡同时确定峰、平、谷时段电价。此外，根据分时电价确定方法建立了数学模型，利用 MATLAB 进行了数值仿真，验证了本文方法确定的分时电价的有效性。

仿真结果表明，本文确定的分时电价可以达到削峰填谷和减少用户购电费用的目标，与现有工作比较，本文方法确定的分时电价可以达到更好的削峰填谷作用，使用户购电费用更小。

关键词：电力市场；分时电价；需求侧管理；削峰填谷；
平时段电价；市场清除价；用户购电费用

Abstract

Under power market circumstance, if reasonable power price to consumers is established, power consumers can be motivated to adjust their mode of power using and power load can be kept in a stable condition. Thus efficiency and stability of power systems can be improved. As one of power prices to consumers, TOU(Time-Of-Use) power price is applied in many countries in the world, and it is one of the important methods of DSM(Demand Service Management).It can accomplish the goal of load shifting and reducing costs of power consumers.

In this paper determination of TOU power price is studied and three approaches are brought out: use MCP(Market Clearing Price) to determine flat load's power price, then determine the power price of peak and valley loads; determine power price of peak、flat and valley loads according to optimization of load shifting; determine power price of peak、flat and valley loads according to load shifting and reducing costs of power consumers. Furthermore, mathematical models are built based on these three approaches. Numerical simulations are made via MATLAB to verify the efficiency of TOU power price determined in this paper.

Simulation results show that TOU power price determined in this paper can achieve the objective of load shifting and reducing costs of power consumers. Compared with existing work, TOU power price determined in this paper can get better effect of load shifting and reducing costs of power consumers.

Keyword: power market; TOU power price; DSM; load shifting;
power price of flat load; MCP; costs of power consumers

目 录

1 绪论	1
1.1 电力市场的兴起与原因	1
1.2 我国电力市场发展状况 ^[2]	2
1.3 电价理论研究现状	3
1.4 需求侧管理与分时电价目前研究的现状以及存在的问题	4
1.5 本文主要工作	6
2 基础知识	8
2.1 综合资源规划 ^[79-83]	8
2.2 需求侧管理 ^[79-83]	8
2.3 分时电价 ^[84]	12
2.4 用户反应 ^[85-87]	12
3 基于 DSM 与 MCP 的分时电价	16
3.1 用户反应定义与数学模型	16
3.2 基本假设与参量设定	18
3.3 基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型	19
3.4 利用 MCP 确定平时段电价的可行性研究	21
3.5 数值仿真	22
3.6 文献[78]仿真结果	26
3.7 基于 DSM 与 MCP 分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较	27
3.8 本章总结	28
4 削峰填谷最优时的分时电价	29
4.1 削峰填谷最优时分时电价的确定	29
4.2 数值仿真	29
4.3 削峰填谷最优分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较	35
4.4 削峰填谷最优分时电价与基于 DSM 与 MCP 分时电价仿真结果比较	36
4.5 本章总结	37
5 基于 DSM 与用户购电费用多目标优化的分时电价	38
5.1 数学模型	38
5.2 数值仿真	39
5.3 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较	41
5.4 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与基于 DSM 与 MCP 分时电价仿真结果比较	42
5.5 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与削峰填谷最优分时电价仿真结果比较	43
5.6 本章总结	44
6 总结	45
致谢	47
参考文献	48

1 绪论

电力工业普遍采用发、输、配、售垂直一体的垄断运营模式已有上百年的历史。过去，人们普遍认为，电力工业是一种规模经济，具有天然的垄断性。所谓规模经济是指一个企业能以低于两个或更多企业的成本为整个市场供给一种物品或劳务。电力系统中发、输、配电的设备在物理上就联接为一体，整个系统的安全稳定运行需要各个环节的紧密配合，采用垂直一体的结构是很自然的选择。电力工业长期以来在垄断模式下发展、壮大和成熟。

1.1 电力市场的兴起与原因

自 1990 年英国推行电力市场改革以来，电力工业改革已成为全球的发展趋势。一些国家已对电力工业解除了管制，主要有智利（1986）、英格兰和威尔士、苏格兰、北爱尔兰（1990）、挪威（1991）、瑞典（1992）；另一些国家正在进行解除管制的改革，主要有新西兰（1990 年正式开始）、美国（1992 年正式开始）、澳大利亚（1993 年正式开始）、芬兰（1993 年正式开始）和日本（1993 年正式开始）；一些发展中国家，例如东南亚国家，正在重构电力工业，引入竞争机制。

从电力系统理论来讲，60 年代以前是经典理论阶段；60~80 年代由于计算机的应用，引入了控制论而迈入现代理论阶段；90 年代引入竞争理论而发展到电力市场理论阶段（见图 1.1）^[1]。

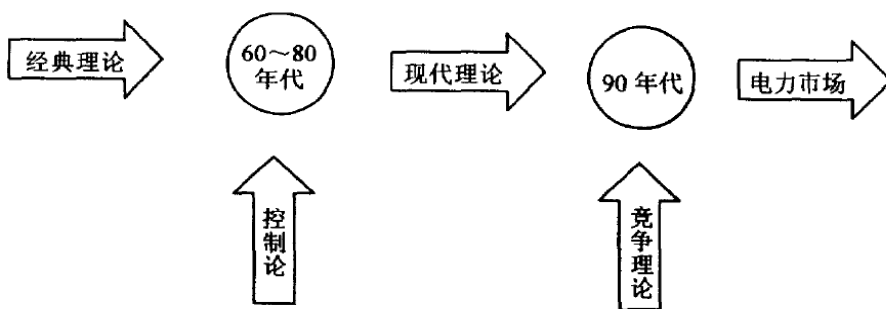


图 1.1 电力系统理论发展进程

推动电力工业改革的原因主要有以下几方面^[2]：

（1）行业的竞争。当前，国际上许多行业都面临越来越激烈的竞争，这就促使各行业要努力降低生产成本，因此各行业对电价有越来越高的敏感性，要求电力行业改革的呼声也越来越高。

（2）分散式供电技术的发展。近年来，为减轻对环境的污染，许多国家都发展

分散式供电技术,包括可再生能源发电与热电联产。采用太阳能发电、天然气发电等新技术提高了分散式供电的经济性。因此分散式供电技术得到了很快发展,促使了电力工业的结构重组和引入竞争。

(3) 网络型行业的解除管制。长期以来,由于规模经济的要求,采用网络方式的行业都作为垄断性行业。当前,许多国家的通信、铁路、航运与天然气供应等行业都在开放竞争,使用户有更多的选择。这也迫使电力行业引入竞争,提高效率。

(4) 资本市场解除管制。需要资本而吸引投资的公司相互竞争越来越激烈。由于电力行业是典型的资金密集型行业,所以竞争的压力促使效率提高。在电力工业私有化的条件下尤其如此,因为对于资本密集型的发、输电工程,基础设施建设通常需要第三方融资。

(5) 全球经济一体化。“打破垄断,平等竞争”成为全球经济一体化的准则,电力行业也引入竞争。引入商业、金融技巧等成功的经验,借助当代的通信技术在全球的电力行业中得以迅速传播。

1.2 我国电力市场发展状况^[2]

改革开放以后,中国国民经济开始腾飞,仅靠国家办电远不能满足国民经济发展的需要。在这种形势下,中共中央与国务院制定了一系列集资办电和多渠道筹资办电的政策,促进了发电企业的多元化和独立发电企业的形成,使我国电力工业改革迈出了重要的一步,同时也促进了我国电力市场的萌芽。

1988 年,国务院明确了“政企分开、省为实体、联合电网、统一调度、集资办厂”的 20 字方针,为独立发电厂的发展提供了依据。同年,国务院批准了全国征收“2 分钱”的电力建设基金后,各种形式的合资电厂纷纷建立。至 1998 年,全国总发电量达到 1167TW·h,其中国家电力公司全资及控股电厂的电量为 596.2 TW·h,占 51.08%,合资电厂和独立发电厂占 48.92%。

进入 1996 年以后,由于经济结构的调整,用电量的增长率下降,发电机组的年均利用小时数逐年降低。全国机组的年均利用小时数从 1994 年的 5233h 下降到 1998 年的 4501h。由于我国发展独立电厂的一系列改革都是为适应长期严重缺电的局面而形成的,因此在 1996 年后,当电力工业逐渐从“卖方市场”转向“买方市场”时,集资办电合同中的高发电利用小时数、高上网电价、高投资回报率、短折旧和短还贷年限等投资回报因素就出现了明显的负面效应。各种类型的发电机组争发电量的现象严重,同时电价上涨速度过快。在这种形势下,如何“公平、公正、公开”调度,受到了政府、独立发电企业及社会各界的关注。

为了加强内部管理和核算,并为进一步建立发电竞争电力市场做好准备,1997 年 11 月,国家电力公司召开会议,正式启动内部模拟电力市场。所谓内部模拟电力

市场，就是在电力企业内部，用市场的方法进行管理，将自己的发电厂、供电局变成相对独立的“企业”，并对其进行考核管理。

最早出现的省级模拟电力市场是在浙江省。浙江电网从 1995 年 1 月开始进入模拟市场运行；安徽从 1995 年 2 月开始模拟电力市场的运作；1998 年后，在大部分省、市电力公司都相继开展了内部模拟电力市场的运作。但内部模拟电力市场的建立，只是按市场方式进行运作的雏形，虽然为电力市场的真正运营打下了一定的基础，积累了一定的经验，但始终是一种内部管理的模式，仍不能真正实现“公平、公正、公开”地对待各个发电企业。因此，厂网分开，建立真正意义上的发电侧电力市场势在必行。

1998 年 6 月，国家电力公司提出了“实行厂网分开，建立发电侧电力市场的实施方案框架”，明确了山东、上海、浙江 3 个省市为试点单位；同年 11 月，国务院转发了国家经贸委“关于深化电力工业体制改革有关问题的意见”，并将辽宁、吉林、黑龙江三省与山东、上海、浙江同时列为网厂分开、竞价上网的试点单位。这也标志着政府积极推进建立发电竞争电力市场工作的正式启动和电力工业继续深化改革，以期打破垄断、形成统一、开放、有序的电力市场的开始。

为了加快电力工业改革的步伐，中共中央十五届五中全会作出了“深化电力体制改革，逐步实行厂网分开、竞价上网，健全合理的电价形成机制”的决定，以形成“政府管理、行业协会自律服务、企业自主经营”的新型体制框架。2000 年，国务院成立了以国家经贸委、财政部、国家体改办、国家电力公司、中电联等单位参加的电力工业体制改革协调小组。国家计委 2000 年 11 月 6 日作出了“关于电力体制改革的若干意见”，总的原则是：“总体设计，分步实施，从易到难，积极稳妥”。特征是：“放开发售两端；输配分开结算；形成区域市场；政府依法监督”。改革的目标是：“2005 年前实现厂网分开，竞价上网；实现电厂向大用户直供，并在部分地区基本实现机关、企事业单位等群体用户可选择购电；建立市场规则和监管体系；实施发电排放的环境折价标准”。这实际上宣布了我除新疆、西藏等个别地区外全国电力市场化改革将全面启动。

1.3 电价理论研究现状

电价理论是电力市场的核心理论。国外对电力市场的理论研究源于 80 年代初对实时电价 (Spot Price) 的研究。实时电价是一个理想化的在空间展开的瞬时动态电价，它要求几乎瞬时在电网的各处使电价和成本相匹配。实时电价的概念最早是由美国麻省理工学院 (MIT) 以 F.C. Schweppe 为首的六位学者在 1980 年提出来的，当时被冠以一个很特别的名称：Home-Static Utility Control^[3~7]。1981 年，M. Munasinghe 叙述了应用边际成本原理定价的理论框架^[8]，他建议首先用严格的长期边际成本确定总体的电价水平，然后利用一个大大简化的峰负荷模型在峰谷两时段间分担。1983~

1987 年, T. Oyama 成功的应用数学规划方法度量电力的边际成本^{[9][10]}, 采用自然峰、峰、腰和基时段的假设, 得出线性规划的对偶解, 并通过最优基矩阵的逆来计算。1993 年 M. L. Baughman 进一步将它扩展为区别可靠性要求的实时电力定价。近年来, 在实时电价理论基础上的实时电价体系不断完善, 主要有收取无功电费以及可靠性指标和电价关系等方面^[11~15]。此外, 以供需平衡为依据的电价竞价机制在国外一些工业发达国家已经得到了应用, 这方面的理论研究也日益深入^[16~21]。

在我国, 随着电力工业市场化改革的进一步深入, 有关电价理论方面的研究十分活跃^[22~50]。文献[22]对无功电价进行了研究。文献[23]对中国的电力市场进行了分析, 提出了适合中国国情的当量电价法。文献[24]分析研究了促进我国区域电力市场形成的价格方案及调控机制。文献[25~39]研究了发电侧电力市场竞价体系的建立与电力供应商的报价策略。文献[40~48]对辅助服务电力市场和辅助服务电价的确定进行了研究。文献[49, 50]从电价形成机制和电价形成体系方面对电价的理论发展进行了分析和综述, 认为我国现在实行实时电价和竞价机制的条件还不具备, 实行分时电价是电力工业市场化的第一步。分时电价可以认为是考虑了实时电价执行困难后的一种简化形式。分时电价对许多软、硬件设备落后, 缺乏管理经验的电力市场是首选方案, 待日后条件成熟后再逐步过渡到实时电价。

1.4 需求侧管理和分时电价目前研究的现状以及存在的问题

随着现代工业的发展, 日负荷峰谷差距越来越大, 而电网负荷峰谷差距变大的危害是很大的, 这主要体现在如下两个方面:

首先, 影响电能的产量、质量、安全以及经济运行, 对电力企业及用户都有重大影响。高峰或低谷时, 若电网调峰乏力, 造成高峰时低频率以及低谷时高频率, 使电能质量降低, 影响用户的可靠性; 负荷峰谷差大使远距离输电电网的潮流日峰谷变大, 造成无功电压状况恶化, 间接影响电压质量; 同时高频率、低频率对电力企业及用户的正常安全生产都有很不利的影响。

其次, 造成电网调峰发生困难, 电量负增长, 最大负荷高增长, 峰谷差拉大。由于国产发电机组调峰能力差, 调峰能力又不足, 即使发输配电能力充足, 也可能出现新的拉闸限电, 使电力企业经济效益下降。

此外, 现代工业发展对电能质量^[51]和供电可靠性^[52~57]提出了更高的要求。因此, 降低峰负荷、提高谷负荷, 使电网负荷趋于一个平稳的水平有着非常重大的意义。

值得注意的是: 抽水蓄能电站^[58~63]正是解决峰谷负荷差变大现状和减小峰谷负荷差需求两方面矛盾的产物。而近年来兴起的需求侧管理(DSM, Demand Service Management)^[64~74]则对负荷具有巨大的调节作用, 在国内外已经得到了广泛的研究和应用。

文献[64]研究了可蓄能工业用户对实时电价的响应,建立了此类用户的数学模型,提出了相应的算法,并仿真出用户响应需求侧管理可以节约的电费以及可以采取的措施,不过此模型过于笼统,从中无法看出其是如何对用户进行具体描述的,因此,该模型并没有被大量的引用。

文献[65]提出一种有效的负荷模型,利用峰负荷、谷负荷、总消耗电量来描述反转负荷持续曲线(Inverted Load Duration Curve,简称 ILDC),因此需求侧管理实施的效果可以很明显方便的通过反转负荷持续曲线表示出来,从而进行多项内容分析,这一模型的提出,对于需求侧管理实施效果的分析有着重要的理论价值,但是该模型过于复杂,在一般的文献中很少采用。

文献[66~68]则从“电力消费需求—电力价格”相互作用反馈的角度(实际上就是电力消费者对价格的反应)来考虑,需求侧管理实施的效果利用自我弹性(Self-Elasticity)和交互弹性(Cross-Elasticity)因子来描述价格和需求的相互反馈影响,两个弹性因子以及反馈作用的提出,说明了价格对负荷控制的影响,具有重要的理论意义。

文献[69]通过优化负荷调度(Optimal Load Scheduling Strategy)的方法来最小化工业用户的费用,利用每小时边际电价持续曲线(Hourly Marginal Rate Duration Curve,简称 HMRDC)来决定是否对实时电价进行响应,并建立了相应的模型来计算由于实施需求侧管理而节省的费用。

在我国,需求侧管理也得到了广泛的研究。

文献[70]总结了我国部分地区开展需求侧管理在削峰填谷、节约电能、能源替代方面采取的措施和应用实效,说明了需求侧管理在开发低谷电力市场、改善环境、减少污染方面具有显著效果,同时对供、用电双方均有显著的经济效益。

文献[71]分析了全面开放的竞争环境下用户的用电特点、成本结构和用电成本,总结了工、农、居民用电成本的统一表达式,并在用户用电成本的基础上研究了用户的用电管理和用户的用电策略,并通过研究表明,对用户加强用电管理并采取适当的用电策略在一定程度上可以降低用户用电成本。

文献[72]分析了东北电网调峰所面临的困难,阐述了实行 DSM 的必要性,对东北电网实行 DSM 的技术手段进行了研究。

文献[73]对电力公司适应需求侧管理的策略进行了研究,提出了三种贯彻需求侧管理的策略。

文献[74]对依靠技术手段,转移高峰负荷的紧迫性进行了分析,对转移高峰负荷的技术手段和策略的可行性进行了研究。

分时电价是需求侧管理的一项重要手段,近年来也得到了广泛的研究。

文献[75]运用边际成本原理进行了电能价值当量分析和分时电价的预测。

文献[76]根据边际成本定价原理,针对简化的配电网条件,建立了分时电价优化模型。利用 Kuhn—Tucker 条件,进一步得到了供电公司分时售电电价的表达式,并从工程角度探讨了分时电价中各分量的计算方法。

文献[77]针对江苏省部分地区实行分时电价后大工业用户的响应进行了分析,得出了影响用户响应分时电价的主要因素是班制、电费支出比例和电价结构,认为实行分时电价具有一定的负荷调节效果。

文献[78]提出了用户反应的概念来描述电价对负荷的影响,并提出了基于需求侧管理的分时电价的数学模型,仿真出峰谷差价,从而为分时电价的确定提供了一定的理论根据。

通过上面对现阶段需求侧管理文献的分析可以看出,国外对需求侧管理的研究主要集中在如何描述需求侧管理中各种类型的用户以及实施需求侧管理所产生效果的理论分析上,对需求侧管理的实施有着重要的指导意义。我国对需求侧管理的研究主要集中在需求侧管理实施的必要性和策略分析上,而具体的理论研究则很少。

目前我国一些地方正在实施分时电价,但是对峰谷电价的确定主要依靠经验来确定,缺乏理论依据。文献[1]就指出,一旦用户质询制定的依据,电力部门将难于应答。文献[78]对峰谷电价的确定进行了探索性研究,提出了以年平均电价为平时段电价,在此平时段电价下峰、谷电价的确定方法,达到最佳的削峰填谷作用。

在分时电价体系中,平时段电价是基础,现行的分时电价都是以平时段电价为基准来确定峰负荷时段和谷负荷时段的电价,因此平时段电价确定的合理性就尤为重要。文献[78]用实行分时电价前年平均电价为平时段电价,虽然年平均电价可以反映发电成本与用户负荷水平,但是实行分时电价后用户负荷将发生变化,取实行分时电价前年平均电价为平时段电价比较牵强,用户不一定能接受。

1.5 本文主要工作

针对目前分时电价研究中电价确定存在的问题,本文的研究主要集中于以下几方面:

(1) 提出了用市场清除价(MCP, Market Clearing Price)来确定平时段电价的方法,建立了基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型,将文献[78]的工作拓广到与电力市场报价端相关联的模型研究,从一个可行的途径将分时电价市场化,得到适应电力市场条件的分时电价体系,利用 MATLAB 进行了数值仿真,验证了该数学模型的削峰填谷作用,并与文献[78]的结果进行了比较。

(2) 针对用 MCP 确定平时段电价时,由于平时段电价受到 MCP 的约束,不能得到最优解的情况,建立削峰填谷最优时的分时电价,根据目标函数同时确定峰、谷、平三个电价,利用 MATLAB 进行了数值仿真,验证了该方法的有效性,通过与文献[78]、

方法（1）的结果进行比较得出该模型的优、缺点。

（3）实行 DSM 的目的是使供电方和用户从中同时得到益处，因此建立分时电价体系应该充分考虑用户购电费用的变化，在达到削峰填谷效果的同时使用户购电费用最小。为此建立了基于 DSM 与用户购电费用多目标优化的分时电价数学模型，利用 MATLAB 进行了数值仿真，验证了该方法的有效性，通过与文献[78]、方法（1）、方法（2）的结果进行比较得出该模型的优越性。

2 预备知识

分时电价体系的建立是一个十分复杂的问题,由于负荷变化起因具有不确定性和复杂性,除了涉及到自然气候、电力传输等诸多因素外,还与需求侧管理、用户心理反应、社会政治、经济环境等因素有关。对这一问题的数学建模需要运用包括管理学、政治经济学、心理学等多个学科领域的知识。为了清楚描述数学模型,本章对本文数学建模中涉及的有关基础知识作一概要介绍。

2.1 综合资源规划^[79-83]

综合资源规划(Integrated Resources Plan, 简称 IRP)是 70 年代末期首先在美国和西欧工业国家兴起的一种用于电力工业的新的计划规划方法(模式)。它与传统的规划、计划方法的本质区别是:规划计划方案的选择范围以及相应的成本效益准则(指标)的涵盖范围和内容不同。传统的电力规划是根据预测的电力负荷需求,选择各种类型的装机方案,以满足未来负荷需求,属于供应侧计划范围。综合资源规划(IRP)是根据未来用电需求,对各种供应侧装机方案、需求侧管理(节电、提高用电效率)方,按照供应侧和需求侧(包括环境影响)总体范围内成本最低的准则,对所有的方案进行优选。

IRP 在发达国家和一些发展中国家近 20 年的实践已证明:这是一个实现电力资源优化配置、促进电力工业可持续发展的有效方法和手段。它以经济效益为准则,将开源和节流统筹兼顾,强调走内涵型、集约型的电力工业平衡发展的道路。通过这个方法,能够在统一的准则下制定和实施具有最低成本的发展计划,而在目前传统的管理体制和传统的规划计划模式下很难做到这一点。

2.2 需求侧管理^[79-83]

综合资源规划(IRP)的关键是需求侧管理。需求侧管理(Demand Side Management, 简称 DSM)是指电力公司通过法律的、经济(市场)的和技术的手段来提高用户的用电效率,从而改变负荷曲线以适应不同的计划和生产运行目标。

2.2.1 实施需求侧管理的目的

实施需求侧管理可以实现以下目的:

- (1) 降低电力生产成本。包括建设成本,例如推迟装机、减少调峰机组等等;也包括运行成本,例如通过需求侧管理措施削峰填谷、降低运行成本等等。
- (2) 降低用户电费支出。通过 DSM 措施使用户合理用电,降低单位用电成本。
- (3) 增加全社会用电比例。通过 DSM 措施降低用户的单位用电成本,并提高相

应的用电服务，可以扩大用电市场。

(4) 节约资源和减少环境污染。通过实现上述三个目标，就能够实现第四个目标。例如，通过 DSM 措施推迟装机及通过 DSM 措施来扩大全社会用电比例，都会明显减少污染排放。

由此可知，成功实施综合资源规划 (IRP) 和电力需求侧管理 (DSM)，可以达到政府 (代表全社会利益)、电力公司和用户都获益的“三赢”的目标。

2.2.2 需求侧管理技术措施

需求侧管理技术措施是指某项技术、设备或系统装置，它能够使用户终端负荷是电力公司希望的负荷形状，并同时使用户控制每月电力支出。该类措施主要包括：建筑物绝热保温措施，提高用电设备效率，热存储技术，负荷控制技术。

(1) 建筑物绝热保温措施

这些措施是指能够减少建筑物室内热流出或室外热流入，或者能控制太阳能进入房屋的技术措施。该措施可使用户控制建筑物内电力制冷 (采暖)、照明及热水器 (一定程度上) 电耗。采用这些措施可使用户相当高水平地控制电力成本 (支出)。对于电力公司，主要是节电效益，因为这些措施改善了建筑物热能整体分布特性，使整个负荷曲线永久地降低，而且整体负荷地下移将永久地降低峰荷。只要电力公司由此产生的运行和投资成本的减少足以补偿售电收入地减少，那么建筑绝热保温措施对电力公司和用户都是有利的。

(2) 高用电设备效率

该类措施可使用户既满足电力需求，又控制了电力支出。这些措施也可使电力公司获得节电效益，因为高效设备耗电少；其中一些措施还有削峰效益，因为高效设备降低负荷需求；还有一些措施可提高负荷因子或增加用电终端，因为采用高效用电设备通常比其他燃料设备更有效益。该类措施主要包括：电力采暖措施，高效空调器，高效电力热水器及其他高效设备。

(3) 热存储技术

可实施热存储技术的用电终端包括电采暖设备、制冷设备、热水器。通过采用储热技术，可大大减少这类终端的峰负荷要求。储热是通过储热库来完成的，储热库在非峰期用电，使之转换为热能，由于储能也要使用电能，因此公司基本不损失售电量 (储能附加损失使耗电量增加)。当设备尺寸设计合适，可将一部分或全部热或冷负荷由峰期转向非峰期，在美国，储热设备由用户自己购买 (通常费用要高一些)，但公司给予分时电价和其他刺激，以保证用户合理投资回报率。

(4) 负荷控制技术

负荷控制技术措施可分为电力公司直接控制、当地控制和分配式控制。

- 电力公司直接控制

电力公司对用户负荷直接控制是削峰和移动负荷的传统方法。在控制期内,通过遥控方式断开用电设备,或对设备循环开停能够减少或推迟负荷。由于是按电力公司的意愿来控制,因此可改善负荷形状。

- 当地负荷控制

采用当地负荷控制也同样能达到与直接控制相似的负荷形状目标,但当地负荷控制依赖于用户整定的决定控制内容和时间的控制参数。用户基于对电力公司的间接鼓励(通常形式是特定电价或其他刺激)的反应来决定控制参数。

- 配额控制

配额控制技术是公司各种逻辑功能函数放入控制设备通信系统中,即公司设定当地控制参数。仪器是根据当地负荷状况(有时也根据温度和时间参数)是否符合电力公司的设定值来做控制决策的。

2.2.3 需求侧管理的市场实施方法

需求侧管理的市场实施方法就是电力公司促使用户接受 DSM 的方法,主要包括:用户教育、用户直接接触、商业联盟、广告促销、多种电价和直接经济刺激。

(1) 用户教育

用户教育是电力公司采用的最基本的市场方法,它用于:

- 告诉用户电力公司可为他们提供的产品和服务,他们可得到的好处,

促进用户参加 DSM。

- 使用户增加服务的感觉价值。
- 告诉用户参加 DSM 规划的合适的要求。
- 增加用户对影响购电决策的因素的了解。
- 改善同用户的关系。

(2) 接用户接触

直接用户接触技术是指为使用户更多地接受电力公司的 DSM,公司代表与用户面对面交谈。电力公司通过开发市场和用户服务代表对用电设备选择、运行、供暖/制冷系统尺寸设计、照明设计、甚至家庭节约进行指导和忠告。

(3) 商业联盟合作

商业伙伴的合作与支持对许多 DSM 措施的成功实施有很大的影响。不同的商业伙伴所从事的服务不同,包括:标准和程序的研究、技术传输、训练、检验、资格、开发市场和销售、安装和维修。通过从事这些服务,商业伙伴可影响用户燃料及设备的选择以及设备的效率改进,因此商业伙伴能帮助电力公司研究和实施 DSM。

(4) 广告宣传和促销

电力公司可采用各种广告和促销技术。广告采用各种媒体给用户信息,说服用户接受 DSM。促销包括支持广告的活动,例如新闻发布、名人推销、展览、示范、赠券、有奖竞猜等。

(5) 各种电价结构

作为市场影响因素的价格有三种功能:向生产者和消费者传递产品或服务的成本和价值信息;对使用高效产品的消费方式的用户提供刺激;决定产品成本的分摊。通过改革电价结构,实施多种电价是电力公司促进 DSM 的重要措施。通常,可对用户改变用电行为进行刺激,即实施多种电价,与其他措施相结合来促进 DSM。表 2.1 给出了针对需求侧管理制定的多种电价结构。

电价分类	定义
需求电价	它根据用户所需最大千瓦(容量)确定,它为用户改善负荷因子提供刺激
分时电价	它是变化的,当用户在峰荷时用电,则成本高,反之成本低
反向电价	当用户在后面的尾部负荷块中消耗每单位电量,将支付较多;第一负荷块可以或可以不组成一个生命线价格
季节电价	不同季节用电,其价格有区别
可变供电服务水平	用户预订一个能满足他们需求的最小供电服务水平
促销电价	这种电价用于吸引某类用户加入到公司供电区中来
非峰电价	这种电价反映了非峰电力成本较低,专为蓄热采暖,蓄热热水器等终端而制定
节电电价	根据用户建筑物能满足的最低用能效率标准来降低电价

表 2.1 针对需求侧规划的多种电价结构

(6) 直接刺激

直接刺激是通过减少购买设备所需的现金,或者通过缩短回收期(即增加回报率)来使 DSM 投资有吸引力,从而增加 DSM 的短期市场渗透。直接刺激还可减少用户选择那些历史上没有性能数据的 DSM 的阻力,以及需要对建筑物做大量的改造或改变生活方式的那些 DSM 的选择的阻力。直接刺激的领域包括:现金补助、回扣、买回规划、付帐信用(billing credits)和低息或无息贷款。

通过对需求侧管理的技术措施和市场实施方法分析可以看出,电价是需求侧管理实施很重要的措施之一。通过制定合理的用户侧电价,可以使用户积极响应需求侧管理,改变用电模式,达到改变负荷曲线的目的。作为用户侧电价的一种,分时电价根据负荷水平来确定电价,峰负荷对应高电价,谷负荷对应较低电价,对用户避峰用电

给予激励,从而可以达到改变负荷曲线的需求侧管理目的。

2.3 分时电价^[64]

分时电价是电力行业实施需求侧管理,为鼓励用户改变用电方式,错峰用电,以达到削峰填谷、提高电力系统的负荷率和运行稳定而采取的经济手段。作为一种有效的需求侧管理手段,分时电价在国外得到了广泛的应用,在国内,也有不少地方实行过分时电价^{[1][77]}。具体的讲,分时电价就是把一天 24 小时按照负荷曲线的高峰低谷划分成峰、平、谷三种时段,并与之对应着峰、平、谷三种电价。峰时段有着较高的峰电价,谷时段有着较低的谷电价,从而促进用户尽量避免高峰高价用电,多用低价谷电,以达到削峰填谷、改善负荷曲线的目的。

2.4 用户反应^[85-87]

用户(消费者)对消费品有着各种各样的反应并产生各种各样的消费行为,消费心理学就是以科学的方法来研究消费者在消费活动中的心理和行为,而用户反应就是消费者在消费活动中的心理对行为影响结果的反应。

2.4.1 消费心理学简介

消费研究最早从属于经济研究,资产阶级古典经济学家大多只是在对以生产或流通为中心的经济研究之余,轻描淡写的提及消费,这与消费在当时社会经济发展过程中相对于生产流通的从属地位是统一的。实际上到近现代才有一些经济学家将历史上各种关于消费与经济的学说归纳、总结,使之发展成消费经济学。

到19世纪末20世纪初,产生了科学的心理学理论,同时资本主义国家开始出现严重的生产过剩,人们认识到商业、销售、市场的重要性,商业心理学、销售心理学、市场心理学应运而生。20世纪70年代后,因为生产高度发达,市场竞争更加激烈,加之西方国家消费者在消费中强烈的追求新颖独特、表达自己的个性,结果以消费者需要为中心的市场营销学在西方企业经营中被普遍运用,对消费或消费者的研究被提到前所未有的高度并不断深入。到现在研究的焦点集中于消费心理的研究。

我国建国几十年市场与消费关系发展变化的历史,以及现在呈现的发展趋势,与西方国家的情况有相似之处。

从这门学科的发展过程可以看到,消费心理学完全是在市场发展过程中,应企业实际经营的要求而出现的。因此,应该主要从企业经营者的角度来考察消费心理,或者说把自己看成一名消费问题的咨询专家来研究消费心理。为此,必须分析、研究消费者的心理活动过程,把握消费者心理活动的规律。具体的,要对下面几个方面的内容进行研究:

(1) 研究消费者消费行为过程中带有普遍性的心理过程和作为消费者个人的个性心理特征两个方面。一方面是感觉、知觉、识别、记忆、思维、相象、情绪、意志、需要、动机等人类共有的心理现象及规律；另一方面，在日常生活中可以看到每一个人的习惯、个性都不同，这就是个性心理的体现，它在特定的个人身上有着比较稳定的表现，包括能力、气质、性格等内容。

(2) 研究影响消费者心理活动的外在因素。购买受心理的支配和制约，而人的心理是在社会实践活动中产生和发展的，诸如经济条件、社会阶层、家庭、文化等因素，对消费心理和行为均会产生影响。由于这些因素的差异，人们的消费就更加形形色色，既相互差异又相互影响。

(3) 研究消费心理与市场营销的关系。首先，分析作为消费者购买目标的商品（服务）本身与市场营销的关系，这包括商品（服务）的功能、结构、包装、商标、价格等各方面。其次，要研究诸如销售渠道、商品广告等营销方式对消费心理的影响。针对这些因素，进一步分析企业如何采取措施，引导消费者购买有利于本企业产品（服务）的方向发展。

可以看出，心理学是研究人的心理现象及其规律的科学，消费心理学作为心理学的一个分支，主要研究人们在消费活动中的心理现象及其规律。即消费心理学是以消费者的各种心理现象为研究对象，探索和揭示消费者购买、消费行为过程中的心理活动及其变化规律，并以此指导企业的市场营销的一门应用科学。

2.4.2 消费者的感觉

感觉是人脑对直接作用于感觉器官的客观事物个别属性的反映，是客观事物在人脑中的主观映像。具体到消费中，人们的各种需要，都是人感觉到自己生理或心理的不满足引起的。人们对某种商品（服务）的认识，是以对该商品（服务）的感觉为基础的，对已经消费过的商品（服务），人们的认识和态度更要受消费过程中感觉的影响。

消费者的感觉，是指消费者借助于感觉器官，对外界各种商品、服务、信息，以及对自身需要的反应，这是消费者的一切消费（购买）活动的感性基础。消费者对商品的各属性的感觉，是通过不同的感觉器官来完成的。

每一种感觉器官都有特定的适宜刺激，而要引起感觉，适宜刺激还必须在一定的强度和幅度的范围内。即人的感官只有在一定的刺激强度范围内才能产生兴奋，刺激太强、太弱都不能引起人的感觉。引起反应的最小（最弱）刺激值为下阈限，可被感知的最大（最强）刺激值称为上阈限。

对于阈上的刺激，消费者都能感觉到它的作用；而低于下阈限，消费者觉得没有理会的必要，不足以刺激消费者去采取行动；如果是高于上阈限，消费者对此将会感

到盲目,也不会去采取行动。虽然消费者能感觉到阈上的刺激,但是对阈上刺激的变化不一定都能感觉出来,即存在着最小可察觉的刺激量差异,称为最小可觉差,或差阈限。实验表明,差别阈值与原刺激之比是一个相对稳定的常数。用数学公式表示为:

$$\frac{\Delta S}{S} = K \quad (2.1)$$

其中 S 为原有刺激值, K 为比例常数, ΔS 为对 S 的最小可觉差。

上面公式简称为韦伯律。在实际工作中得到广泛应用,通常是经过调查、统计,提出比例常数 K ,便可以大致算出在原有刺激值上需要多大的变化才能为人们所觉察。

在企业商家的经营活动中,常常利用人们感觉上的阈限、差别阈限来经营自己的市场。例如,想使消费者察觉本企业产品(服务)价格比以前下降了,或者比竞争对手的产品便宜,就必须知道,价格至少要相差多少,才能引起消费者的察觉。

实践的结果表明,价格至少要低百分之十,才能引起消费者的察觉。相反,如果经营者想适当的涨价,又想尽量不引起消费者的察觉,就应该使每一次涨价的幅度小于消费者的最小可觉差。经验表明,这个数值一般是百分之五。又如,想使自己提供的商品(服务)的质量、功能等能让消费者感觉到明显高于竞争对手,质量、功能的提高值也有一个最低限度。

总而言之,经营者都希望对自己有利的因素,如自己产品比其他同类产品的质量高、价格低、份量多,尽量引起消费者的感觉;而对自己不利的因素,尽量不引起消费者的注意,这实际上是自觉不自觉地利用人感觉的最小可觉差。

2.4.3 消费者对消费品价格的反应

作为消费者,对消费品的价格有着一定的反应,即通常所说的用户消费心理曲线,如图2.1所示:价格相对偏高时,减少消费的数量;价格相对偏低时,增加消费的数量。此外,价格变化比较小时,消费数量的变化也较小;价格变化较大时,消费数量的变化也较大。

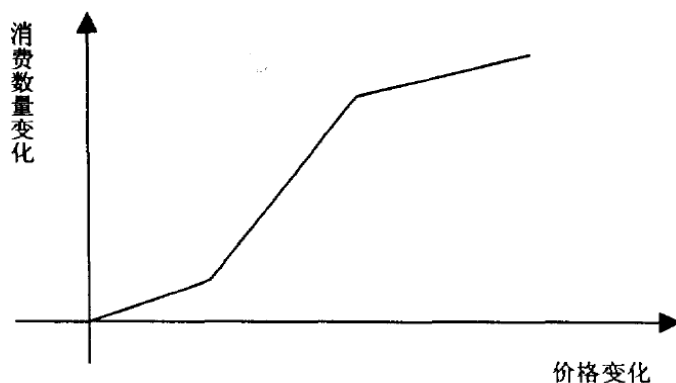


图2.1 用户消费心理曲线

根据上面的分析可知,价格对用户的刺激同样有一个最小可觉值,即下阈限。在这个阈值范围内,用户基本上无反应或反应非常的小。另外,价格对用户的刺激存在着一个饱和值,超过这个数值,用户对刺激基本上不再作反应。用户消费心理曲线存在着两个阈值:上阈值和下阈值,如图2.2所示。

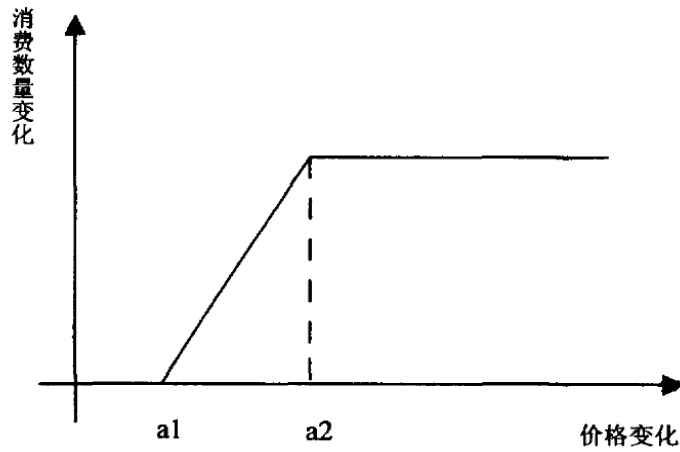


图 2.2 有上下阈值的用户消费心理曲线

3 基于 DSM 和 MCP 的分时电价

本章根据消费心理学,引入了用户反应的概念来描述用户负荷对电价的变化响应,建立了用户反应线性数学模型,对平时段电价进行了探索性研究,提出了用 MCP 计算平时段电价的方法,根据 DSM 总体目标,建立了基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型,根据数学模型设计了仿真算法,利 MATLAB 进行了数值仿真,验证了数学模型的有效性,与文献[78]确定的分时电价仿真结果进行了比较,得出了基于 DSM 与 MCP 分时电价的优缺点。

3.1 用户反应定义与数学模型

电价对负荷具有控制作用,负荷将随着电价的变化而变化。本文引入用户反应的概念来描述电价对负荷的控制作用。

3.1.1 用户反应参量设定

(1) 峰时段用户反应

峰时段用户反应 (λ_{fi}) 的定义: 实行分时电价后, i 用户从峰时段向平时段、谷时段转移的用电量与节约的用电量之和与实行分时电价前峰时段用电量的比值。

$$\lambda_{fi} = \frac{\Delta Q_{fi} - Q_{fi}'}{Q_{fi}} \quad (3.1)$$

其中: Q_{fi} —实行分时电价前 i 用户的峰时段用电量

Q_{fi}' —实行分时电价后 i 用户的峰时段用电量

λ_{fi} 一般为拉开度之比 ξ 、谷时段电价对平时段电价的拉开度 Δ 和平时段电价 p_p 的函数,可通过社会调查来获得不同用户的峰值反应度。实际上,平时段电价 p_p 的变化范围不大时, ξ 、 Δ 对 λ_{fi} 影响比 p_p 大得多,所以在 p_p 未确定的情况下,我们可设 λ_{fi} 为拉开度之比 ξ 与谷时段电价对平时段电价的拉开度 Δ 的函数。

(2) 平时段用户反应

平时段用户反应 λ_{pi} 的定义: 实行分时电价后, 用户 j 从平时段向谷时段转移的用电量和节约的用电量之和与平时段用电量的比值。则:

$$\lambda_{pi} = \frac{\Delta Q_{pi} - Q_{pi}' + Q_{fpi}}{Q_{pi}} \quad (3.2)$$

其中: Q_{pi} —实行分时电价前 i 用户的平时段用电量

Q_{pi}' —实行分时电价后 i 用户的平时段用电量

Q_{fpi} —实行分时电价后 i 用户从峰时段移到平时段用电量

λ_{pi} 一般为谷时段电价对平时段电价的拉开度 Δ 和平时段电价 p_p 的函数, 可通过社会调查来获得不同用户的平时段反应。实际上, 当平时段电价 p_p 的变化范围不是很大时, ξ 、 Δ 对 λ_{pi} 影响比 p_p 大得多, 所以在 p_p 未确定的情况下, 我们可设 λ_{pi} 为谷时段电价对平时段电价的拉开度 Δc 的函数。

(3) 谷时段用户反应

根据假设, 实行分时电价前后的用电量不变, 则实行峰谷电价后, 用户在谷时段的用电量变为:

$$Q_{gi}' = Q_{gi} + Q_{fi} * \lambda_{fi} + Q_{pi} * \lambda_{pi} - Q_{fpi} \quad (3.3)$$

其中: Q_{gi} —实行分时电价前 i 用户的谷时段用电量

Q_{gi}' —实行分时电价后 i 用户的谷时段用电量

上面用户反应的定义中只计算电量的绝对转移, 即假设如果有 Q_1 的电量从平时段转移到谷时段, Q_2 的电量从谷时段转移到平时段, 则我们计算从平时段转移到谷时段的电量为 $Q_1 - Q_2$ 。

在后面仿真计算中, 把所有的用户分成几种不同的类型, 同一类型的用户具有相同的用户反应度 λ_f (峰时段用户反应) 和 λ_p (平时段用户反应)。在实际的调查中, 把峰时段用户反应 λ_f 分成两部分来调查, 一部分为从峰时段到平时段的用户反应 λ_{fp} , 另一部分为从峰时段到谷时段的反应 λ_{fg} 。因为我们假设了每天的用电量保持不变, 所以我们将节约的用电量也作为用户转移的用电量一起计算。一般而言, λ_{fp} 、 λ_{fg} 和 λ_p 都有一个最大值 $\lambda_{fp \max}$ 、 $\lambda_{fg \max}$ 和 $\lambda_{p \max}$, $0 \leq \lambda_{fp \max} \leq 1$ 、 $0 \leq \lambda_{fg \max} \leq 1$ 和 $0 \leq \lambda_{p \max} \leq 1$, $\lambda_{fp \max}$ 、 $\lambda_{fg \max}$ 和 $\lambda_{p \max}$ 的值可通过广泛的社会调查来获取。

3.1.2 用户反应线性数学模型

根据消费心理学知识可知, 对用户的刺激有一个最小可觉差 (差别阈限), 在这个差别阈限的范围内, 用户基本上无反应或反应非常的小。同样, 用户的刺激也存在着一个饱和值, 超过这个数值, 用户对刺激基本上不再作反应。所以, 我们可假设用户对价格变化的心理反应近似为图 3.1 所示的线性模型。

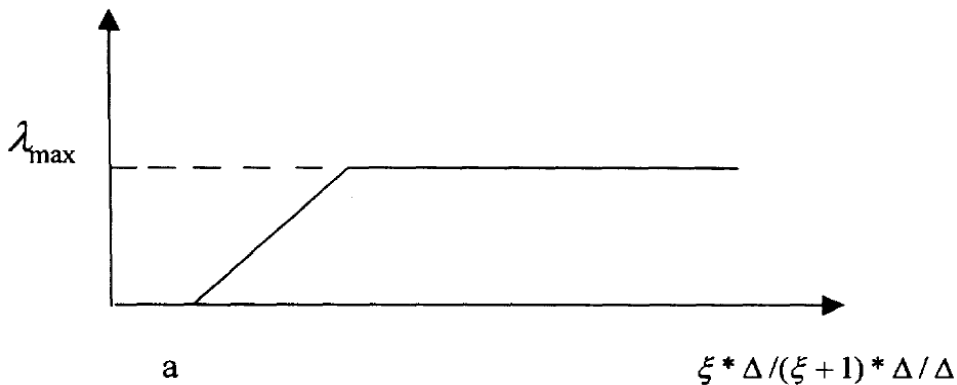


图 3.1 用户反应 λ 的线性模型

在图 3.1 中, 横轴为电价差值, 纵轴为用户反应, a 表示能使用户反应的最小电价差值, $\lambda_{\max}$ 为用户的最大反应, 曲线斜率为 k 。

λ_{fp} 、 λ_{fg} 和 λ_p 的线性模型函数为:

$$\lambda_{fp} = \begin{cases} 0 & 0 \leq \xi * \Delta \leq a_{fp} \\ k_{fp} * \xi * \Delta * p_p & a_{fp} \leq \xi * \Delta \leq \lambda_{fp} / k_{fp} + a_{fp} \\ \lambda_{fp \max} & \xi * \Delta \geq \lambda_{fp \max} / k_{fp} + a_{fp} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$\lambda_{fg} = \begin{cases} 0 & 0 \leq (\xi + 1) * \Delta \leq a_{fg} \\ k_{fg} * (\xi + 1) * \Delta & a_{fg} \leq (\xi + 1) * \Delta \leq \lambda_{fg} / k_{fg} + a_{fg} \\ \lambda_{fg \max} & (\xi + 1) * \Delta \geq \lambda_{fg \max} / k_{fg} + a_{fg} \end{cases} \quad (3.5)$$

$$\lambda_p = \begin{cases} 0 & 0 \leq \Delta \leq a_p \\ k_p * \Delta & a_p \leq \Delta \leq \lambda_p / k_p + a_p \\ \lambda_{p \max} & \Delta \geq \lambda_{p \max} / k_p + a_p \end{cases} \quad (3.6)$$

3.2 基本假设与参量设定

为了使本文研究得以顺利进行, 本节将对上面所提出的问题和模型, 特别是其中的参量做出一些必要的基本假设。

3.2.1 基本假设

总的假设前提为:

- 实行分时电价前后每天的总用电量保持不变。
- 转移到某一时段的电量按时间轴平均分配。
- 只考虑了价格对用户需求的影响, 其他因素的影响需进一步研究; 同样只考虑了用户需求对价格的影响, 其他因素 (如燃料价格) 对价格的影响暂时忽略。

根据国外实行需求侧管理的经验, 在实行需求侧管理后, 一般情况下用电量略有增加或基本保持不变, 因而假设 a) 是合理的。

与 [77] 和 [78] 一样, 假设 b)、尤其是假设 c) 是为了使本文的讨论得以顺利进行所作的简化技术性假设, 对问题的最终解决有着非常严重的影响。显然, 如何消除假设 c) 是一个十分重要的问题, 有待进一步的研究。

3.2.2 参量设定

为了清楚描述分时电价数学模型, 对时段划分、各时段电价和用电量各参量进行了设定。

a) 时段的划分

我们将一天 24 小时划分为 3 类时段: T_f 、 T_p 、 T_g , 满足:

$$T_f + T_p + T_g = 24 \quad (3.7)$$

其中: T_f - 峰时段 T_p - 平时段 T_g - 谷时段

在本文中, 我们根据历史负荷曲线中负荷的分布来进行时段划分。时段划分的具体数值为: 峰负荷时段: 8:00~12:00 (峰 1), 18:00~22:00 (峰 2)

平负荷时段: 12:00~18:00 (平 1), 22:00~24:00 (平 2)

谷负荷时段: 0:00~4:00 (谷 1), 4:00~8:00 (谷 2)

b) 各时段电价

峰、平、谷时段的电价分别为: p_f 、 p_p 、 p_g 。满足:

$$p_f = p_p + \xi * \Delta \quad (3.8)$$

$$p_g = p_p - \Delta \quad (3.9)$$

其中: p_f - 峰时段电价 p_p - 平时段电价 p_g - 谷时段电价

Δ - 谷时段电价对平时段电价的拉开度

ξ - 峰时段电价对平时段电价拉开度与谷时段电价对平时段电价拉开度的比值

c) 用电量

负荷代表日的负荷曲线为 $L = L(t)$ ($0 \leq t \leq 24$), 则:

$$Q = \int L(t)dt = \int_{T_f} L(t)dt + \int_{T_p} L(t)dt + \int_{T_g} L(t)dt = Q_f + Q_p + Q_g \quad (3.10)$$

其中: Q - 全天用电量 Q_f - 峰时段的用电量 Q_p - 平时段的用电量

Q_g - 谷时段的用电量

3.3 基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型

与文献[78]不同, 本文通过平时段电价的确定与电力市场报价曲线相关联。为此, 平时段电价 p_p 的确定如下:

$$p_p = \bar{p}_{mcp} * k \quad (3.11)$$

其中: $\bar{p}_{mcp}$ - 通过 MCP 确定的平均购电费用

k - 计入输电价、网损、辅助服务电价后的比例系数

电力网络输电价格、网损计算、辅助服务电价的确定是一个很大的学术课题, 因此为了使本文研究得以顺利进行, 我们根据统计数据取 k 为常数 2.8。

用 (3.11) 式确定的平时段电价具有直观性, 简单易行, 容易为用户接受。

本章根据 DSM 的总体目标和经济学中的会计学原理, 从供需两侧出发建立了分时电价数学模型。

a) 供电方获利

实行分时电价前供电方的销售收入为:

$$M_0 = Q * \bar{p}_0 \quad (3.12)$$

其中 $\bar{p}_0$ 为实行分时电价前平均购电费用

实行分时电价后供电方的销售收入为:

$$M_{TOU} = Q_{fTOU} * (p_p + \xi * \Delta) + Q_{pTOU} * p_p + Q_{gTOU} * (p_p - \Delta) \quad (3.13)$$

其中 Q_{fTOU} 、 Q_{pTOU} 、 Q_{gTOU} 为实行分时电价后峰、平、谷时段的用电量

实行分时电价后供电方通过削峰可以节约的电力建设投资为 M' 。

供电方获利的约束条件是:

$$M_{TOU} \geq M_0 - M' \quad (3.14)$$

b) 用户受益

实行分时电价前用户电费支出:

$$m_0 = M_0 \quad (3.15)$$

实行分时电价后用户电费支出:

$$m_{TOU} = M_{TOU} \quad (3.16)$$

用户受益即电费支出不增加:

$$m_0 \geq m_{TOU} \quad (3.17)$$

即:

$$M_0 \geq M_{TOU} \quad (3.18)$$

综合 a)、b) 和式 (3.11) 数学模型约束条件为:

$$\begin{cases} M_0 - M' \leq M_{TOU} \leq M_0 \\ p_p = \bar{p}_{mcp} * k \end{cases} \quad (3.19)$$

设让利系数 $\sigma = 1 - \frac{M'}{M_0}$ 、实行分时电价后的平均电价 $\bar{p}_{TOU} = \frac{m_{TOU}}{Q}$, 约束条件可化

为:

$$\begin{cases} \sigma * \bar{p}_0 \leq \bar{p}_{TOU} \leq \bar{p}_0 \\ p_p = \bar{p}_{mcp} * k \end{cases} \quad (3.20)$$

c) 优化目标

尽可能减小峰负荷, 减小系统备用容量, 提高谷负荷, 充分利用谷时段的电量, 从而提高电力系统的负荷率、电力系统的运行效率和稳定性。

目标函数 1:

$$\min(L_{\max}^{\Delta} = \max(L(t, \xi, \Delta)) \quad (3.20)$$

目标函数 2:

$$\max(L_{\min}^{\Delta} = \min(L(t, \xi, \Delta)) \quad (3.21)$$

目标函数 3:

$$\min(\max(L(t, \xi, \Delta)) - \min(L(t, \xi, \Delta))) \quad (3.22)$$

其中 $L(t, \xi, \Delta)$ 为实行分时电价后, 在给定的 ξ 和 Δ 条件下用户反应后负荷

目标函数 1 使峰负荷最小, 目标函数 2 使谷负荷最大, 目标函数 3 使峰谷负荷差最小。

3.4 利用 MCP 确定平时段电价的可行性研究

由投标形成的供给曲线可以得到无约束市场清除价^[90~92] (Unconstrained Market Clear Price, UMCP), 如果相应的调度计划不存在系统安全问题, 该价格即是 MCP。

因为实行分时电价后用户负荷会发生变化, 为了使负荷曲线与期望一致, 我们利用反应后负荷确定的 MCP 来确定平时段电价。因此, 准确地确定负荷反应后 MCP 就尤为重要。

MCP 与很多因素有关, 本文中在计算反应后 MCP 时仅考虑实行分时电价后负荷变化对 MCP 的影响, 忽略公司投标策略改变、天气变化等因素对 MCP 的影响。

文献[90~92]提出了利用神经网络预测下一交易日 MCP 的方法, 仿真表明利用神经网络方法可以达到很好的预测效果。但是, 文献[90~92]的方法都是基于已知的负荷曲线来确定 MCP。

在本章数学模型下, 实行分时电价后, 用户反应后负荷为 ξ 和 Δ 的函数, 因此, 利用神经网络方法确定反应后 MCP 存在困难。为了计算分时电价实行后的 MCP, 本文提出根据历史数据进行最小二乘曲线拟合, 得出负荷与 MCP 的近似线性关系, 然后根据线性关系确定分时电价实行后 MCP。浙江某地区原始负荷 MCP 曲线与拟合曲线如图 3.2 所示。

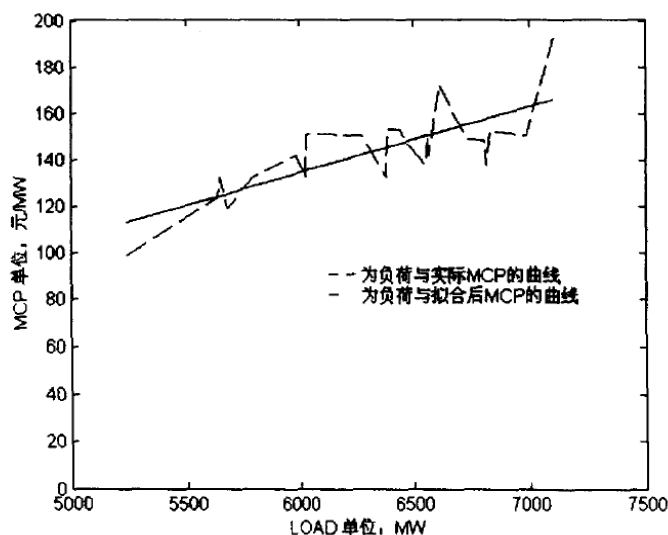


图 3.2 浙江某地区负荷与实际 MCP 及拟合后负荷与 MCP 的曲线图

从图 3.2 可以看出, 通过拟合曲线算出的 MCP 和实际的 MCP 存在着误差。但本文

中主要是通过 MCP 确定平均购电费用, 然后根据平均购电费用确定平时段电价, 因此我们最关心的还是曲线拟合前后的平均购电费用。通过计算, 原始平均购电费用为 144.74 元/MW, 拟合后的平均购电费用为 144.47 元/MW, 相对误差为 0.19%。因此, 利用拟合曲线算出的 MCP 来确定平时段电价是可行的。

3.5 数值仿真

3.5.1 原始数据

a) 典型负荷日负荷数据

T	负荷 (MW)	T	负荷 (MW)	T	负荷 (MW)	T	负荷 (MW)
1	5110	7	5960	13	6825	19	7780
2	5325	8	6435	14	6925	20	7750
3	5200	9	7175	15	6860	21	7290
4	4910	10	7340	16	6860	22	6810
5	5435	11	7525	17	7290	23	5815
6	5660	12	6700	18	7350	24	5535

表 1 典型负荷日负荷数据

b) 最大负荷、最小负荷和用户购电费用

最大负荷 $I_{\max}=7780\text{MW}$

最小负荷 $I_{\min}=4910\text{MW}$

用户购电费用 $m_0=6.6243 \times 10^7$ 元

原始负荷曲线如图 3.3 所示。

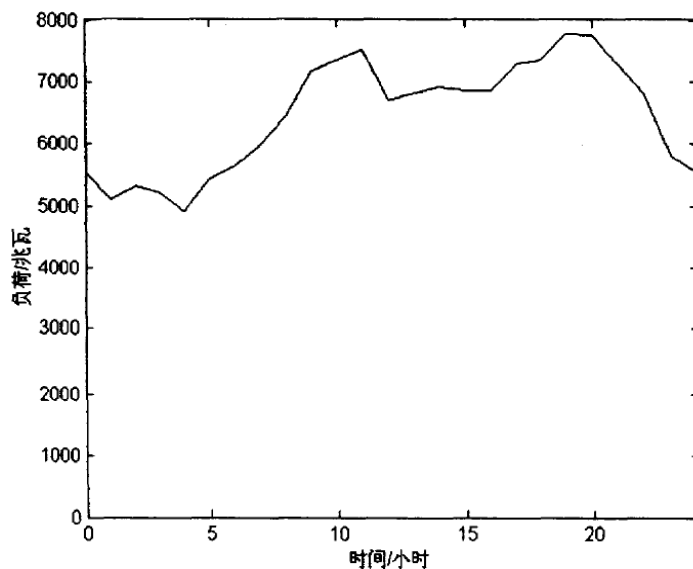


图 3.3 浙江某地区典型负荷日负荷曲线

3.5.2 单目标优化仿真

(1) 目标函数 1 优化仿真结果

a) 仿真算法

- 1) 根据典型负荷日历史数据拟合出负荷与 MCP 之间的关系曲线
- 2) 取一平时段电价初值, 根据数学模型计算出满足数学模型约束条件的平时段电价的上界和下界

- 3) 从满足约束条件的平时段电价中选出 $p_{mcp} * k$ 与初值相等的平时段电价
- 4) 比较取这些平时段电价时反应后最大负荷, 得出峰负荷最小的平时段电价
- 5) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.7000$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.2500$ 元/KW

峰时段电价: $p_f = 0.5950$ 元/KW

平时段电价: $p_p = 0.4200$ 元/KW

谷时段电价: $p_g = 0.1700$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 3.5000$

最大负荷: $l_{max} = 6998.0\text{MW}$

最小负荷: $l_{min} = 5797.7\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $mTOD = 6.2156 \times 10^7$ 元

仿真结果与原始负荷数据比较如图 3.4 所示。

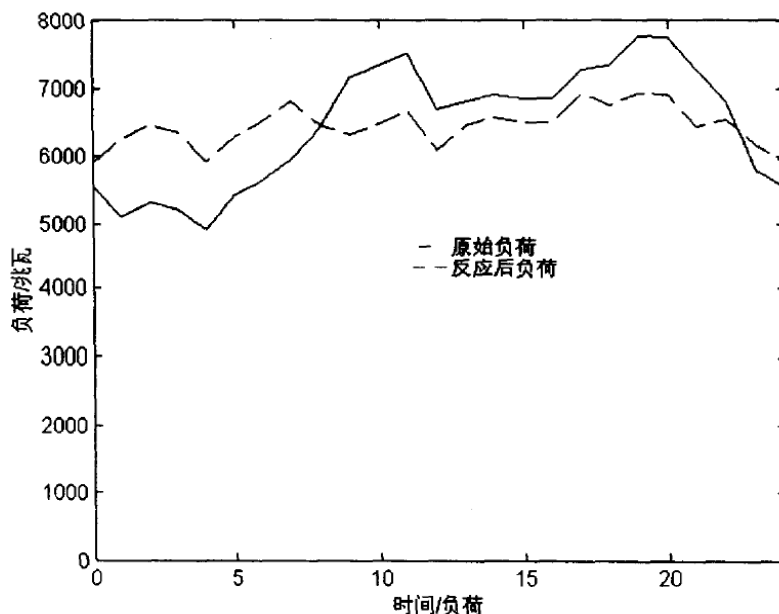


图 3.4 原始负荷与目标函数 1 仿真结果比较

(3) 标函数 2 优化仿真结果

a) 仿真算法

- 1) 根据典型负荷日历史数据拟合出负荷与 MCP 之间的关系曲线
- 2) 取一平时段电价初值, 根据数学模型计算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界
- 3) 从满足约束条件的平时段电价中选出 $p_{mcp}^* \cdot k$ 与初值相等的平时段电价
- 4) 比较取这些平时段电价时反应后最小负荷, 得出谷负荷最大的平时段电价
- 5) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.7000$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.2500$ 元/KW

峰时段电价: $p_f = 0.5950$ 元/KW

平时段电价: $p_p = 0.4200$ 元/KW

谷时段电价: $p_g = 0.1700$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 3.5000$

最大负荷: $\Delta_{\max} = 6998.0\text{MW}$

最小负荷: $\Delta_{\min} = 5797.7\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m\text{TOU} = 6.2156 \times 10^7$ 元

仿真结果与原始负荷数据比较如图 3.5 所示。

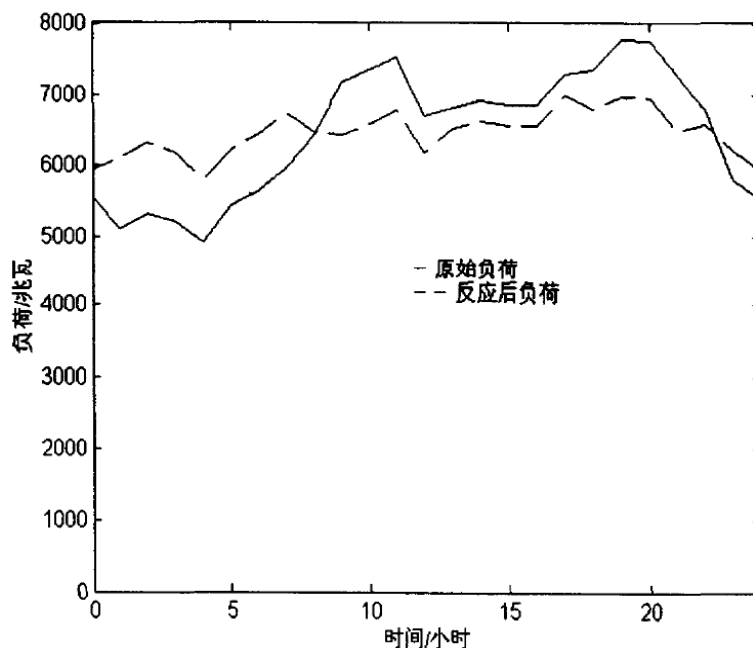


图 3.5 原始负荷与目标函数 2 优化仿真结果比较

(3) 目标函数 3 仿真结果

a) 仿真算法

- 1) 据典型负荷日历史数据拟合出负荷与 MCP 之间的关系曲线
- 2) 取一平时段电价初值, 根据数学模型算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界
- 3) 从满足约束条件的平时段电价中选出 $p_{mcp}^* \cdot k$ 与初值相等的平时段电价
- 4) 比较取这些平时段电价时反应后峰谷负荷差, 得出峰谷负荷差最小的平时段电价
- 5) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.7000$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.2500$ 元/KW

峰时段电价: $pf = 0.5950$ 元/KW

平时段电价: $pp = 0.4200$ 元/KW

谷时段电价: $pg = 0.1700$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 3.5000$

最大负荷: $l_{max} = 6998.0\text{MW}$

最小负荷: $l_{min} = 5797.7\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m\text{TOU} = 6.2156 \times 10^7$ 元

仿真结果与原始负荷比较如图 3.6 所示。

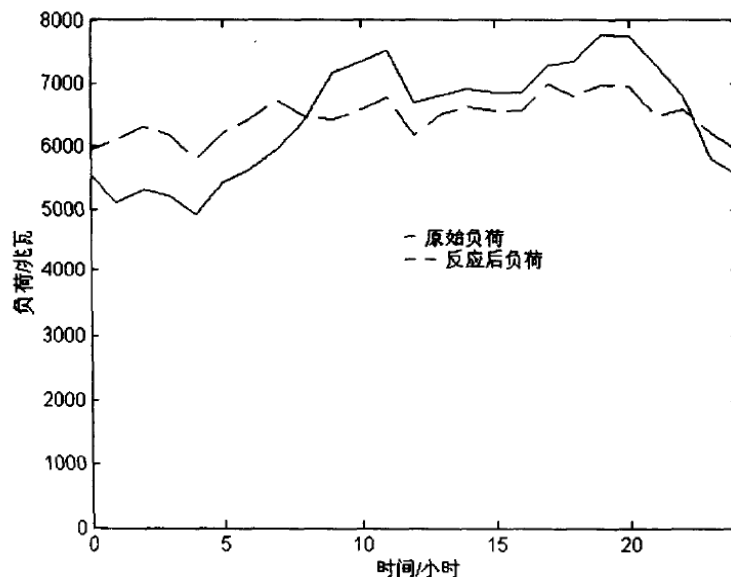


图 3.6 原始负荷与目标函数 3 优化仿真结果比较

单目标优化仿真结果与实行分时电价前数据比较如表 3.1。

优化方式 各项指标	实行分时电 价前	峰负荷最小	谷负荷最大	峰谷负荷差最 小
峰负荷 (MW)	7780	6998.0	6998.0	6998.0
谷负荷 (MW)	4910	5797.7	5797.7	5797.7
峰谷负荷差 (MW)	2870	1200.3	1200.3	1200.3
峰谷电价比		3.5000	3.5000	3.5000
平时段电价		0.4200	0.4200	0.4200
用户购电费用 (元)	6.6243×10^7	6.2156×10^7	6.2156×10^7	6.2156×10^7

表 3.1 仿真结果与实行分时电价前数据比较

仿真结果表明,用 MCP 确定平时段电价时,本章模型确定的分时电价能够起到很好的削峰填谷作用,峰负荷减少了 782MW,谷负荷增加了 887.7MW,同时用户购电费用减少了 4.087×10^6 元,使供电方与用户同时从分时电价的实施中得到益处。

在仿真过程中发现,满足数学模型约束条件的平时段电价有 71 个,从 0.235 元/KW 至 0.585 元/KW。但是,由于平时段电价受到平均购电电价的约束,仅有两个满足式 (3.11),所以目标函数 1、2、3 的优化结果一样。因此,用 MCP 确定平时段电价虽然具有直观、易行、容易为用户接受的优点,但有可能不能得到削峰填谷效果最优的平时段电价。

3.6 文献[78]仿真结果

在文献[78]中,时段划分与本章相同,平时段电价取年平均电价,为 0.425 元/KW,仿真结果如下。

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.6800$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.2600$ 元/KW

峰时段电价: $pf = 0.6018$ 元/KW

平时段电价: $pp = 0.4250$ 元/KW

谷时段电价: $pg = 0.1650$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 3.6473$

最大负荷: $l_{\max} = 6984.1$ MW

最小负荷: $l_{\min} = 5824.7$ MW

实行分时电价后用户购电费用: $mTOU = 6.2451 \times 10^7$ 元

分时电价实行后用户负荷与原始负荷比较如图 3.7 所示。

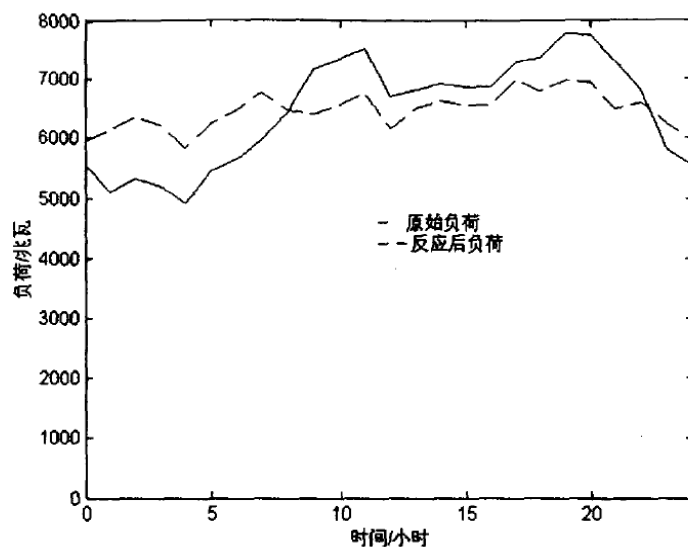


图 3.7 文献[78]仿真结果与原始负荷比较

3.7 基于 DSM 与 MCP 分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较

本章仿真结果与文献[78]仿真结果比较如表 3.2 和图 3.8 所示。

平时段电价确定方式	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷差 (MW)	峰谷电价比	用户购电费 用 (元)
年平均电价为平时段电价	6984.1	5824.7	1150.9	3.6473	6.2451×10^7
用 MCP 确定平时段电价	6998.0	5797.7	1200.3	3.5000	6.2156×10^7

表 3.2 用 MCP 确定平时段电价与平时段电价为年平均电价仿真结果比较

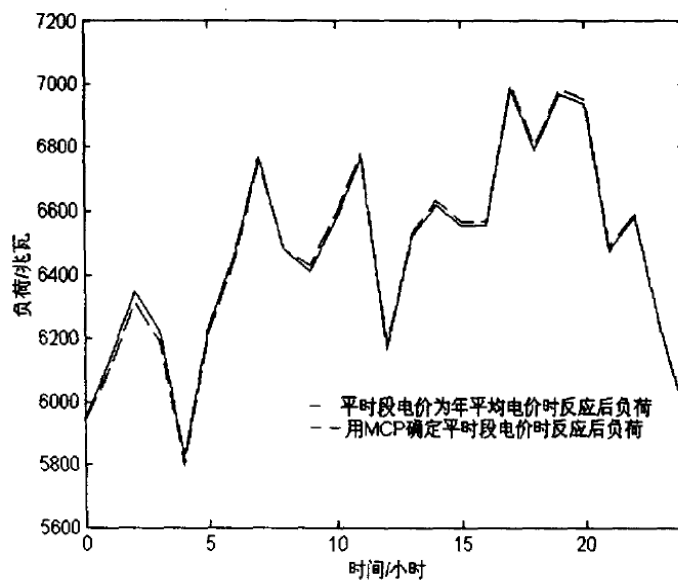


图 3.8 本章仿真结果与文献[78]仿真结果比较

用 MCP 确定平时段电价的分时电价实行后, 峰负荷为 6998.0MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后峰负荷大 13.9MW, 谷负荷为 5797.7MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后谷负荷小 27MW。

由此可见用 MCP 确定平时段电价时分时电价削峰填谷作用差于用年平均电价确定平时段电价。但是, 用 MCP 确定平时段电价的分时电价实行后, 用户购电费用为 6.2156×10^7 元, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后用户购电费用减少 2.05×10^5 元。

仿真结果比较表明, 虽然本章方法确定的分时电价实行后削峰填谷作用略小于文献[78]方法确定的分时电价, 但用户购电费用小于文献[78]方法确定的分时电价, 而且, 用 MCP 确定平时段电价, 可以将用户侧分时电价与发电侧电力市场相联系, 建立适应电力市场的分时电价。

3.8 本章总结

本章首先引入了用户反应的概念来描述用户负荷对电价变化的响应, 根据消费心理学, 建立了用户反应线性数学模型; 对平时段电价的确定进行了探索性研究, 提出了用 MCP 来确定平时段电价的方法, 将[77]和[78]的工作拓广到与电力市场报价端相关联的模型研究, 从一个可行的途径将分时电价市场化, 得到适应电力市场条件的分时电价体系, 而且用平均购电电价来确定平时段电价具有直观性, 简单易行, 容易为用户接受。

其次, 建立了基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型, 根据数学模型利用 MATLAB 进行了数值仿真, 验证了根据本章数学模型设计的分时电价能够起到削峰填谷和减少用户购电费用的作用, 达到使供电方和用户同时受益的目标。

通过与文献[78]分时电价仿真结果比较发现, 用本章方法确定的分时电价虽然削峰填谷效果略差, 但是可使用户购电费用更小, 而且, 用 MCP 确定平时段电价, 可以将用户侧分时电价与发电侧电力市场相联系, 建立适应电力市场的分时电价。

然而, 由于平时段电价受到平均购电电价的约束, 不能得到使削峰填谷效果最优的平时段电价, 如何使削峰填谷最优的分时电价有待进一步的研究。

4 削峰填谷效果最优时的分时电价

第三章研究了基于 DSM 与 MCP 分时电价,通过仿真表明该方法确定的分时电价能够起到削峰填谷和减少用户购电费用的目的。但是,在仿真过程中发现,满足数学模型约束条件的平时段电价中只有两个值符合式(3.11),与文献[78]仿真结果比较,基于 DSM 与 MCP 的分时电价不能使削峰填谷作用最优。本章在第三章的基础上研究了削峰填谷效果最优时分时电价的确定,利用 MATLAB 进行了单目标和多目标优化仿真,比较了两种方法确定的分时电价的优缺点。通过与文献[78]、第三章确定的分时电价仿真结果比较,得出本章方法确定的分时电价的优缺点。

4.1 削峰填谷效果最优时分时电价的确定

本章研究仍然在基于 DSM 的分时电价体系下进行,基本假设、参量设定、用户反应模型与第三章一致,在建立数学模型时,平时段电价不再受约束,供电方与用户侧约束条件、优化目标与第三章一样。

在确定削峰填谷效果最优时的平时段电价时,先计算出满足数学模型约束条件的平时段电价,从中选出目标函数最优时的平时段电价,然后计算该平时段电价下的最优拉开度和用户反应后负荷。

4.2 数值仿真

4.2.1 单目标优化仿真

(1) 目标函数 1 优化仿真

$$\begin{aligned} \min(L_{\max} = \max(L(t, \xi, \Delta)) \\ \text{s. t. } \sigma^* p_0 \leq p_{TOU} \leq p_0 \end{aligned} \quad (4.1)$$

a) 仿真算法

1) 取一平时段电价初值,根据数学模型算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界

2) 从中选出使峰负荷最小时的平时段电价

3) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.4200$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.3850$ 元/KW

峰时段电价: $pf = 0.6567$ 元/KW

平时段电价: $pp = 0.4950$ 元/KW

谷时段电价: $p_g = 0.1100$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 5.9700$

最大负荷: $l_{\max} = 6944.9\text{MW}$

最小负荷: $l_{\min} = 5899.6\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m\text{TOU} = 6.5910 \times 10^7$ 元

仿真结果如图 4.1 所示。

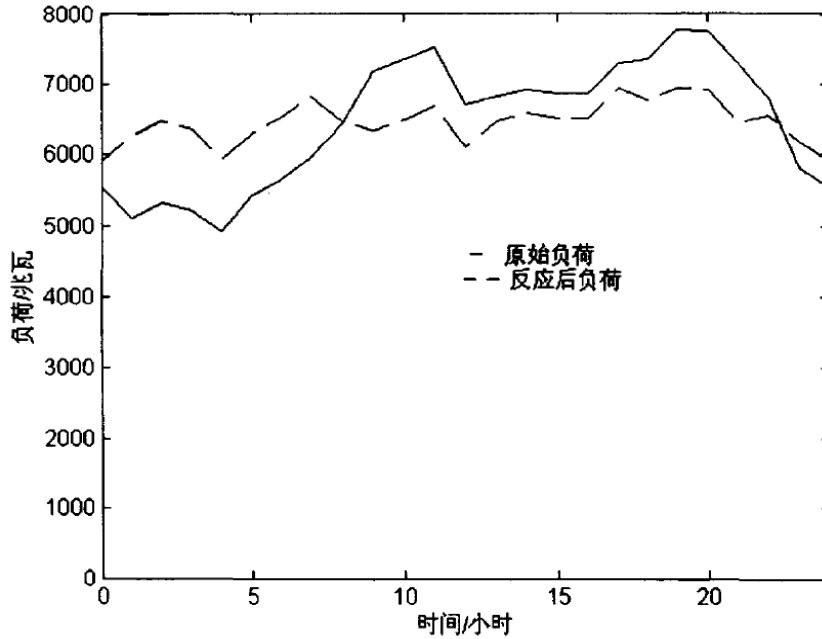


图 4.1 原始负荷与目标函数 1 优化仿真结果比较

(2) 目标函数 2 优化仿真

$$\max(L_{\min} = \min(L(t, \xi, \Delta)) \quad (4.2)$$

$$\text{s. t. } \sigma^* \bar{p}_0 \leq \bar{p}_{\text{TOU}} \leq \bar{p}_0$$

a) 仿真算法

1) 取一平时段电价初值, 根据数学模型算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界

2) 从中选出使谷负荷最大时的平时段电价

3) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.4200$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.2950$ 元/KW

峰时段电价: $p_f = 0.7018$ 元/KW

平时段电价: $pp=0.3950$ 元/KW

谷时段电价: $pg=0.1000$ 元/KW

峰谷电价比: $k=7.0180$

最大负荷: $l_{\max}=7174.5\text{MW}$

最小负荷: $l_{\min}=5919.3\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m\text{TOU}=6.2142 \times 10^7$ 元

仿真结果如图 4.2 所示。

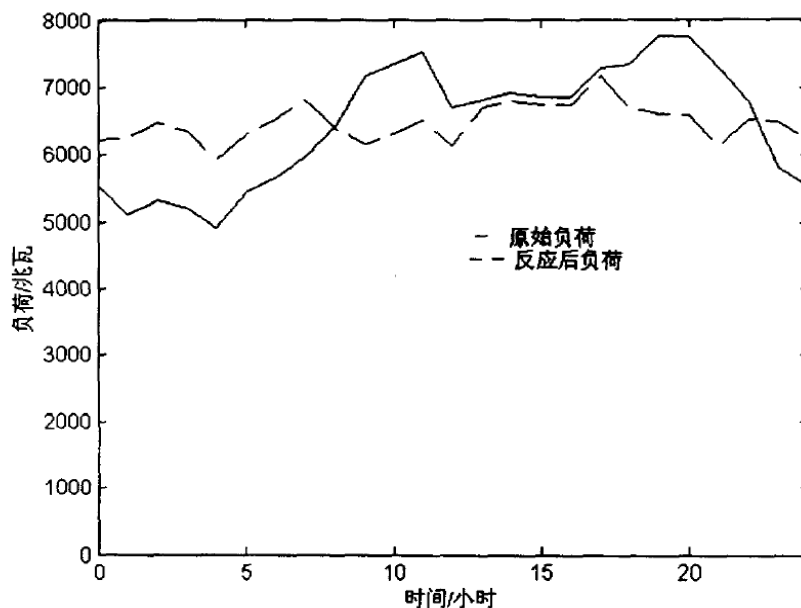


图 4.2 原始负荷与目标函数 2 优化仿真结果比较

(3) 目标函数 3 优化仿真结果

$$\begin{aligned} & \min(\max(L(t, \xi, \Delta)) - \min(L(t, \xi, \Delta))) \\ & \text{s. t. } \sigma^* \bar{p}_0 \leq \bar{p}_{\text{TOU}} \leq \bar{p}_0 \end{aligned} \quad (4.3)$$

a) 仿真算法

1) 取一平时段电价初值, 根据数学模型算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界

2) 从中选出使峰谷负荷差最小时的平时段电价

3) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi=0.4600$

谷时段电价拉开度: $\Delta=0.3550$ 元/KW

峰时段电价: $pf=0.6283$ 元/KW

平时段电价: $pp=0.4650$ 元/KW

谷时段电价: $p_g = 0.1100$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 5.7118$

最大负荷: $l_{\max} = 6949.0\text{MW}$

最小负荷: $l_{\min} = 5904.8\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m\text{TOU} = 6.2882 \times 10^7$ 元

仿真结果如图 4.3 所示。

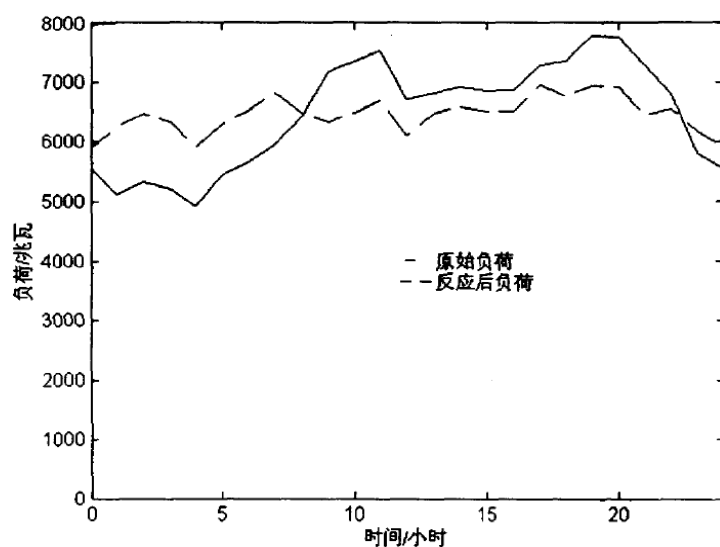


图 4.3 原始负荷与目标函数 3 优化仿真结果比较

(4) 单目标优化仿真结果比较

单目标仿真结果比较如图 4.4 所示。

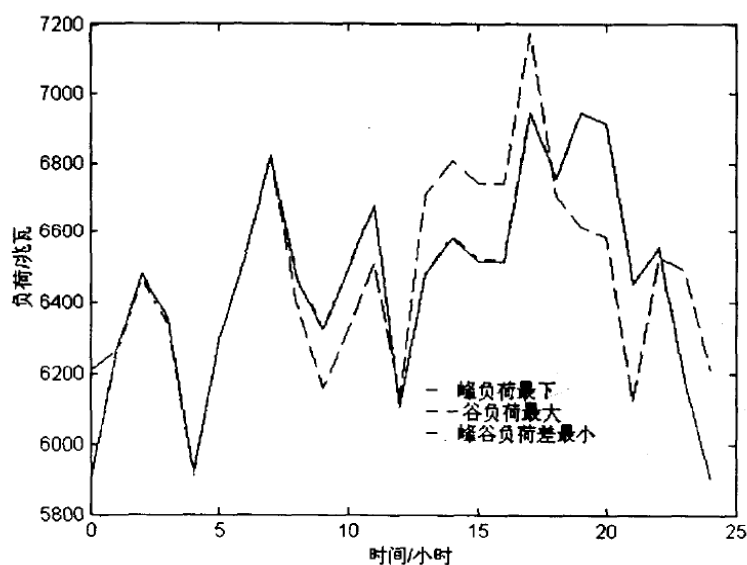


图 4.4 单目标仿真结果比较

单目标优化仿真结果数值比较如表 4.1 所示。

优化方式 各项指标	实行分时电 价前	峰负荷最小	谷负荷最大	峰谷负荷差最 小
峰负荷 (MW)	7780	6944.9	7174.5	6949.0
谷负荷 (MW)	4910	5899.6	5919.3	5904.8
峰谷负荷差 (MW)	2870	1045.3	1255.2	1044.2
峰谷电价比		5.9700	7.0180	5.7118
平时段电价		0.4950	0.3950	0.4650
用户购电费用 (元)	6.6243×10^7	6.5910×10^7	6.2142×10^7	6.2882×10^7

表 4.1 仿真结果数值比较

仿真结果表明,与实行分时电价前的值比较,用本章数学模型设计的分时电价均能达到削峰填谷和减少用户购电费用的作用。

从单目标优化结果看,谷负荷最大时削峰填谷作用最差,峰负荷最小与峰谷负荷差最小削峰填谷作用比较接近,但均优于谷负荷最大时。峰谷负荷差最小时峰负荷为 6949.0MW,比峰负荷最小时峰负荷大 4.1MW,谷负荷为 5904.8 MW,比峰负荷最小时谷负荷大 4.8 MW。从削峰填谷整体效果看,峰谷负荷差最小优于峰负荷最小。因此,如果只进行单目标优化,应该选取目标函数 3。

通过仿真结果比较可以看出,虽然单目标优化可以使某一指标最优,但其他指标的值会恶化。从数值上看,峰负荷最小时,谷负荷最小,不能达到削峰又填谷的目的;谷负荷最大时,峰负荷最大,填谷不能削峰;峰谷负荷差最小时,峰负荷不能达到最小,谷负荷也不能达到最大。因此,峰负荷最小和谷负荷最大是两个对立的目標,进行单目标优化不能达到削峰又填谷的 DSM 整体目标。为此,引入多目标优化。

4.2.2 多目标优化仿真

进行多目标优化时,目标函数的选取是一个非常重要的问题。

目标函数 1 用来实现峰负荷最小,目标函数 2 用来实现谷负荷最大,目标函数 3 用来实现峰谷负荷差最小。从 DSM 削峰填谷的总体目标来讲,应该选取目标函数 1 和 2。但是,如果选取目标函数 1 和 2,由于目标函数 1 取最大值,目标函数 2 取最小值,最终优化结果的确定很困难。

如果选取目标函数 1 和 3,由于两个函数均求最小值,进行优化比较方便,而且峰负荷最小与峰谷负荷差最小等价于峰负荷最小与谷负荷最大。

如果选取目标函数 2 和 3,同样面临最终优化结果确定困难的问题。因此我们选取目标函数 1 和 3 进行双目标优化。

从提高电力系统稳定性角度看,削峰与填谷具有同等重要的地位,权值取 0.5、0.5。

优化目标为:

$$\begin{cases} \min(L_{\max} = \max(L(t, \xi, \Delta)) \\ \min(\max(L(t, \xi, \Delta)) - \min(L(t, \xi, \Delta)) \end{cases} \quad (4.4)$$

s. t. $\sigma * \bar{p}_0 \leq \bar{p}_{TOU} \leq \bar{p}_0$

a) 仿真算法

1) 取一平时段电价初值, 根据数学模型算出满足约束条件的平时段电价的上界和下界

2) 从中选出使峰负荷最小和峰谷负荷差最小在权值为 0.5、0.5 时达到最佳均衡时的平时段电价

3) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

b) 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.3600$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.4500$ 元/KW

峰时段电价: $pf = 0.6770$ 元/KW

平时段电价: $pp = 0.5150$ 元/KW

谷时段电价: $pg = 0.0650$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 10.4154$

最大负荷: $l_{\max} = 6959.5\text{MW}$

最小负荷: $l_{\min} = 5898.3\text{MW}$

实行分时电价后用户购电费用: $m_{TOU} = 6.5730 \times 10^7$ 元

仿真结果如图 4.5 所示。

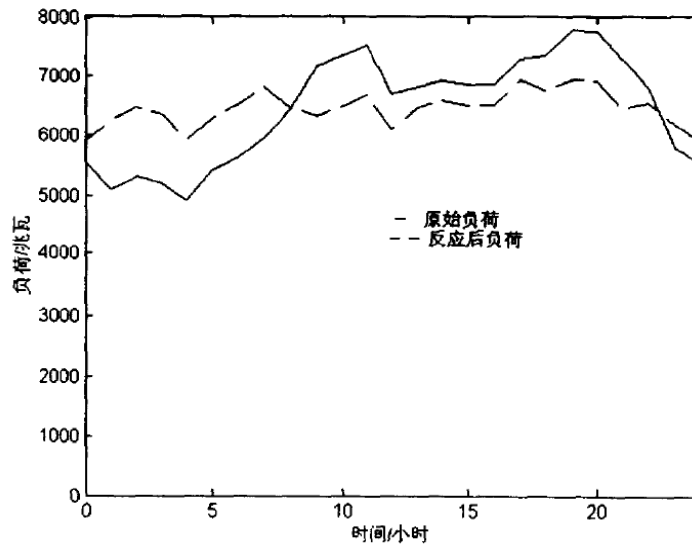


图 4.5 原始负荷与多目标优化仿真结果比较

4.2.3 单目标与多目标优化仿真结果比较

仿真结果数值比较如表 4.2 所示。

指标 \ 优化方式	峰负荷最小	谷负荷最大	峰谷负荷差最小	多目标优化
峰负荷 (MW)	6944.9	7174.5	6949.0	6945.6
谷负荷 (MW)	5899.6	5919.3	5904.8	5900.6
峰谷负荷差 (MW)	1045.3	1255.2	1044.2	1045.0
峰谷电价比	5.9700	7.0180	5.7118	10.4154
平时段电价(元/KW)	0.4950	0.3950	0.4650	0.5150
用户购电费用(元)	6.5910×10^7	6.2142×10^7	6.2882×10^7	6.5730×10^7

表 4.2 多目标与单目标优化仿真结果数值比较

仿真结果比较如图 4.6 所示。

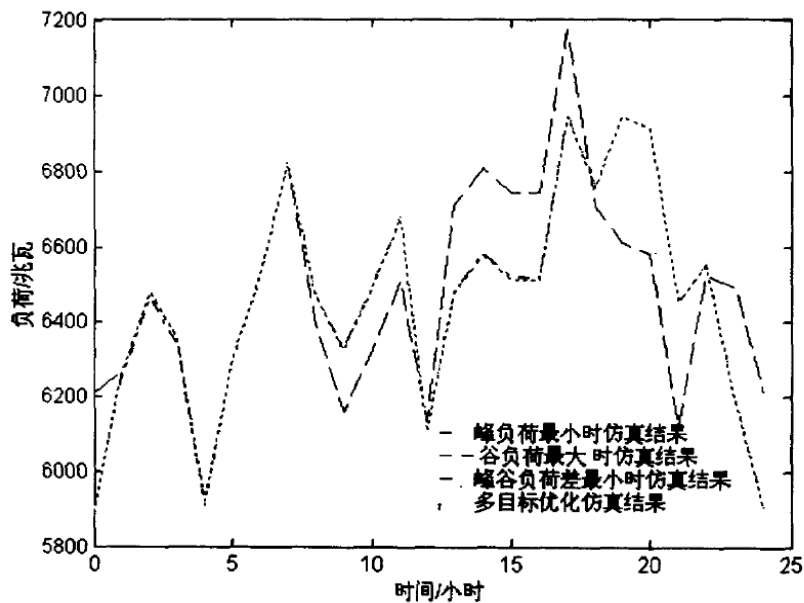


图 4.6 单目标与多目标优化仿真结果比较

多目标优化时, 峰负荷为 6945.6MW, 比峰谷负荷差最小时峰负荷小 4.4MW, 谷负荷为 5900.6MW, 比峰谷负荷差最小时小 4.2MW。从削峰填谷整体效果看, 多目标优化比峰谷负荷差最小单目标优化好。单目标优化结果表明, 从削峰填谷整体效果看, 峰谷负荷差最小时结果最优。因此, 多目标优化优于单目标优化, 在确定分时电价时应选用多目标优化。

4.3 削峰填谷最优分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较

仿真结果比较如表 4.3 和图 4.7 所示。

平时段电价确定	峰负荷	谷负荷	峰谷负荷	峰谷电价	用户购电费
---------	-----	-----	------	------	-------

方式	(MW)	(MW)	差 (MW)	比	用 (元)
年平均电价为平时段电价	6984.1	5824.7	1150.9	3.6473	6.2451×10^7
削峰填谷最优确定平时段电价	6945.6	5900.6	1045.0	10.4154	6.5730×10^7

表 4.3 削峰填谷最优确定平时段电价与年平均电价为平时段电价仿真结果比较

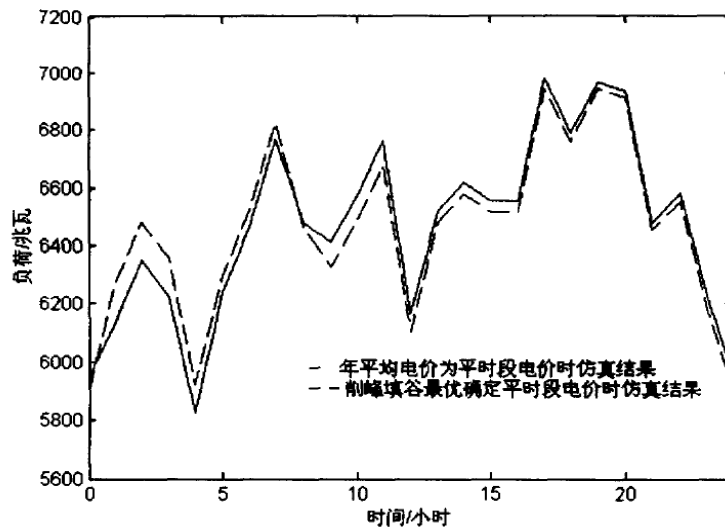


图 4.7 两种平时段电价确定方法下仿真结果比较

削峰填谷最优确定平时段电价的分时电价实行后, 峰负荷为 6945.6MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后峰负荷小 38.5MW, 谷负荷为 5900.6MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后谷负荷大 75.9MW, 由此可见削峰填谷最优确定平时段电价时分时电价削峰填谷作用确实好于用年平均电价确定平时段电价的分时电价。但是, 削峰填谷最优确定平时段电价的分时电价实行后, 用户购电费用为 6.5730×10^7 元, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后用户购电费用增加 3.379×10^6 元。

4.4 削峰填谷最优分时电价与基于 DSM 与 MCP 分时电价仿真结果比较

仿真结果比较如表 4.4 和图 4.8 所示。

分时电价方式	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷差 (MW)	峰谷电价比	用户购电费用 (元)
削峰填谷最优分时电价	6945.6	5899.6	1045.3	5.9700	6.5910×10^7
基于 DSM 与 MCP 分时电价	6998.0	5797.7	1200.3	3.5000	6.2156×10^7

表 4.4 削峰填谷最优确定平时段电价与用 MCP 确定平时段电价仿真结果比较

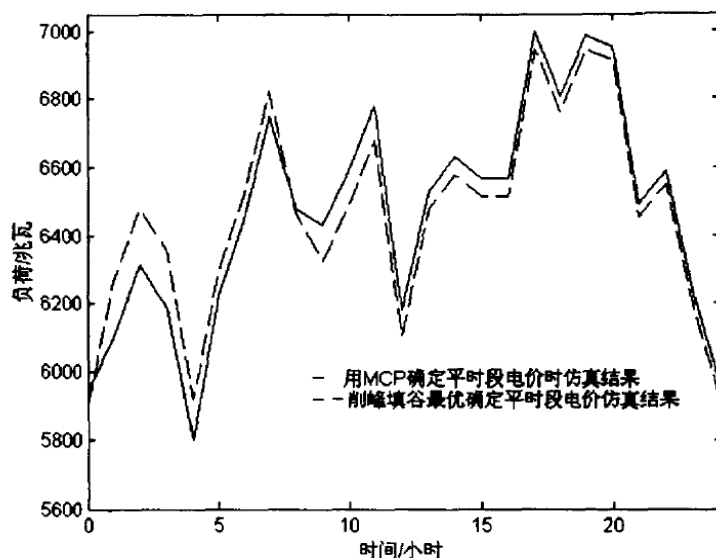


图 4.8 两种平时段电价确定方法下仿真结果比较

削峰填谷最优确定平时段电价的分时电价实行后, 峰负荷为 6945.6MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后峰负荷小 53.4MW, 谷负荷为 5900.6MW, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后谷负荷大 101.9MW, 由此可见削峰填谷最优确定平时段电价时分时电价削峰填谷作用大于用年平均电价确定平时段电价的分时电价。

然而, 削峰填谷最优确定平时段电价的分时电价实行后, 用户购电费用为 6.5730×10^7 元, 比用年平均电价确定平时段电价的分时电价实行后用户购电费用增加 3.574×10^6 元

4.5 本章总结

本章在第三章的基础上对平时段电价进行了进一步研究, 从 DSM 总体目标出发, 提出了削峰填谷最优时平时段电价的确定方法, 进行了单目标和多目标优化仿真。

仿真结果表明, 虽然进行单目标优化可以达到削峰填谷的作用, 但某一指标的最优引起其他指标的恶化, 不能达到削峰又填谷的作用。为此, 引入了多目标优化, 仿真结果表明, 削峰填谷整体效果比单目标优化更好。

与文献[78]、第三章仿真结果比较表明, 用本章方法确定平时段电价确实能够起到更好的削峰填谷作用, 但是用户购电费用增加了很多, 削峰填谷作用的提高伴随着用户购电费用的提高, 社会整体效益并没有达到最优。

因此, 如何在削峰填谷与减少用户购电费用直接取得最佳平衡, 使社会效益最优有待进一步的研究。

5 基于 DSM 与用户购电费用多目标优化的分时电价

第三章研究了基于 DSM 与 MCP 的分时电价,第四章研究了削峰填谷最优时的分时电价,仿真结果表明两种方法确定的分时电价均能达到削峰填谷和减少用户购电费用的目标。但是,用 MCP 确定平时段电价时,因为有购电成本的约束,平时段电价的取值范围很小,不能取到最优值,而只考虑削峰填谷效果时,用户购电费用比基于 DSM 与 MCP 的分时电价大,社会整体效益不能达到最优。

第四章的仿真结果表明,只考虑削峰填谷效果时,用户购电费用增加,因此,削峰填谷与用户购电费用是两个对立的目标,为了使社会效益最大,削峰填谷作用和用户购电费用最小之间应达到最佳均衡。

本章研究了基于 DSM 与用户购电费用的多目标优化分时电价,建立了相应数学模型,利用 MATLAB 进行了数值仿真,与文献[78]、第三、四章的仿真结果进行了比较。

5.1 数学模型

基本假设、参量设定与用户反应模型与第三章一样。

本章从 DSM 的总体目标(削峰填谷)和用户购电费用最小出发,根据经济学中的会计学原理,从供需两侧出发建立了分时电价模型。

c) 供方获利

实行分时电价前供电方的销售收入为:

$$M_0 = Q * \bar{p}_0 \quad (5.1)$$

其中 $\bar{p}_0$ 为实行分时电价前平均购电费用

实行分时电价后供电方的销售收入为:

$$M_{TOU} = Q_{fTOU} * (p_p + \xi * \Delta) + Q_{pTOU} * p_p + Q_{gTOU} * (p_p - \Delta) \quad (5.2)$$

其中 Q_{fTOU} 、 Q_{pTOU} 、 Q_{gTOU} 为实行分时电价后峰、平、谷时段的用电量

实行分时电价后供电方通过削峰可以节约的电力建设投资为 M' 。

供电方获利的约束条件是:

$$M_{TOU} \geq M_0 - M' \quad (5.3)$$

d) 用户端受益

实行分时电价前用户电费支出:

$$m_0 = M_0 \quad (5.4)$$

实行分时电价后用户电费支出:

$$m_{TOU} = M_{TOU} \quad (5.5)$$

用户受益即电费支出不增加:

$$m_0 \geq m_{TOU} \quad (5.6)$$

即：

$$M_0 \geq M_{TOU} \quad (5.7)$$

综合 a) b) 并化解我们可以得到基于数学模型约束条件为：

$$M_0 - M' \leq M_{TOU} \leq M_0 \quad (5.8)$$

设让利系数 $\sigma = 1 - \frac{M'}{M_0}$ 、实行分时电价后的平均电价 $\bar{p}_{TOU} = \frac{m_{TOU}}{Q}$ ，约束条件可化

为：

$$\sigma * \bar{p}_0 \leq \bar{p}_{TOU} \leq \bar{p}_0 \quad (5.9)$$

c) 优化目标

尽可能减小峰负荷，减小系统备用容量，提高谷负荷，充分利用谷时段的电量，从而提高电力系统的负荷率、电力系统的运行效率和稳定性。

目标函数 1：

$$\min(L_{\max}^{\Delta} = \max(L(t, \xi, \Delta)) \quad (5.10)$$

目标函数 2：

$$\min(\max(L(t, \xi, \Delta)) - \min(L(t, \xi, \Delta)) \quad (5.11)$$

目标函数 3：

$$\min(Q_{fTOU} * (p_p + \xi * \Delta) + Q_{pTOU} * p_p + Q_{gTOU} * (p_p - \Delta)) \quad (5.12)$$

其中 $L(t, \xi, \Delta)$ 为实行分时电价后，在给定的 ξ 和 Δ 条件下用户反应后负荷

目标函数 1 用来实现峰负荷最小，目标函数 2 用来实现峰谷负荷差最小，目标函数 3 用来实现用户购电费用最小。

第四章的研究表明，目标函数 1 与 2 的均衡优化可以达到削峰填谷的最优。因此，为了实现削峰填谷作用和用户购电费用最小达到最佳均衡，使社会效益最大，选取目标函数 1、2、3 进行多目标优化。在多目标优化过程中，根据优化目标在社会效益最大中所起的作用来确定权值。削峰填谷和用户购电费用最小在社会效益最大目标中占有同等地位，而削峰和填谷在削峰填谷中占有同等地位，因此，目标函数 1、2、3 在多目标优化中的权值分别取 0.25、0.25、0.5。

5.2 数值仿真

5.2.1 仿真算法

a) 仿真算法

1) 取一平时段电价初值，根据数学模型算出满足数学模型约束条件的平时段电价的上界和下界

2) 从中选出使社会效益最大, 削峰填谷和用户购电费用最下达到最佳平衡时的平时段电价

3) 算出此平时段电价下的最优拉开度和反应后负荷

5.2.2 仿真结果

峰谷拉开度之比: $\xi = 0.4800$

谷时段电价拉开度: $\Delta = 0.3400$ 元/KW

峰时段电价: $pf = 0.6182$ 元/KW

平时段电价: $pp = 0.4550$ 元/KW

谷时段电价: $pg = 0.1150$ 元/KW

峰谷电价比: $k = 5.3757$

最大负荷: $l_{\max} = 6945.6$ MW

最小负荷: $l_{\min} = 5900.6$ MW

实行分时电价后用户购电费用: $mTOU1 = 6.2136 \times 10^7$ 元

仿真结果与实行分时电价前数据比较如表 5.1 所示。

各项指标	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷 差 (MW)	峰谷电价 比	用户购电费 用 (元)
实行分时电价前 数据	7780	4910	2870		6.6243×10^7
基于 DSM 与用 户购电费用分时 电价	6959.5	5898.3	1061.2	5.3757	6.2136×10^7

表 5.1 社会效益最大仿真结果与实行分时电价前数值比较

分时电价实行后用户负荷与原始负荷比较如图 5.1 所示。

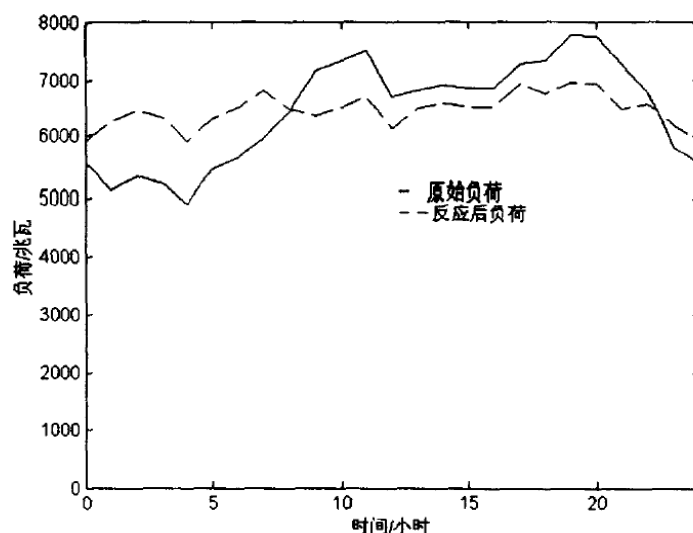


图 5.1 基于 DSM 与用户购电费用分时电价仿真结果与原始负荷比较图

从图 5.1 可以看出, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价可以起到很好地削峰填谷作用。分时电价实行后, 峰负荷为 6945.6MW, 减小了 834.4MW, 谷负荷为 5900.6MW, 增加了 990.6MW, 用户购电费用为 6.2136×10^7 元, 减少了 4.107×10^6 元。

由此可以看出, 基于 DSM 与用户购电费用多目标优化分时电价能起到很好的削峰填谷与减少用户购电费用的作用。

5.3 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较

基于 DSM 与用户购电费用的分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比较如表 5.2 与图 5.2 所示。

分时电价方式	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷 差 (MW)	峰谷电价 比	用户购电费 用 (元)
文献[78]分时电 价	6984.1	5824.7	1150.9	3.6473	6.2451×10^7
基于 DSM 与用 户购电费用分时 电价	6959.5	5898.3	1061.2	5.3757	6.2136×10^7

表 5.2 仿真结果数值比较

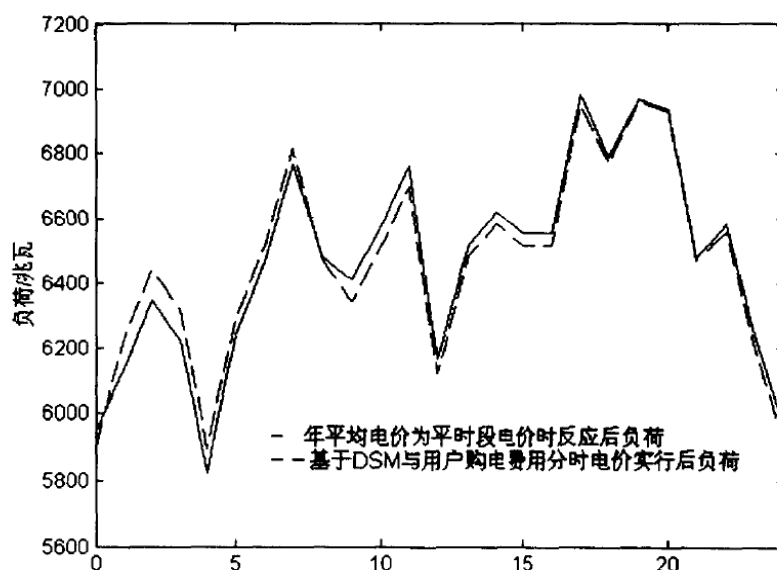


图 5.2 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与文献[78]分时电价仿真结果比

从图 5.2 可以看出, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后削峰填谷作用优于文献[78]方法确定的分时电价。从数值上看, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后, 峰负荷变为 6959.5MW, 比文献[78]方法确定的分时电价实行后峰负荷小 24.6MW, 谷负荷为 5898.3MW, 比文献[78]方法确定的分时电价实行后谷负荷大 73.3MW。

此外,基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后用户购电费用为 6.2451×10^7 元,比文献[78]方法确定的分时电价实行后用户购电费用减少 3.15×10^5 元。由此可见,基于 DSM 与用户购电费用分时电价与文献[78]方法确定的分时电价相比较,不但具有更大的削峰填谷作用,而且可以使用户购电费用更小,使社会效益更大。

5.4 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与基于 DSM 和 MCP 分时电价仿真结果比较

基于 DSM 与用户购电费用的分时电价与基于 DSM 和 MCP 的分时电价实行后仿真结果比较如表 5.3 和图 5.3 所示。

分时电价方式	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷 差 (MW)	峰谷电价 比	用户购电费用 (元)
基于 DSM 与 MCP 分时电价	6998.0	5797.7	1200.3	3.5000	6.2156×10^7
基于 DSM 与用户购电费用分时电价	6959.5	5898.3	1061.2	5.3757	6.2136×10^7

表 5.3 仿真结果数值比较

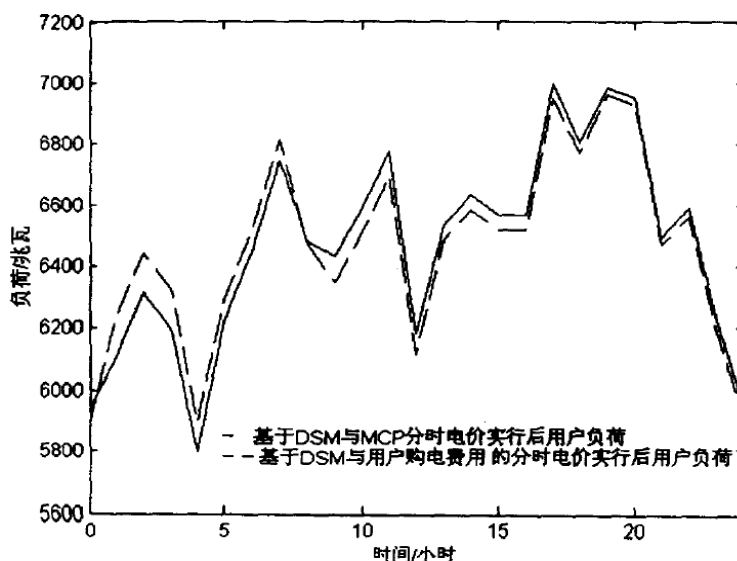


图 5.3 基于 DSM 与用户购电费用的分时电价与基于 DSM 和 MCP 的分时电价仿真结果比较

从图 5.3 可以看出,基于 DSM 与用户购电费用分时电价削峰填谷作用明显优于基于 DSM 与 MCP 的分时电价。从数值上看,基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后,峰负荷为 6959.5MW,比基于 DSM 与 MCP 分时电价实行后峰负荷减小 38.5MW,谷负荷为 5898.3MW,比基于 DSM 与 MCP 分时电价实行后谷负荷增加 100.6MW。从用户购电费用来看,基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后,用户购电给用为 6.2136×10^7

元, 比基于 DSM 与 MCP 分时电价实行后用户购电费用减小 2×10^4 元。由此可以看出, 与基于 DSM 与 MCP 分时电价相比较, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价不但可以更好地削峰填谷, 而且可以使用户购电费用减小, 从社会效益最大角度考虑, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价优于基于 DSM 与 MCP 分时电价。

但是, 基于 DSM 与 MCP 分时电价从一个可行的途径将分时电价市场化, 得到适应电力市场条件的分时电价体系, 而且用平均购电电价来确定平时段电价具有直观性, 简单易行, 容易为用户接受。

5.5 基于 DSM 与用户购电费用分时电价与削峰填谷最优分时电价仿真结果比较

基于 DSM 与用户购电费用的分时电价与削峰填谷最优分时电价实行后仿真结果比较如表 5.4 和图 5.4 所示。

分时电价方式	峰负荷 (MW)	谷负荷 (MW)	峰谷负荷 差 (MW)	峰谷电价 比	用户购电费用 (元)
削峰填谷最优分时电价	6945.6	5899.6	1045.3	5.9700	6.5910×10^7
基于 DSM 与用户购电费用分时电价	6959.5	5898.3	1061.2	5.3757	6.2136×10^7

表 5.4 仿真结果数值比较

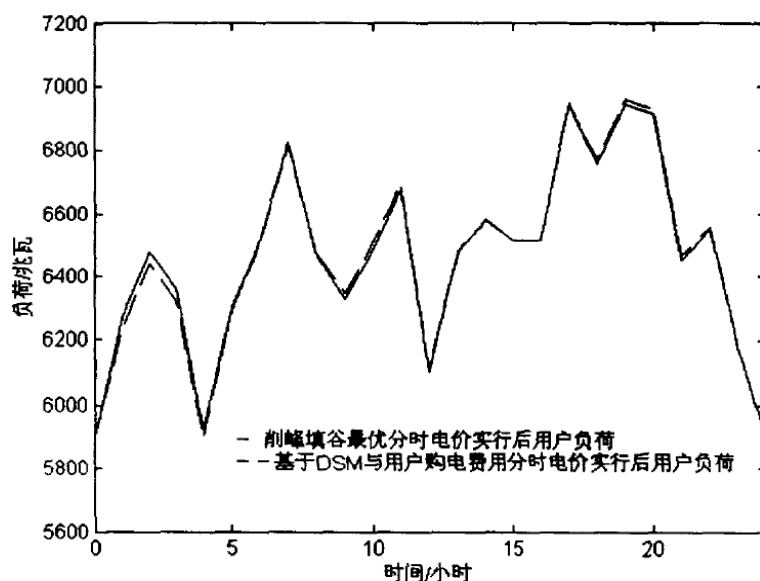


图 5.4 基于 DSM 与用户购电费用的分时电价与削峰填谷最优分时电价仿真结果比较

从图 5.4 可以看出, 基于 DSM 与用户购电费用的分时电价削峰填谷作用略差于削峰填谷最优分时电价, 但基本一致。

数值比较表明, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后, 峰负荷为 6959. MW, 比削峰填谷最优分时电价实行后峰负荷增加了 13. 9MW, 谷负荷为 5898. 3MW, 减小了 1. 3MW, 可以看出两种分时电价削峰填谷作用相差无几。但是, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价实行后, 用户购电费用为 $6. 2136 \times 10^7$ 元, 比削峰填谷最优分时电价实行后用户购电费用减少了 $3. 774 \times 10^6$ 元。因此, 从社会效益最优目标看, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价优于削峰填谷最优分时电价。

5.6 本章总结

本章在第三、四章研究的基础上, 对分时电价进行了进一步研究, 提出了基于 DSM 与用户购电费用多目标优化的分时电价, 使社会效益最大。本章建立了基于 DSM 与用户购电费用多目标优化分时电价数学模型, 根据数学模型设计了仿真算法, 运用 MATLAB 进行了数值仿真。

仿真结果表明, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价能起到很好的削峰填谷作用和减少用户购电费用。与基于 DSM 与 MCP 分时电价、削峰填谷最有分时电价仿真结果比较表明, 基于 DSM 与用户购电费用分时电价能够使社会效益最大。

6 总结

本文概述了国内外电力市场的兴起与发展,对国内外电力市场的研究进行了分析和比较,得出电价理论是电力市场的核心理论。

目前,电力市场的电价理论研究主要集中于发电侧的竞价机制与电价的形成、输电电价的确定和辅助服务电价的确定,对用户侧电价的研究相对较少。而用户侧电价的合理确定,可以使用户积极参与电力工业改革,调整用电方式和用电结构,使负荷保持在一个比较平稳的状态,提高电力系统运行效率和稳定性,使社会效益最优。

本文在文献[78]的基础上对分时电价进行了进一步研究。文献[78]的分时电价是以平时段电价为基准,峰、谷时段电价相应拉开,以达到削峰填谷的作用。因此,平时段电价的确定就尤为重要。

在文献[78]中,以实行分时电价前年平均电价为平时段电价。年平均电价可以反应实行分时电价前电力运行成本和用户用电水平,但是实行分时电价后,用户负荷将发生变化,进而影响发电侧报价。因此,以实行分时电价前年平均电价确定平时段电价并不能反应实行分时电价后的电力运行成本和用户用电水平。

针对目前分时电价中平时段确定的不合理性,本文对平时段电价的确定进行了研究。主要工作包括:

(1) 对用 MCP 确定平时段电价的可行性进行了研究,建立了基于 DSM 与 MCP 的分时电价数学模型,通过数值仿真验证了基于 DSM 与 MCP 侧分时电价的削峰填谷和减少用户购电费用的作用。通过用 MCP 确定平时段电价,将文献[78]的工作拓广到与电力市场报价端相关联的模型研究,从一个可行的途径将分时电价市场化,得到适应电力市场条件的分时电价体系。与此同时,用 MCP 来确定平时段电价,可以使分时电价更有说服力,容易为用户接受。

(2) 针对基于 DSM 与 MCP 的分时电价不能得到最优解的缺点,进行了削峰填谷最优分时电价研究,建立削峰填谷最优分时电价数学模型,利用数值仿真验证了该分时电价的削峰填谷作用,仿真结果比较显示了该分时电价在削峰填谷作用上的优势。但是,该分时电价使用户购电费用比文献[78]分时电价和基于 DSM 与 MCP 分时电价增加,不能使供电方和用户受益都增加,即社会效益最优。

(3) 针对削峰填谷最优分时电价不能使社会效益最优的缺点,提出了基于 DSM 与用户购电费用多目标优化分时电价,建立了相应数学模型,利用数值仿真验证了该分时电价的削峰填谷和减少用户购电费用的作用。仿真结果比较表明,该分时电价能在削峰填谷与减少用户购电费用之间达到最佳均衡,使社会效益最大。

本文旨在提出一种合理、易行的以平时段电价为基准的分时电价,对平时段电价

的确定进行研究,提出了三种平时段电价确定方法,通过数值仿真验证了这三种平时段下的分时电价的有效性。

在本文的数学模型中,我们假定电量转移按时间平均分配,虽然这样假设简化了计算,但实际负荷转移不可能按时间平均分配。因此,如何消除假设三有待进一步的研究,使数学模型更接近实际情况。

另外,我们在进行时段划分时,按照实行分时电价前负荷曲线进行划分,而分时电价实行后用户负荷将发生变化,峰、谷、平时段划分有可能发生变化。因此,分时电价时段划分也需要进一步研究。

综上所述,本文的分时电价研究是初步的,与达到实际应用要求的分时电价还有很大差距,希望本文工作能通过对分时电价的研究能够起到推动作用。

致 谢

本论文是在导师邹云教授的悉心指导下完成的。导师渊博的学识，严谨的治学态度，豁达宽厚的为人，言传身教，将使我受益终生，在此致以最崇高的敬意和由衷的感谢。

在论文工作期间，汤玉东博士提出了许多宝贵的意见，从中我得到了许多有益的启发，在此向他表示感谢。

在今后的学习和工作中，我将加倍努力，以优异的成绩来报答所有关心我的人。

参考文献

1. 于而铨, 韩放, 谢开, 曹昉. 电力市场. 北京: 中国电力出版社, 1998
2. 姚建刚, 章建, 银车来. 电力市场运营及其软件开发. 北京: 中国电力出版社, 2001
3. F. C. Schweppe, R. D. Tabors, J. L. Kirtley, Jr. H. R. Outhred, F. H. Pickel, A. J. Cox. Homeo-Static Utility Control. IEEE Trans. PAS, 1980, 3(99): 1151~1163
4. M. C. Caramanis, R. E. Bohn, F. C. Schweppe. Optimal SPOT Pricing: Practice and theory. IEEE Trans. PAS, 1982, 9(101): 3234~3245
5. M. C. Caramanis, N. Roukos, F. C. Schweppe. WRATES: A Tool for Evaluating the Marginal Cost of Wheeling. IEEE Trans. PS, 1989, 4(2): 594~605
6. R. E. Bohn, M. C. Caramanis, F. C. Schweppe. Optimal Pricing in Electric Network Over Space and Time. Rand Journal of Economics, 1984, 3(15): 360~376
7. M. C. Caramanis, N. Roukos, F. C. Schweppe. WRATES: A Tool for Evaluating the Marginal Cost of Wheeling. IEEE Trans. PS, 1989, 2 (4): 594~605
8. M. Munasinghe. Electricity Pricing: A Comprehensive framework. IEEE Trans. PAS, 1981, 8 (100): 3959~3963
9. Tatsuo Oyama. Applying mathematical Programming to Measure Electricity marginal Costs. IEEE Trans. PAS, 1983, 5 (102): 1324~1330
10. Tatsuo Oyama. Theoretical Aspects of An Electricity Marging Cost Model. IEEE Trans. PS, 1987, 2 (2): 413~421
11. Sandra Burns, George Gross. Value of Service Reliability. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 825~834
12. R. John. Kaye, Felix F. Wu, Pravin Varaiya. Pricing for System Security. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(2): 575~583
13. Daniel Kirschen, Goran Strbac. Tracing Active and Reactive Power Between Generators and Loads Using Real and Imaginary Currents. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(4): 1312~1318
14. John W. Lamont, Jian Fu. Cost Analysis of Reactive Power Support. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 890~898
15. Lamot. J. W. Cost Analysis of Reactive Power Support. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14 (3) : 890~898
16. Roger Bjorgan, Chen-Ching Liu, Jacques Lawarree. Financial Risk Management in a Competitive Electricity Market. IEEE Transactions on power systems, 1999, 14(4): 1285~1291
17. Chao-an Li, Alva J. Svoboda. Revenue Adequate Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(2): 492~497
18. Gedra T. W. On Transmission Congestion and Pricing. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14 (1) : 2415~2483
19. Carlos Silva, Bruce F. Wollenberg, Charles Z. Zheng. Application of

- Mechanism Design to Electric Power Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 1 (16): 1~8
20. Xiaohong Guan, Yu-Chi Ho, David L. Pepyne. Gaming and Price Spikes in Electric Power Markets. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 3 (16): 402~408
21. Marcelino Madrigal, Victor H. Quintana. Existence and Determination of Competitive Equilibrium in Unit Commitment Power Pool Auctions: Price Setting and Scheduling Alternatives. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 3 (16): 380~388
22. 戴彦, 倪以信, 文福栓, 韩祯祥. 电力市场下的无功电价研究. 电力系统自动化, 2000, 24(5): 9~14
23. 言茂松, 李晓刚. 适合国情的实用当量电价法. 电力系统自动化, 2000, 24(4): 1~5
24. 曾鸣, 刘敏. 我国区域性电力市场中电价及其相关问题研究. 电力系统自动化, 2000, 3 (24): 5~10
25. 江健健, 康重庆, 夏清, 沈瑜, 丁军威, 赵傲. 一种新的边际电价制定体制. 电力系统自动化, 2001, 22 (25): 10~14
26. 于尔铿, 周京阳, 张学松. 电力市场竞价模型与原理. 电力系统自动化, 2001, 1 (25): 24~27
27. 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电报价曲线研究. 电力系统自动化, 2001, 2 (25): 23~26
28. 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电报价算法(一)一排队法. 电力系统自动化, 2001, 4 (25): 16~19
29. 于尔铿, 周京阳, 吴玉生, 王功涛. 发电报价算法(二)一等报价法. 电力系统自动化, 2001, 5 (25): 10~13
30. 吴玉生, 周京阳, 王功涛, 于尔铿. 发电报价算法(三)一动态规划法. 电力系统自动化, 2001, 6 (25): 19~22
31. 周京阳, 吴玉生, 王功涛, 于尔铿. 发电报价算法(四)一网络流规划法. 电力系统自动化, 2001, 7 (25): 23~26
32. 王功涛, 于尔铿, 周京阳, 吴玉生. 发电报价算法(五)一线性规划法. 电力系统自动化, 2001, 8 (25): 20~23
33. 王锡凡. 分段竞价的电力市场. 中国电机工程学报, 2001, 12 (21): 1~6
34. 张亚林, 吴耀武, 熊信良. 电力市场条件下发电企业竞价策略探讨. 湖北电力, 2001, 1 (25): 57~59
35. 文福栓, A. K. David. 电力市场中的投标策略. 电力系统自动化, 2000, 14 (24): 1~6
36. 张少华, 李渝曾, 周永兴, 江峰青. 考虑电力差价合同的发电厂报价策略研究. 电力系统自动化, 2000, 8 (24): 15~18
37. 赖菲, 管晓宏, 翟桥柱, 周佃民. 小型电力供应商的竞标策略研究. 电力系统自动化, 2000, 16 (24): 6~12
38. 管晓宏, 赖菲. 电力市场重电力供应商竞标策略的选择. 电力系统自动化, 2000, 11 (24): 10~13
39. 陈江兴. 电力市场竞价上网的初探. 华东电力, 2000, 7: 32~33

40. 任震, 吴杰康, 吴重民. 在竞争的电力市场下的传输阻塞管理与定价. 电力系统自动化, 2001, 2 (25): 19~22
41. 黄继明, 薛年华, 张维. 电力市场中输电定价问题的探讨. 电网技术, 2000, 11 (24): 49~52
42. 蔡兴国, 刘玉军. 边际成本法在输电定价中的应用. 电力系统自动化, 2000, 6 (24): 21~23
43. 林曦, 顾锦文. 用最优潮流计算电力转送费用. 电力系统自动化, 2000, 7 (24): 11~15
44. 李晓刚, 言茂松. 我国运行备用辅助服务市场的模式与定价研究. 电力系统自动化, 2000, 9 (24): 12~18
45. 汤震飞, 唐国庆, 于尔铿, 李杨. 电力市场输电定价. 中国电机工程学报, 2001, 10 (21): 91~95
46. 王庆红, 胡国根. 考虑系统安全性和回收成本协调的最优输电服务电价模型. 电网技术, 2000, 11 (24): 44~48
47. 余志伟, 高大伟, 谢志棠, 钟志勇, 汪震. 多区域互联电力系统输电服务边际电价理论. 电力系统自动化, 2000, 16 (24): 1~5
48. 余志伟, 高大伟, 谢志棠, 钟志勇, 汪震. 多区域互联电力系统输电服务边际电价的实现和分析. 电力系统自动化, 2000, 17 (24): 4~7
49. 郑斌, 王秀丽. 电力市场电价理论的分析与综述(一): 边际成本定价理论. 迈向新世纪的高校电力科技. 湖北科学技术出版社, 1999, 1202~1207
50. 王秀丽, 郑斌. 电力市场电价理论的分析与综述(二): 竞价机制及转运电价. 迈向新世纪的高校电力科技. 湖北科学技术出版社, 1999, 1208~1215
51. 肖湘宁, 徐永海. 电能质量问题剖析. 电网技术, 2001, 25 (3): 66~69
52. 王锡凡, 王秀丽, 别朝红. 电力市场条件下电力系统可靠性问题. 电力系统自动化, 2000, 24 (8): 19~22
53. Seshamani Narasimhan, Sohrab Asgarpoor. A Fuzzy~Based Approach for Generation System Reliability Evaluation. Electric Power Systems Research, 2000, 53 (2): 133~138
54. 吴开贵, 王韶, 张安邦等. 基于 RBF 神经网络的电网可靠性评估模型研究. 中国电机工程学报, 2000, 20 (6): 9~12
55. 张焰. 电网规划中的可靠性成本~效益分析. 电力系统自动化, 1999, 23 (15): 33~35
56. 张焰, 张国慧. 电网规划中的最小模糊缺电成本计算研究. 系统工程理论与实践, 2000, (7): 123~127
57. 沈根才. 正确规划电网结构, 重视电网稳定性. 电力系统自动化, 2001, 25 (9): 38~41
58. 言茂松, 邹斌, 张少华. 抽水蓄能电站随机模拟及运行优化. 控制与决策, 1992, 7 (5): 367~371
59. 言茂松, 张少华, 程道平. 抽水蓄能电站的系统建模及其应用. 中国电机工程学报, 1996, 16 (1): 10~15
60. 梅祖彦. 发展我国抽水蓄能建设的迫切性. 电气时代, 1999, (10): 8~10
61. 吴涛, 郭嘉阳, 李华伟. 华北电网利用十三陵抽水蓄能电厂水电机组进行黑启动的试验研究. 电网技术, 2001, 25 (3): 56~58

62. 陈湘匀. 广州蓄能水电厂作为广东电网黑启动电源的可行方案. 电力系统自动化, 2001, 25 (13): 42~44
63. 盛建伦. 火力抽水—蓄能发电的经济性分析. 电力系统自动化, 2001, 25 (6): 60~62
64. B. Daryanian, R. E. Bolin, R. D. Tabors. Optimal Demand~Side Response to Electricity Spot Prices for Storage~Type Customers. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4 (3): 897~903
65. S. Rahman, Rinaldy. An Efficient Load Model for Analyzing Demand Side Management Impacts. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8 (3): 1219~1226
66. A. K. David, Y. Z. Li. Effect of Inter~temporal Factors on the Real Time Pricing of Electricity. IEEE Transactions on Power Systems, 1993, 8 (3): 44~52
67. Rajesh Rajaraman, Jayant V. Salashkar, Fernando Alvarado. The Effect of Demand Elasticity on Security Prices for the Poolco and Multi~Lateral Contract Models. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(3): 1177~1183
68. Daniel S. Kirschen, Goran Strbac, Pariya Cumperayot, Dilemar de Paiva Mendes. Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15 (2): 612~617
69. J. G. Roos, I. E. Lane. Industrial Power Demand Response Analysis for One~Part Real~Time Pricing. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(1): 159~164
70. 胡兆光. 需求侧管理在中国的应用与实施. 电力系统自动化, 2001, 25(1): 41~44
71. 吴杰康, 任震, 黄雯莹等. 在全面开放的电力市场中用户用电管理及策略. 电网技术, 2001, 25 (8): 50~57
72. 张晓光. 东北电网开展需求侧管理(DSM)研究的初步设想. 东北电力技术, 2002, 1: 46~47
73. 常全军. 电力公司适应电力需求侧管理策略探讨. 电力需求侧管理, 2002, 2 (4): 51~52
74. 徐任武. 技术移荷: DSM 工作的当务之急. 电力需求侧管理, 2001, 1 (3): 21~23
75. 言茂松. 电能价值当量分析与分时电价预测. 北京: 中国电力出版社, 1998
76. 马金明, 秦雷鸣, 朱振青. 供电公司分时售电电价研究. 电力系统自动化, 2002, 5 (26): 9~12
77. 李扬, 王治华, 卢毅等. 峰谷分时电价的实施及大工业用户的响应. 电力系统自动化, 2001, 25 (8): 45~48
78. 汤玉东, 王明飞, 邹云. 基于 DSM 的分时电价研究. 电力需求侧管理, 2000, (3): 14~16
79. 朱成章, 徐任武. 需求侧管理. 北京: 中国电力出版社, 1999
80. 杨志荣, 劳德容. 需求方管理(DSM)及其应用. 北京: 中国电力出版社, 1999
81. 曾鸣. 电力需求侧管理的激励机制及其应用. 北京: 中国电力出版社, 2001
82. 曾鸣. 电力需求侧管理. 北京: 中国电力出版社, 2000
83. 电力工业部计划用电办公室. 国外需求侧管理. 北京: 中国电力出版社, 1997
84. 江苏省电力局、用电处. 98 年江苏省城市负荷调查报告. 1999
85. 成伯清, 李林艳. 消费心理. 南京: 南京大学出版社, 1994

86. 马谋超, 高云鹏. 消费者心理学. 北京: 中国商业出版社, 1997
87. 陈智勇. 消费心理学. 北京: 北京工业大学出版社, 1998
88. A. 乔依科奇, D. R 汉森, L. 达克斯丁. 多目标决策分析及其在工程和经济中的应用. 北京: 航空工业出版社, 1987
89. 张家琦. 决策分析. 北京: 首都师范大学出版社, 1998
- 90 杨莉 邱家驹 江道灼. 基于 BP 网络的下一交易日无约束市场清算价格预测模型. 电力系统自动化, 2001, 25 (19): 11-14
- 91 杨莉 黄民翔 邱家驹 江道灼. 基于模块网络的市场清算价格预测模型. 中国电机工程学报. 2002, 22 (8): 44-48
- 92 刘国正 付祥明 高伏英 王立群 郑苗荣 王维明 胡余富 陈武军 杨国富. 基于神经网络的浙江发电市场清算价格预测方法. 电力系统自动化, 2002, 26 (9): 49-52