

类号: TM73

单位代码: 10335

密级: 非涉密论文

学 号: 21710057

# 浙江大学

## 硕士学位论文



中文论文题目: 面向需求侧主动响应的电力套餐  
和偏差考核机制设计

英文论文题目: Design of Electricity Plans and Energy  
Imbalance Settlement Mechanism to Active  
Demand Response of Power Demand Side

申请人姓名: 侯佳萱

指导教师: 林振智

合作导师: \_\_\_\_\_

专业名称: 电气工程

研究方向: 电力市场与需求响应

所在学院: 电气工程学院

论文提交日期 2020 年 1 月

面向需求侧主动响应的电力套餐  
和偏差考核机制设计



论文作者签名:\_\_\_\_\_

指导教师签名:\_\_\_\_\_

论文评阅人 1: \_\_\_\_\_

评阅人 2: \_\_\_\_\_

评阅人 3: \_\_\_\_\_

评阅人 4: \_\_\_\_\_

评阅人 5: \_\_\_\_\_

答辩委员会主席: \_\_\_\_\_

委员 1: \_\_\_\_\_

委员 2: \_\_\_\_\_

委员 3: \_\_\_\_\_

委员 4: \_\_\_\_\_

委员 5: \_\_\_\_\_

答辩日期: \_\_\_\_\_

**Design of Electricity Plans and Energy Imbalance**  
**Settlement Mechanism to Active Demand Response of Power**

**Demand Side**



**Author's signature: \_\_\_\_\_**

**Supervisor's signature: \_\_\_\_\_**

Thesis reviewer 1: \_\_\_\_\_

Thesis reviewer 2: \_\_\_\_\_

Thesis reviewer 3: \_\_\_\_\_

Thesis reviewer 4: \_\_\_\_\_

Thesis reviewer 5: \_\_\_\_\_

Chair: \_\_\_\_\_

(Committee of oral defence)

Committeeman 1: \_\_\_\_\_

Committeeman 2: \_\_\_\_\_

Committeeman 3: \_\_\_\_\_

Committeeman 4: \_\_\_\_\_

Committeeman 5: \_\_\_\_\_

Date of oral defence: \_\_\_\_\_

# 浙江大学研究生学位论文独创性声明

本人声明所呈交的学位论文是本人在导师指导下进行的研究工作及取得的  
研究成果。除了文中特别加以标注和致谢的地方外，论文中不包含其他人已经发  
表或撰写过的研究成果，也不包含为获得浙江大学或其他教育机构的学位或  
证书而使用过的材料。与我一同工作的同志对本研究所做的任何贡献均已在论文  
中作了明确的说明并表示谢意。

学位论文作者签名：

签字日期：

年 月 日

## 学位论文版权使用授权书

本学位论文作者完全了解 浙江大学 有权保留并向国家有关部门或机  
构送交本论文的复印件和磁盘，允许论文被查阅和借阅。本人授权 浙江大学  
可以将学位论文的全部或部分内容编入有关数据库进行检索和传播，可以采用影  
印、缩印或扫描等复制手段保存、汇编学位论文。

（保密的学位论文在解密后适用本授权书）

学位论文作者签名：

导师签名：

签字日期： 年 月 日

签字日期： 年 月 日

## 基金资助

本文研究得到了国家重点研发计划资助项目(2016YFB0901100)和国家自然科学基金资助项目(51777185)的资助，特此感谢！

## 摘 要

随着电网峰谷差的持续攀升、可再生能源渗透率的不断提高以及电化学储能技术的逐渐成熟,电力需求响应成为提升电网运行经济性、灵活性和可靠性的必要手段。电力现货市场建立前,中国电力中长期市场中的需求响应机制和偏差电量考核机制对于调动需求侧参与电网友好互动的积极性、促进市场化改革的平稳过渡具有重要作用。本文主要完成了如下工作:

(1)提出了一种新的需求侧主动响应策略——面向工商业用户的电力套餐,并对电力套餐的设计问题进行了优化研究。首先,采用基于特性指标降维的负荷聚类方法辨识工商业用户的负荷特征,为电力套餐的设计进行市场细分;其次,在综合考虑电费支出满意度和用电方式满意度对用户决策的影响的基础上,基于多项 Logit 模型构建用户对电力套餐的选择行为模型;接着,构建基于成本-效益分析的电力套餐综合评估模型,以衡量电力套餐的经济价值;然后,在此基础上提出以最大化益本比为优化目标的电力套餐设计的优化模型。算例采用某地区工商业用户的实际数据,结果显示了所提出的电力套餐的经济价值及其调动需求侧主动参与负荷管理的效果。

(2)提出了一种新的需求侧偏差考核机制,并对该机制的关键参数进行优化设计。借鉴国外监管机构针对配电公司供电可靠性实施的绩效考核机制(performance based regulation, PBR),设计了一种考核单价为分段线性的需求侧偏差电量考核机制。考虑该机制中涉及的交易中心和售电公司这两大利益主体,构建了随机双层规划模型以优化设计该机制中的关键参数。其中上层站在规则制定者的角度,以电力交易中心平衡账户在规划周期内余额方差之和最小为目标,构建偏差考核机制关键参数优化设计模型;下层站在售电公司的角度,提出了售电公司在偏差电量考核机制下考虑可再生能源配额要求的最优经营策略。将柔性负荷作为售电公司应对偏差考核的措施,基于消费者心理学来量化电力用户在给定的经济激励下的负荷调整行为。考虑到可再生能源发电出力和用户用电需求的双重不确定性,采用条件风险价值(conditional value-at-risk, CVaR)来衡量售电公司面临的风险。采用中国某省级电力市场的实际运行数据进行算例分析,结果表明所提出的分段线性偏差考核机制能有效激励售电公司主动开展需求响应提

高偏差管理能力,且所构建的随机双层规划模型可帮助规则制定者定量设计偏差电量考核机制的关键参数。此外,该优化设计模型能有效反映电力交易中心偏差考核机制参数设置和可再生能源配额制的实施对售电公司行为和绩效的影响,为电力交易中心在可再生能源配额制的不同阶段下制定具体市场实施细则提供参考。

**关键词:** 中长期市场; 电力需求响应; 电力套餐; 偏差考核机制; 可再生能源配额制; 售电公司

## ABSTRACT

Demand response (DR) is regarded as one of the most important solution to the increasing peak-valley differences, renewable energy sources and transformation of energy structure. Before the establishment of the spot electricity market in China, the DR mechanism and the Energy Imbalance Settlement (EIS) mechanism play a crucial role in stimulating demand side participation in load management and promoting a smooth transition to market-oriented reforms. The main contributions of this work are summarized as follows:

(1) A novel DR plan is proposed, which is named as electricity plans for industrial and commercial customers. The design of electricity plans is studied in depth. In order to obtain market segmentation, pattern index clustering is used to identify the load characteristics of industrial and commercial customers. Taking customer satisfaction with electricity bills and the way of electricity consumption into account, a customer choice behavior model based on multinomial logit model (MNL) is built. To measure the economic value of electricity plans, a comprehensive evaluation model for electricity plans is proposed based on cost-benefit analysis. On this basis, an optimization model for designing electricity plans is established, in which maximizing the benefit cost ratio is taken as the optimization objective. At last, a case is studied to verify the economic value and the role of the active participation in load management of electricity plans.

(2) A novel EIS mechanism with a piecewise linear penalty pricing scheme is proposed, learning from the performance-based regulation (PBR) in distribution systems. For optimizing the parameters in the proposed EIS mechanism, a stochastic bilevel model is presented considering two kinds of stakeholders involved, namely the Power Exchange (PX) and retailers. In the upper-level model, an optimal parameter setting model for policymakers to minimize the variance of deposit in the balancing account of PX is presented. On the other hand, a decision-making tool for retailers under the Renewable Portfolio Standard (RPS) is developed in the lower-level model. As a self-balance measure of retailers, flexible demands are incorporated into the lower-



level problem. Consumer psychology is applied to quantify customer consumption adjustments in response to the financial incentives given by retailers. The risk faced by the retailers is modeled using conditional value-at-risk (CVaR), taking into account the uncertainties associated with renewable energy production and customer demand. Simulation results of a provincial electricity market in China show that the proposed method can effectively motivate retailers to improve their imbalance management capability and assist policymakers in determining the parameters of the EIS mechanism. Besides, the proposed method provides insights into the impacts of parameter setting of the EIS mechanism on the behavior and performance of retailers.

**Key words:** forward electricity market; demand response; electricity plans; imbalance settlement mechanism; renewable portfolio standard; electricity retailer

## 目 录

基金资助.....	I
摘    要.....	II
ABSTRACT.....	IV
目    次.....	VI
第 1 章 绪论 .....	1
1.1 研究背景与意义 .....	1
1.2 国内外研究现状 .....	3
1.2.1 需求响应研究现状 .....	3
1.2.2 电力套餐研究现状 .....	6
1.2.3 偏差电量处理机制研究现状 .....	7
1.3 本文主要研究内容 .....	12
第 2 章 面向需求侧主动响应的工商业用户电力套餐优化设计 .....	15
2.1 引言 .....	15
2.2 需求响应下的工商业用户负荷特征辨识 .....	16
2.3 基于用户效用和 MNL 的电力套餐选择决策行为模型 .....	17
2.4 基于成本-效益分析的电力套餐评估模型 .....	20
2.5 面向需求响应的工商业用户电力套餐设计的优化模型 .....	22
2.6 算例分析 .....	26
2.7 本章小结 .....	31
第 3 章 考虑售电公司最优经营策略的偏差电量考核机制设计 .....	33
3.1 引言 .....	33
3.2 基于 PBR 的分段线性偏差电量考核机制 .....	34
3.3 偏差电量考核机制设计的随机双层优化模型 .....	40
3.3.1 双层优化模型框架 .....	40
3.3.2 确定偏差考核机制参数的上层优化模型 .....	42
3.3.3 确定售电公司最优经营策略的下层优化模型 .....	43
3.4 算例分析 .....	51

3.4.1 基础数据和假设 .....51

3.4.2 偏差电量考核机制设计随机双层规划结果 .....53

3.4.3 风险偏好对售电公司经营策略和偏差考核机制参数设置的影响分析 .....55

3.4.4 可再生能源电力配额比例对售电公司经营策略和偏差考核机制的影响分析 .....57

3.5 本章小结 .....58

第 4 章 总结与展望 .....60

4.1 总结 .....60

4.2 展望 .....61

参考文献.....62

攻读硕士学位期间发表或录用的论文及科研成果.....70

致谢.....71

## 第1章 绪论

### 1.1 研究背景与意义

近年来,随着产业结构调整和人民生活水平的日益提高,高峰期电力供给不足问题日益突出。局部时段电力供应无法满足迅速增长的负荷需求,拉闸限电情况不断发生,电荒问题凸显<sup>[1]</sup>。间歇性可再生能源的大规模并网和电动汽车的大量接入,意味着我国能源结构向绿色化、清洁化、低碳化方向转变,同时也对电网的运行和管理提出了更高的要求。电力供应的季节性紧缺和时段性紧缺导致供需矛盾越来越大,甚至会给电网的安全稳定运行造成严重威胁<sup>[2]</sup>。以上种种矛盾,迫切要求我国改变传统的电力系统运行和规划方式,通过调动需求侧资源解决电力供需不平衡问题,改善电网的经济运行效率,促进资源的合理配置<sup>[3]-[4]</sup>。

需求响应使得用户能参与电力市场并且实现与电网的友好互动。对用户而言,通过参与 DR 项目,用户可以减少电费支出或获得经济上的激励;对电力系统而言,DR 的实施增加了运行的灵活性,减少了停电次数,提升了系统运行的可靠性和效率;对于电力市场而言,DR 不仅能降低市场出清价格的波动性,也能缓解发电商侧行使市场力的行为<sup>[5]</sup>。

新一轮电力体制改革的环境下,我国十分重视需求响应的开展。2015 年 3 月中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》,明确指出要积极开展电力需求侧管理和能效管理,完善有序用电和节约用电制度,通过市场手段增大系统的柔性调节能力,保障生活和生产安全,完成电网角色由管理型向服务型的转变<sup>[6]</sup>。2016 年 11 月 7 日,国家发改委、国家能源局发布《电力发展“十三五”规划》,对大力提高需求响应能力作了阶段性的部署,强调了需求响应作为系统调峰手段的重要意义和价值,增加用户选择权,鼓励用户参与需求响应<sup>[7]</sup>。

我国目前大部分省市还未建设电力现货市场,现阶段主要开展以年、月、周等日以上为交易周期的中长期交易,以一段时间内的电量为交易标的。由市场的供需平衡到系统的物理平衡的过渡是由调度计划的编制和实时的调控来进行的,实际发用电量与合同电量之间的偏差不可避免。偏差电量产生的原因主要包括三个方面:系统、机组和用户,即系统原因是由于负荷预测偏差、系统阻塞导致,

机组原因包括机组出力偏差、非计划停运、燃料储备等,用户原因包括订单变化、天气变化、政策环境等不确定因素引起的需求变化。

电力系统实时运行过程中,合同双方发、用电功率并非实时相等,受到电力运行功率必须实时相等的物理约束,一方产生的偏差将由其他多个发电主体来承担,如果继续按照合同结算必然导致结算在各主体之间的不公平。2016 年底国家发改委、能源局发布的《电力中长期交易基本规则》(以下简称《基本规则》)明确指出“建立合同偏差电量结算机制,发电企业和电力用户的合同偏差分开结算”,对于单个发电企业(或用户),只需根据其自身的实际发(用)电量和合同电量来结算,与合同另一方的实际执行情况无关,即实现合同发电侧和用电侧结算上的功率解耦<sup>[8]</sup>。

国内各省市出台的电力中长期市场交易规则都涵盖了对偏差电量处理方式和考核机制的相关规定,各地区对需求侧偏差电量的处罚方式也有所不同。例如:云南省通过取消一定时间段内参与直接交易市场资格或终止合同进行惩罚;安徽省通过滚动调整方式处理偏差电量;江苏省则通过收取考核费用进行惩罚。各省无论在免考核范围还是考核力度上都存在差异,例如:广西、浙江、四川、湖南允许用户侧偏差范围为 $\pm 3\%$ <sup>[9]</sup>;重庆、河北、湖北允许用户侧偏差范围为 $\pm 5\%$ ;安徽省允许用户侧偏差范围为 $-5\%$ ;山东省允许用户侧偏差范围为 $-2\%$ 和 $+6\%$ <sup>[10]</sup>。偏差电量免考核范围的大小直接关系到市场主体的盈利情况。例如:2018 年上半年,广东省售电公司净收益 1.4 亿元,其中价差电费 2.9 亿元,考核费用 1.5 亿元,约 26%的售电公司面临亏损风险<sup>[11]</sup>。重庆市对用户侧的偏差考核较广东省更为宽松,其免考核范围为 $\pm 5\%$ ,但因市场主体对交易规则和政策调整不熟悉且偏差考核具体操作极为复杂,对 2017 年度直接交易相关主体豁免 2017 年偏差考核,不追究电量偏差违约责任<sup>[12]</sup>。

电力需求响应工作的开展刻不容缓,然而我国大部分地区还未建立现货市场,中长期电力交易下需求侧资源参与市场的机制缺失成为制约需求响应项目实施的关键因素。因此,亟需建立中长期市场机制下的需求侧主动响应策略,以适应现阶段需求响应技术落后、电力市场开放程度不高、电力定价行政化、不能充分反映边际成本变化等特点。同时,中长期交易过程中的需求侧的实际用电量与合同电量之间的偏差不可避免,亟需建立合理的偏差考核机制以激励需求侧提高负

荷管理能力。在当前电力体制改革分阶段推进、计划电量以一定比例开放的电力市场环境下，合理地设计偏差电量考核机制对于培育售电主体，引导其主动开展需求响应、进行负荷管理具有重要意义。

## 1.2 国内外研究现状

### 1.2.1 需求响应研究现状

#### 1.2.1.1 需求响应项目的分类

需求响应（Demand Response，简称DR）是一种重要的需求侧资源，可定义为：为响应电价随时间的波动或在批发市场高价时为引导用户减少用电而设计的激励或当电力系统安全稳定受到威胁时，终端用能用户改变其原有用电方式的行为<sup>[13]</sup>。进入二十一世纪以来，随着电力工业市场化改革的发展，风电、光伏等间歇性可再生能源渗透率的提高，高级计量体系和智能家居的普及，环保低碳观念的深入，以互动化、信息化、数字化和自动化为特征的智能电网概念深入人心，为需求响应的实施提供了技术保障和资金、政策支持。需求侧和电网的双向互动也是实现智能电网建设目标的关键环节<sup>[14]</sup>。

需求响应项目通常被分为两类：基于价格的DR和基于激励的DR。前者以时变的电价鼓励用户参与项目，后者是在发生需求响应事件时，按用户侧削减的负荷量提供激励<sup>[15]</sup>。表1-1所示两种类型DR所包含的常见项目。

表 1-1 需求响应项目分类

TABLE 1 Classification of demand response programs

分类	项目	特点
电价型 DR	分时/季节性电价	电价随一天中不同时段或一年中不同季节而变化
	尖峰电价	在分时电价的基础上尖峰时段额外高电价，每年允许电力公司执行尖峰电价的时间受限制，如每年 9 至 15 天
	实时电价	电价持续变化，通常是按小时调整，以反映电力批发市场的价格
激励型 DR	直接负荷控制	用户同意电力公司直接进行负荷控制，并获得一定激励
	可中断和可削减负荷	用户同意根据要求削减负荷，并享受电费优惠；若不削减则需接受惩罚

	紧急电力需求响应	用户可靠性事故等紧急情况下削减负荷，并获得激励
	需求侧投标	用户申报价格-削减量曲线，参与市场投标
	容量市场项目	用户获得固定的支付，并承诺在紧急情况下削减负荷，作为系统容量替代品
	辅助服务市场项目	用户以负荷削减的形式作为运行备用，与发电侧对等参与辅助服务市场

### 1.2.1.2 需求响应项目的成本与效益

实施DR需投入的成本包括参与成本（Participate cost）和系统成本（System cost）<sup>[16]</sup>。表1-2所示为需求响应成本的具体分类。参与成本中的初始投资成本（包括设备投资和激励费用）一般由DR管理者承担，特殊事件成本由参与DR项目的用户承担。系统成本包含初始成本和项目进行成本，一般来源于税收，在某些情况下，也可从用户电费单中的公共福利费用（Public benefits charge）得到回收。

表 1-2 需求响应成本分类

TABLE 1-2 Classification of demand response costs

成本类型		成本	成本回收机制
参与成本	初始投资成本	技术设备投资	用户支付；从公共利益或需求响应项目获得激励资金来源，以抵消部分成本
		制定需求响应计划和策略	
	特殊事件成本	舒适度下降/不便成本	用户承担放弃用电的机会成本
		失去业务	
		重新安排计划的费用（如加班费）	
		发电机燃油和维护费用	
系统成本	初始投资成本	计量/通信系统升级	成本和成本责任水平根据升级范围（如大客户与大市场）、高级计量系统或升级的实用商业案例以及立法/政策不同
		设备或软件成本，计费系统升级	电力公司通过电费将这部分费用嫁接给用户
		客户教育	纳税人，公共福利基金

	项目进行成本	项目管理	电力公司、独立运营商承担，并通过税收回收
		营销/人力资源	
		用户培训	
		项目评估	
		计量/通信	

DR的效益站在不同的市场参与者角度来看是不一样的（见表1-3）。对整个系统而言需求响应可以增加电力系统灵活性，补偿风力发电带来的频繁和极端的波动，降低系统运行的成本。对用户来说，一方面通过直接参与DR项目来减少电费的支出或获得一定的奖励，另一方面间接地通过DR项目避免电力价格的大幅波动，规避价格转移的风险。除此之外，需求响应还有环境效益，相当于清洁的虚拟电厂，能延缓电网升级，避免调峰机组的投资，减少碳排放，促进节能减排[17]。

表 1-3 DR 对不同市场参与主体的潜在效益

TABLE 1-3 Classification of demand response benefits

	系统运行	电网扩容	市场运营
发电侧	<ul style="list-style-type: none"><li>减少用电高峰时期的发电量；降低电力生产成本，减少碳排放</li><li>辅助供需平衡(对间歇性发电尤为重要)</li><li>减少为增强供应短期可靠性所需要的运转备用容量需求</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>避免调峰机组的投资</li><li>减少容量备用需求或增强供电的长期可靠度</li><li>促进间歇性可再生能源消纳</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>降低供需不平衡的风险</li><li>抑制市场力</li><li>减少批发价格波动</li></ul>
需求侧	<ul style="list-style-type: none"><li>加强用户对用电成本、用电量及环境影响的认知</li><li>为用户提供选择而实现效用最大化</li><li>减少电费支出或获得报酬的机会</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>在对用电量和成本认知度提高的情况下做出投资决策</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>增加需求弹性</li></ul>
输配电	<ul style="list-style-type: none"><li>缓解输配电网阻塞</li><li>管理意外事件,避免电力中断</li><li>减少整体损耗</li><li>推动技术操作</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>推迟电网升级改造的投资需求或增强电网长期可靠度</li></ul>	



零 售 商			<ul style="list-style-type: none"><li>• 降低供需不平衡风险</li><li>• 减少价格波动</li><li>• 新产品，为客户提供更多选择</li></ul>
-------------	--	--	--

1.2.1.3 需求响应项目开展情况

目前，需求响应项目已经在工商业用户中广泛开展，文献[18]提出了工业需求响应资源参与辅助服务市场的多智能体响应模型，从而选取最优辅助服务定价方案 and 用户侧的最优参与模式；文献[19]提出了商业楼宇空调参与电网削峰的负荷调控技术，并从用户响应角度提出调控效果评价指标。关于居民用户的需求响应，文献[20]对智能电网居民小区在分时电价、尖峰电价、实时电价等价格型 DR 和可中断负荷响应激励型 DR 下的可削减柔性负荷的实时优化调度模型进行建模，为负荷聚合商的需求响应调度策略提供参考；文献[21]针对居民用户响应意愿差异化的特性，提出了等梯度迭代学习策略，帮助售电商以最优价格激励用户较为精准地完成目标响应量；文献[22]提出一种综合考虑动态价格信号、利益函数、消费者舒适度损失的居民响应模型；文献[23]提出一种面向居民用户群参与下的日前-日内、自由-弹性-基准响应的协同优化策略，实现了偏差允许范围内的需求响应。由此可见，现行的居民用户需求响应项目大都以完善的市场机制（现货电能量市场和辅助服务市场）为基础，通过时变的价格信号和激励机制来引导用户改变用电行为。

1.2.2 电力套餐研究现状

国外的售电市场已经比较成熟且竞争充分，售电商为了吸引和保持用户，制定了各具特色的电力套餐。美国德州的售电商主要根据供电地区、计费方式（包括固定费率、可变费率、阶梯电价、单一电价、分时电价等）和支付方式的不同组合设计不同的套餐。此外还有针对节能减排和削峰填谷目标设置的绿色电力套餐和电动汽车套餐等<sup>[24]</sup>。除此以外，英国的在线电力套餐(online electricity plans)和电气同购套餐（dual fuel plans）<sup>[25]</sup>，澳大利亚的固定费用电力套餐（fixed cost electricity plans）<sup>[26]</sup>以及法国的负荷率电价<sup>[27]</sup>也各有特色。我国当前没有真正意

义上的电力市场,目前只有云南省推出了居民用户电力套餐。国内外目前已有关于电力套餐的研究,主要从以下几个方面展开:(1)从节能减排的角度出发,文献[28]提出了一种考虑二氧化碳排放税和市场力控制问题的动态价格设计方法;文献[29]基于成本回收理论提出两种零售定价机制——实时电价和考虑需求费用的两部制电价,以鼓励分布式可再生能源发电。(2)从提升电网运行经济性和电力市场效率的角度出发,文献[30]运用机制设计理论设计了分散激励性的实时电价机制;文献[31]将 Vickrey-Clarke-Groves 定价机制应用到未来智能电网的需求侧管理中。(3)从削峰填谷的角度出发,文献[32]-[33]设计了针对电动汽车充电站的最优动态电价定价方案;文献[34]运用心理学和行为经济学理论确定提高用户的选用率和促进需求响应开展的电价机制;文献[35]建立了智能空调响应电网尖峰折扣电价的动态信息融合优化模型,实现对空调系统的自动在线优化控制。

### 1.2.3 偏差电量处理机制研究现状

#### 1.2.3.1 电力中长期交易规则中的偏差处理机制

目前我国大部分地区电力交易以年度、月度为周期的中长期电量交易为主。交易电量与计划电量都由调度机构按照一定的规则分解到月、日以及每天 96 时段,合同执行需要满足“三公”调度原则<sup>[36]</sup>。中长期交易模式下,产生偏差电量的原因包括三个方面:系统、用户和机组。系统原因是由于负荷预测偏差、系统阻塞等导致,用户原因是由于用户的需求变化导致的,机组自身原因包括机组出力偏差、非计划停运等自身原因导致。

实时运行过程中,合同双方发、用电功率并非实时相等,受到电力运行功率必须实时相等的物理约束,一方产生的偏差将由其他多个发电主体来承担,如果继续按照合同结算必然导致结算在各主体之间的不公平。在此背景下,《基本规则》明确指出“建立合同偏差电量结算机制,发电企业和电力用户的合同偏差分开结算”,对于单个发电企业(或用户),只需根据其自身的实际发(用)电量和合同电量来结算,与合同另一方的实际执行情况无关,即合同发电侧和用电侧结算上的功率解耦。

由于需求侧响应市场机制和技术水平的限制,我国大部分地区的偏差处理过程暂未考虑调用需求侧资源。《基本规则》规定中长期交易合同执行偏差主要通过发电侧来处理,包括四种方式:预挂牌月平衡偏差方式、预挂牌日平衡偏差方

式、等比例调整方式和滚动调整方式，以下简要分析了各方式的特点及其适用条件。

《基本规则》发布后，全国多个省市也根据《基本规则》出台了电力交易规则。本文以广东、江苏、山东为例，分析偏差处理机制设计的关键问题。表 1-4 所示为广东、江苏、山东的市场规则中有关偏差处理机制与结算模式的规定。

表 1-4 典型省份电力中长期交易偏差处理机制及结算模式

Table 1-4 The mechanism and assessment mode of medium and long term trade deviation in typical provinces

省份	机制	结算原则	偏差考核	
			电量范围	考核价格
江苏	基数电量 滚动*	实际用电量按照合同 优先级依次结算	<97%	燃煤机组标杆电价的 10%
			>103%	目录电价的 10%
	基数电量 滚动	实际用电量按照合同 优先级依次结算	<97%	燃煤机组标杆电价的 10%
			103%~110%	目录电价的 10%
			>110%	目录电价的 20%
	预挂牌月 平衡	合同内电量按合同加 权平均价结算	<97%	下调电量的补偿单价
			>100%	上调服务的加权平均价结 算
广东	等比例调 整	按目录电价结算实际 用电量，按签订合同约 定价差返还价差电费	<98%	月竞价差绝对值 2 倍
			>102%	月竞价差绝对值 2 倍
山东	预挂牌月 平衡	实际用电量按照合同 加权平均价结算	<98%	系统下调电量补偿电价
			>106%	合同加权平均购电价的 5%

注：\*表示市场过渡时期

广东电力市场将统调机组分为 A 类机组（指暂未获得与用户侧直接交易资格的发电机组）和 B 类机组（指获得与用户侧直接交易资格的发电机组）。合同电量偏差处理机制中对 A 类机组实行滚动调整方式，对 B 类机组市场采用等比例调整方式结合事后合同电量转让，将市场用户造成的偏差电量按照发电企业的市场合约电量占比分摊至各发电企业，该部分偏差称为偏差 1。偏差 1 相当于重新调整机组的结算基准电量。发电企业实际发电量与调整后结算基准电量的差，被视为发电企业自身原因造成的偏差电量，称为偏差 2。

该偏差结算规则实现了发电侧和用户侧解耦,降低了结算的复杂程度,但却不利于市场权责的认定。从用户侧来看,广东省的偏差考核对于多用电量还是少用电量都采用了两倍价差的偏差处罚,相当于正负偏差分别以 1 倍和 3 倍价差结算,这一方式实际上仍鼓励用户多用电,但人为规定偏差考核价格有失偏颇,可能导致社会福利的减少,应尽快建立市场化的方式<sup>[37]</sup>。从发电侧来看,一方面,发电侧的偏差处理采用了等比例调整的方式进行,这种月结月清的方式清晰明确,操作简单,但是缺乏一定的经济性;另一方面,广东省对不同机组(市场型、非市场型、西南富余水电)采用了不同的偏差处理方式,并按照不同的机组类型核算偏差结算价格,以适应不同机组的特点,这种“因机而异”的方式值得借鉴。事实上很多市场也采用了“因机而异”的偏差结算机制,例如加州为促进新能源发展,ISO 对风电商日前上报容量打折计入实际发电容量,然后用备用容量填补剩下的缺口,若当日风电发电超过 ISO 预期,由 CAISO 对此进行补贴,相应成本由社会承担,而如果风电在实时市场上无法完成发电量,只需将日前获得的收入退回即可,无需缴纳罚款<sup>[38]</sup>。另外值得指出的是,广东电力市场规定其偏差结算价格规定不得高于月度集中竞争成交价,该规定不能保证所有被调用机组都能够得到成本补偿,更多是防止机组恶意产生偏差从中牟利,从而保持市场稳定性。

江苏省根据电力市场化开放程度,合同偏差处理、结算方式规则各时期不同,且不限于月度偏差电量预挂牌交易。在预挂牌月平衡模式下,其规则与《基本规则》基本相同;当不采用预挂牌月平衡偏差处理方式时,发电侧的偏差处理方式采用优先发电电量与基数电量滚动调整模式进行偏差处理。江苏省分阶段的偏差处理方式,因时制宜,值得借鉴。对于用户侧偏差考核,采取了分梯度的偏差考核方式。采取梯度上升的结算电价,规范用户按照合同用电。在设计偏差考核阈值与惩罚措施时可以借鉴该梯度考核方式。但对于具体的偏差阈值、梯度范围与电价设定,没有完备的理论支撑,借鉴过程中需要进行具体分析。

山东省采用预挂牌月平衡方式处理合同偏差电量,与《基本规则》中在每月最后 7 日根据当月基本电力供需形势由调度机构安排机组上下调的机制不同,山东省规定每月 5 日前,交易机构按照上调、下调机组调用排序依次确定中标机组和电量,直至上月差额电量全部成交。月度调整电量在发电侧当月结清,其余电量可在当年后续月份电量中进行滚动调整。其本质并非真正意义上的预挂牌平衡

偏差方式,而是将用户的偏差电量按照预挂牌报价再分配给机组,相当于调整机组下月的基数电量,可理解为预挂牌月平衡方式与滚动调整方式相结合。山东省预挂牌月平衡与滚动调整相结合的方式对调度机构来说,其运行压力更小;对交易中心来说,结算方式更加简单,有利于从传统的滚动调整过渡到预挂牌平衡方式。

### 1.2.3.2 偏差电量处理机制研究现状

中长期交易是电力批发市场中的一种基本的交易形式。作为电力批发市场和终端电力用户之间的交易商,售电公司通过中长期市场满足其大部分电力采购需求。例如,在美国 PJM 电力市场中,中长期双边合同成交电量约是电力现货市场交易电量的 2 倍<sup>[39]</sup>,英国 NETA (new electricity trading arrangement) 电力市场中的中长期交易电量占比超过 90%<sup>[40]</sup>。由于负荷预测存在误差,合同协议电量和实际使用电量之间的偏差不可避免。因此,通过市场的方式来处理合同执行偏差电量是非常重要的<sup>[41]</sup>。国外电力市场的顶层设计中通常采用平衡市场来为系统运行者 (system operator, SO) 提供一种处理不平衡电量的机制,以保障电力系统的安全运行<sup>[42]</sup>。平衡市场通常可分为日前平衡市场和实时平衡市场这两类<sup>[43]</sup>。例如, PJM 和 Midwest ISO 电力市场采用实时平衡市场来调整日前计划与实时调度执行之间的不平衡电量<sup>[44]-[45]</sup>, 澳大利亚国家电力市场则采用实时的出清机制和事后的结算机制相结合的形式来处理偏差电量<sup>[46]</sup>。此外,英国电力市场中的平衡机制 (balancing mechanism)<sup>[47]</sup>、美国西南电力库 (Southwest power pool) 中的能量不平衡服务市场 (energy imbalance service market)<sup>[48]</sup>和北欧电力市场中的调节市场 (regulating market)<sup>[49]</sup>也都各具特色。然而,中国大部分区域的电力市场尚未建立平衡市场,甚至没有日前市场。在中国,电力交易主要通过中长期合同的方式来进行,交易周期横跨月、年乃至多年。在电力中长期市场中,偏差电量考核机制被广泛引入,以处理合同协议电量和需求侧实际用电量之间的偏差。

偏差电量考核机制设计的关键问题主要包括不平衡电量结算定价问题和机制参数优化问题。文献[50]构建了一个能识别不平衡电量结算中的关键变量和绩效标准的框架,通过结构化的方法帮助规则制定者解决平衡市场设计中的难题。文献[51]比较了按报价支付 (pay as bid) 和统一定价 (uniform pricing) 这两种不同的结算方式之间的差异,并建议在德国的平衡市场中采用统一定价方式来确保

结算的效率。文献[52]建立了基于代理的模型来分析不同的不平衡定价机制对平衡市场中平衡责任主体 (balance responsible parties, BRP) 的市场行为的影响, 其中所分析的六种不平衡定价机制包括: 单一定价制 (single pricing)、双重定价制 (dual pricing)、二价制 (two-price settlement)、附加分量制 (additive component)、基于总平衡服务成本的定价机制 (imbalance pricing based on total costs) 和基于平衡服务方向的支付机制 (alternative payment direction), 仿真结果表明采用单一定价制的成本最低。文献[39]则运用机制设计理论和公共利益理论设计了激励相容的不平衡结算机制, 在保证系统运营商收入的充裕度的同时为 BRP 提供经济激励。综上所述, 目前的研究主要探究了不同的偏差结算机制的影响, 很少有关于偏差计算机制定量设计方面的研究。

在偏差考核机制参数设计中, 售电商根据政策变化而产生的策略性行为也是需要重点考虑的问题之一<sup>[53]</sup>。考虑到电力用户用电负荷和现货市场价格的不确定性, 文献[54]探究了售电公司不同的购售电策略在结算风险管理方面的绩效表现。可见, 偏差考核机制设计直接影响着售电公司在中长期市场中的交易行为<sup>[55]</sup>。为了降低受考核的风险, 售电公司通常采用直接负荷控制<sup>[56]</sup>、协同优化分布式电源和虚拟电厂<sup>[57]</sup>、调整用电负荷曲线<sup>[58]</sup>等措施。其中, 柔性负荷是最为广泛应用的, 具体包括可削减负荷 (decreasable load, DEC) 和可增长负荷 (increasable load, INC) <sup>[59]-[60]</sup>

此外, 根据国家发改委和能源局 2019 年 5 月 15 日发布的《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》, 售电公司需承担起可再生能源电力消纳责任<sup>[61]</sup>。一方面, 可再生能源配额制 (renewable portfolio standard, RPS) 的实施影响着市场结构、市场行为和市场绩效<sup>[62]</sup>; 另一方面, 随着间歇性可再生能源渗透率的不断提高, 越来越多的市场设计中允许可再生能源机组参与平衡市场<sup>[63]</sup>, 可再生能源机组对偏差处理机制设计的影响也不可忽略<sup>[64]</sup>, 例如: 风电出力不确定性在市场结算规则设计中通常会被考虑进去<sup>[65]-[66]</sup>。因此, 在偏差电量考核机制的设计中必须考虑可再生能源配额制对市场主体行为的影响。然而, 目前很少有相关的文献研究了售电公司在可再生能源配额制下经营策略的调整<sup>[67]-[68]</sup>。

国外学者在平衡机制的设计<sup>[69]</sup>、定价<sup>[70]</sup>及新能源在平衡市场中的应用<sup>[71]</sup>等方面都有一定的探索。国内已有的对偏差电量的研究主要集中于以下三个方面:

1) 跨省跨区电力交易偏差电量的处理。文献[72]借鉴平衡市场实时价格的思路,提出了基于区域发电成本核准偏差电量的参考电价。文献[73]提出基于频率偏差的跨区电网交易偏差电量责任判定模型及定价方法,实现对跨区交易合同电量和偏差电量的差异化定价和结算。针对跨省区电能交易结算结果出现负线损率,文献[74]提出了计及偏差电量分解的交易结算新方法。2) 偏差考核机制对市场的影响。文献[75]通过对比分析英国、美国德州及北欧电力市场的交易结算机制,提出了针对中国电力市场不同阶段的偏差电量结算机制的建议。3) 售电公司应对偏差考核机制的策略研究。文献[76]对中国月度电量集中竞价市场的相关规则进行仿真,认为偏差考核规则会影响购电商报价策略。为减少正向偏差考核费用,文献[77]-[78]构建了基于以售电公司收益最大化为目标的可中断负荷最优购买模型。文献[79]采用计入可中断负荷的售电公司电量互保策略,分别建立了售电公司在日前的竞价策略优化模型和市场出清后的售电公司电量互保决策优化模型。

### 1.2.3.3 售电公司对偏差电量考核机制的应对策略

由于用户侧的用电需求具有波动性,售电公司面临着偏差电量考核的风险。售电公司可以通过以下几种途径来降低偏差电量考核费用:1) 提高负荷预测的精度,这对售电公司的技术实力要求较高;2) 通过向用户分摊偏差考核费用来转移风险,但会减少用户粘性;3) 利用用户的负荷弹性,在电量短缺时调用可中断负荷来减少正偏差,在电量剩余时对用户进行激励增加其用电量,从而减少负偏差。柔性负荷具有简单易行的特点,是售电公司进行负荷和风险管理、实现企业与用户双赢的重要手段<sup>[78]</sup>;4) 利用储能和分布式发电等灵活性资源来实现偏差的减少,但在中长期交易以月度为结算周期的长时间尺度上不适用<sup>[79]</sup>;5) 利用不同用户之间的负荷特性的差异,进行组合管理,实现偏差率的降低;6) 通过售电公司间的电量互保策略来降低电量偏差,实现正负偏差的相互调剂<sup>[80]</sup><sup>[79]</sup>,但取决于具体的政策,目前只有较少省份允许售电侧的事后合同电量转让。

## 1.3 本文主要研究内容

本文针对中长期电力交易下需求侧主动响应的市场机制和偏差电量考核机

制设计进行了研究。首先，借鉴移动通讯套餐的设计思想，并针对电力系统峰谷差大、负荷率低的现状，提出一种新型需求侧主动响应策略——面向工商业用户的电力套餐；其次，将需求响应作为售电公司应对偏差电量考核的措施，研究售电公司在偏差考核机制下的最优经营策略；最后，构建电力交易中心-售电公司随机双层优化模型，定量研究可再生能源配额制、售电公司风险偏好等因素对偏差电量考核机制参数设置的影响。图 1-1 所示为本文的主要研究内容和组织架构。

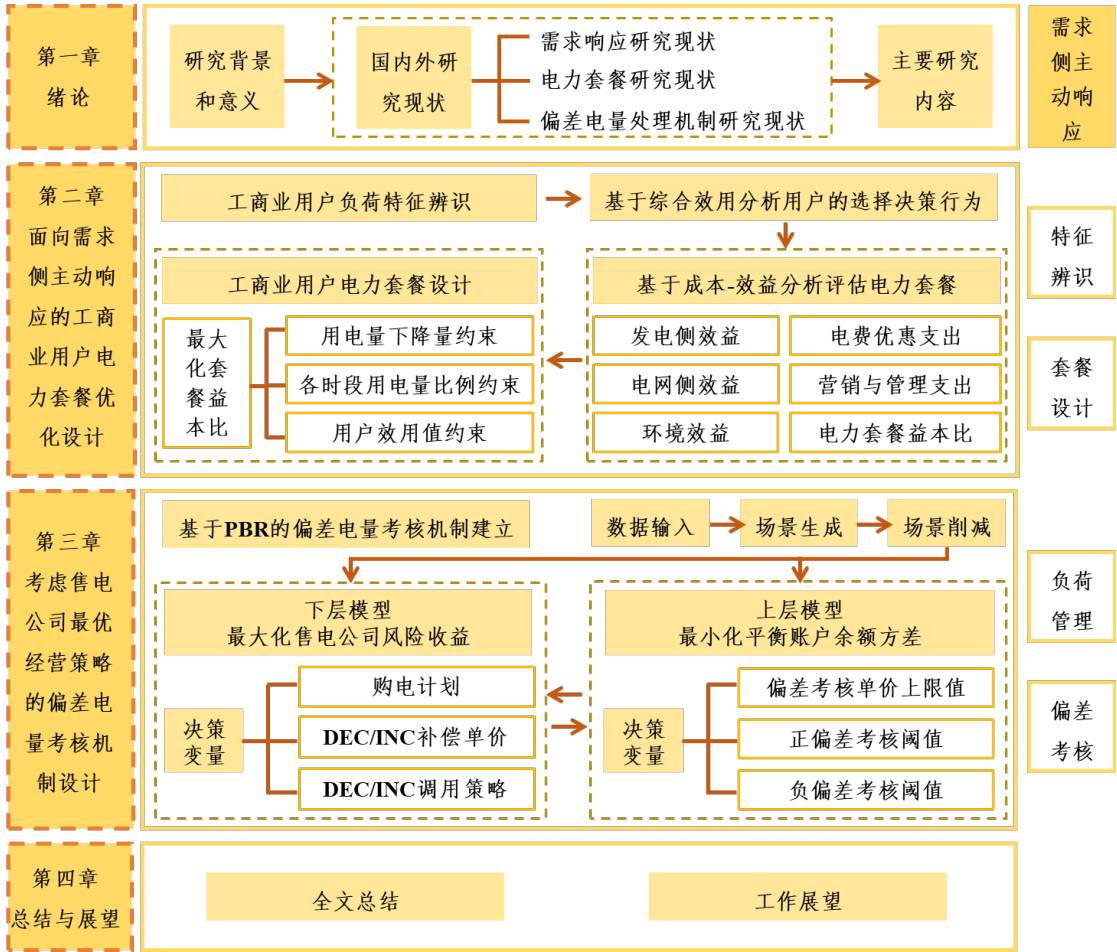


图 1-1 本文的主要研究内容和组织架构

Fig. 1-1 The framework of this paper

第 1 章结合我国当前电力市场发展特点和相关政策导向，概述了本课题的研究背景和研究意义，并针对本课题相关研究内容的研究现状进行了梳理和综述，最后阐明了本文的主要研究内容和组织框架。

第 2 章提出了一种新的需求侧主动响应策略——面向工商业用户的电力套餐，并对电力套餐的设计问题进行了优化研究。首先，采用基于特性指标降维的负荷聚类方法辨识工商业用户的负荷特征，为电力套餐的设计进行市场细分；其



次，在综合考虑电费支出满意度和用电方式满意度对用户决策的影响的基础上，基于多项 Logit 模型构建用户对电力套餐的选择行为模型；接着，构建基于成本-效益分析的电力套餐综合评估模型，以衡量电力套餐的经济价值；然后，在此基础上提出以最大化益本比为优化目标的电力套餐设计的优化模型。最后，采用某地区工商业用户的实际数据进行算例分析，以验证所提出的电力套餐的经济价值及其调动需求侧主动参与负荷管理的效果。

第 3 章针对偏差考核机制优化设计问题，考虑了用户用电负荷和可再生能源机组出力的不确定性，构建交易中心-售电公司的随机双层决策模型。借鉴国外监管机构针对配电公司供电可靠性实施的绩效考核机制（performance based regulation, PBR），在售电侧引入分段线性的偏差电量考核机制，并对该机制下的关键参数进行优化设计。考虑售电侧应对偏差考核的措施，基于用户心理学来模拟用户对中断/增长指令的响应，研究了在基于具有奖惩机制的 PBR 的偏差考核机制下售电公司对柔性负荷的实际调用策略。考虑配额制下售电公司的可再生能源购电业务，以条件风险价值（conditional value at risk, CVaR）作为购售电风险评估指标，以售电公司风险和预期收益综合效用最大化为目标，建立购售电业务综合决策和风险评估模型。最后，通过算例分析验证所提机制、模型的有效性和合理性。

第 4 章总结了本文的创新点和研究成果，并指出该研究内容未来的研究方向和改进空间。

## 第2章 面向需求侧主动响应的工商业用户电力套餐优化设计

### 2.1 引言

套餐的概念在电信、保险等行业应用广泛,资费套餐是一种为满足市场需要,以获得最佳经济利益为目的的组合营销方式,即将各种业务进行组合,以满足不同消费层次的目标客户群需求,使用户获得资费优惠的同时增强了企业的盈利能力。套餐本质上是一种以用户群为基础的差异化营销方式。电力套餐是售电商或电网公司为了满足不同用户的需求和特点的而推出的多样化电费计价方式。国外的售电市场已经比较成熟,竞争充分,用户有自由选择的权利。各售电商为吸引和保持用户,纷纷制定出各具特色的电力套餐方案。美国德克萨斯州有着北美最具活力和市场化最彻底的竞争性零售电力市场,售电商面向居民用户推出了1800多个电力套餐,用户可选的电能费用计价规则包括固定费率(fixed rate)、可变费率(variable rate)和指数费率(index rate)。除了电能费率计价规则的不同,套餐还分为预付费(prepaid)和后付费方式,采用预付费方式用户一般可以获得一定的电价折扣。2016年12月,我国云南省在全国范围内首次推出居民用户电力套餐,用户需一次性预缴全年电费,年用电量不超过套餐规定电量则只需支付套餐电费,超出套餐的电量部分按阶梯电价计算。此套餐的目的是促进云南省过剩电力的消纳,但其覆盖面不广,仅占用户总数的5%左右。我国目前还没有推行面向工商业用户的电力套餐,国外的电力套餐也不适用于我国的现状。

电力供应的季节性紧缺和时段性紧缺导致供需矛盾加大,甚至会给电网的安全稳定运行造成严重威胁。需求响应作为电力系统的一种重要的调峰手段,可以改善电网的经济运行效率,促进资源的合理配置。DR通常可分为价格型和激励型,电力套餐作为电价的载体,对于调动需求侧主动响应具有重要作用。

我国的营销电价种类繁多,但用户往往不知道如何选择,现行的峰谷电价机制比较粗放,没有区分不同用户类型对系统峰谷差的贡献,不利于调动用户参与削峰填谷的积极性。同样的问题在国外也很普遍,例如英国的电力套餐结构不清晰、特征不明显,使得用户更换供电商和电力套餐的比例较低。此外,我国工商业用户用电量占全社会用电量的比重较大(约75%<sup>[81]</sup>),且其具有响应容量大、负荷稳定和自动化水平高等特点,因此该类用户为电力系统中最重要需求响应

资源<sup>[82]</sup>。

基于以上分析,本章借鉴移动通讯套餐的设计思想,并针对电力系统峰谷差大、负荷率低的现状,提出了一种新型需求侧主动响应策略——面向工商业用户的电力套餐。该套餐设计考虑了用户行为改变对系统削峰填谷的作用,以及对其自身带来的影响,属于价格和激励相结合的需求响应措施。首先,根据用户的用电形态特征,对用户类型进行特征辨识,为用户根据自身历史用电数据选择套餐和套餐设计提供参考;其次,综合考虑用户的舒适度和经济性,建立了基于套餐效用和多项 Logit 模型(multinomial logit model, MNL)的用户选择决策行为模型;接着,构建了基于成本-效益分析的电力套餐评估模型;在此基础上,建立了面向工商业用户的电力套餐的优化设计模型。算例以某地区实际数据验证了电力套餐的经济价值以及在调动需求侧主动参与负荷管理中发挥的效果。

## 2.2 需求响应下的工商业用户负荷特征辨识

对工商业用户进行负荷特征辨识的主要目的在于提取用户的典型负荷模式,对市场进行细分,为电网公司针对不同类型用户科学合理地制定套餐提供参考。本文提出的工商业用户电力套餐旨在削减高峰负荷、减小系统峰谷差,重点关注用户负荷形态的差异。限于当前实时电力曲线的测量并未普及,通常将全天分为  $T$  个时段,各地对时段的划分各不相同,本文假定  $T=3$ ,即将全天分为峰、平、谷时段,其中峰时段为 09:00~17:00,平时段为 08:00~09:00 和 17:00~00:00,谷时段为 00:00~08:00。随着测量水平的提升,可增加划分时段数。用户负荷特征可以以其负荷率来表征其日负荷分布的整体不均衡性,以日峰谷差率来表征电网所需的调峰能力,以峰时段负载率、平时段负载率、谷时段负载率来分别表示峰、平、谷时段的负荷变化情况,因此本文通过这 5 个指标来实现日负荷曲线的降维,采用文献[83]提出的基于特性指标降维的日负荷曲线聚类方法提取工商业用户的负荷模式,为后续电力套餐的制定提供参考依据。

聚类分析是一个无监督模式识别过程,一般聚类算法都需要预先指定聚类数目。文献[84]分析比较了 30 种聚类有效性指标,发现 Calinski-Harabasz(CH)指标性能最优。因此,本文采用 CH 指标选取恰当的聚类数目,CH 指标通过类内离差矩阵描述紧密度,类间离差矩阵描述分离度,其值越大,表明类内数据联系越

紧密，类间区别越大，即表示聚类结果更优。设  $N$  个工商业用户的典型日负荷曲线经数据降维后得到的样本集为  $\{\mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_n, \dots, \mathbf{x}_N\}$ ，其中  $\mathbf{x}_n$  是由五个特性指标组成的列向量。所有用户被划分为  $I$  类，第  $i$  类用户群记为  $\omega_i = \{\mathbf{x}_k^{(i)}, k=1, 2, \dots, N_i\}$ ，其中  $\mathbf{x}_k^{(i)}$  表示用户群  $i$  中的第  $k$  个用户的特性指标向量， $N_i$  为用户群  $i$  中的用户数目。CH 指标值可通过式(2-1)~(2-3)计算。

$$W_{CH}(I) = \frac{tr\mathbf{S}_B(I) / (I-1)}{tr\mathbf{S}_W(I) / (N-I)} \quad (2-1)$$

$$\mathbf{S}_B = \sum_{i=1}^I P_i (\mathbf{m}_i - \mathbf{m})(\mathbf{m}_i - \mathbf{m})^T \quad (2-2)$$

$$\mathbf{S}_W = \sum_{i=1}^I P_i \frac{1}{N_i} \sum_{k=1}^{N_i} (\mathbf{x}_k^{(i)} - \mathbf{m}_i)(\mathbf{x}_k^{(i)} - \mathbf{m}_i)^T \quad (2-3)$$

式中： $W_{CH}(I)$ 表示 CH 指标的值； $tr\mathbf{S}_B(I)$ 表示不同电力用户群间离差矩阵  $\mathbf{S}_B$  的迹， $tr\mathbf{S}_W(I)$ 表示电力用户群内离差矩阵  $\mathbf{S}_W$  的迹； $P_i$ 、 $\mathbf{m}_i$  分别表示第  $i$  类用户群的先验概率和均值向量； $\mathbf{m}$  表示所有用户的总体均值向量。

### 2.3 基于用户效用和 MNL 的电力套餐选择决策行为模型

削峰填谷是实施电力套餐的主要目的，类似于功率因数调整电费（根据用户功率因数的水平高低来减收或增收电费），电力套餐根据用户实际用电的峰谷差大小给予适当鼓励。然而，实时电力曲线的测量并未普及，因此采用某个时段内的电量来考核用户更为可行。本文定义月度峰谷电量系数来衡量用户的峰谷差

$$a = \frac{Q_p}{Q_v} \quad (2-4)$$

式中： $a$  表示月度峰谷电量系数； $Q_p$ 、 $Q_v$  分别表示月度峰、谷时段累计用电量。

电网公司推出  $K$  个可选电力套餐，套餐  $j$  中规定月度峰谷电量系数标准值为  $a_j$ ，电价折扣为  $b_j$ 。选择某一套餐的用户，当其月度峰谷电量系数小于该套餐的标准值时，该用户当月的电量电费在结算时可享受套餐中规定的折扣，当其月度峰谷电量系数高于套餐标准值时，则失去优惠的权利。若用户选择的套餐规定的月度峰谷电量系数标准值高于用户的原始值，则无需调整用电方式。

在电力套餐的设计过程中，分析用户对套餐的选择决策行为是至关重要的一

个环节。基于效用最大化理论的离散选择模型（discrete choice model, DCM）适用于分析决策者的选择行为，在交通需求问题、教育及职业的选择、消费者商品的需求等方面广泛采用<sup>[85]</sup>。本文采用离散选择模型中应用最广泛的 MNL 模型来预测工商业用户选用某一电力套餐的概率。效用是经济学中的概念，用来衡量消费者对商品或服务的偏好，表示消费者从消费既定商品组合中所获得的满足程度，通常包括两个部分：可观测部分和不可观测部分。用户  $i$  通过选用套餐  $j$  所获得的效用为：

$$V_{ij} = U_{ij} + \varepsilon_{ij} \quad (2-5)$$

式中： $V_{ij}$  表示套餐  $j$  对用户  $i$  的总效用； $U_{ij}$  表示能够为研究者所观测到的效用部分，例如用户通过电力套餐获得的电费节省和用电方式的变化，是效用的系统项； $\varepsilon_{ij}$  表示无法观测到的效用部分，例如用户的心理状态、个人偏好和观测误差等，是效用的随机项。

MNL 模型基于以下假设<sup>[86]</sup>：（1）理性的用户会选择对其效用最大的选项；（2）效用的随机项相互独立且服从 Gumbel 分布。根据 MNL 模型，用户选择某一套餐的概率可由其效用的系统项来确定，完全理性的典型用户  $i$  选择套餐  $j$  的概率为：

$$p_{ij} = \frac{e^{\beta U_{ij}}}{\sum_{j=1}^K e^{\beta U_{ij}}} \quad (2-6)$$

式中： $\beta$  是比例参数，表示效用函数的随机项因素，其取值可以通过对用户进行市场调研和回归分析来确定。 $\beta$  越大，该模型越接近确定性选择模型； $\beta$  越小，则近似于均匀分布。

为衡量电力套餐的效用的系统项（以下简称效用），本文提出一种计及用户满意度的电力套餐效用评估模型，从电费支出和用电方式这两部分来考虑<sup>[87]</sup>。

电力套餐的制定以电价折扣的方式吸引用户主动参与需求响应，其折扣越低，对用户的吸引程度越大。用户对不同电力套餐的偏好很大程度上依赖于初始电费和选择套餐后电费支出的差值，这个差值越大，用户选择该套餐的倾向就越强烈。用户电费支出的降低一方面来自于负荷转移导致高峰电量消耗减少，另一方面是由于选择并严格执行电力套餐所获得的电费折扣奖励。因此，电费支出满意度可

表示为：

$$U_{ij}^1 = 1 + \frac{B'_{ui} - B_{uij}}{B'_{ui}} = 1 + \frac{B'_{ui} - \sum_{t=1}^T b_j f^t \eta_{ij}^t Q_i}{B'_{ui}} U_{ij}^1 \quad (2-7)$$

式中： $U_{ij}^1$ 表示典型用户*i*选择套餐*j*时的电费支出满意度； $B'_{ui}$ 和 $B_{uij}$ 分别表示典型用户*i*的每月的初始电费和选择套餐*j*后每月的电费支出； $Q_i$ 表示典型用户*i*的月度用电量； $f^t$ 表示*t*时段的电价； $\eta_{ij}^t$ 表示典型用户*i*选择套餐*j*后每月在*t*时段的用电量占月度总用电量的比例。

一般而言，在电价相对稳定的情况下，用户会按照舒适度最大的方式用电，因此可以假定在未实行电力套餐时，用户对典型日负荷曲线下的用电方式满意度最高<sup>[88]</sup>。用户选定电力套餐后，根据套餐合同规定进行负荷转移，其负荷曲线与典型日负荷曲线有一定的偏移，造成满意度下降，因此可用该偏移衡量用电方式满意度，其表达式为：

$$U_{ij}^2 = 1 - r_i \left( \sum_{t=1}^T |\eta_{ij}^t - \eta_i^t| \right)^{q_i} \quad (2-8)$$

式中： $U_{ij}^2$ 表示典型用户*i*选择套餐*j*的用电方式满意度； $\eta_i^t$ 表示典型用户*i*每月在*t*时段的初始用电量比例； $r_i$ 和 $q_i$ 是与用电方式满意度相关的参数，其数值大小与用户类型有关，实际中通过调整 $r_i$ 和 $q_i$ 的取值来模拟不同用户的用电方式满意度。

因此，计及用户满意度的套餐效用模型定义为：

$$U_{ij} = \alpha_i U_{ij}^1 + (1 - \alpha_i) U_{ij}^2, \alpha_i \in [0, 1] \quad (2-9)$$

式中： $\alpha_i$ 表示典型用户*i*对电费支出满意度赋予的权重，反映了不同类型的用户对电费支出和用电方式的重视程度不同。例如，对于电价变化敏感程度较高的用户，其 $\alpha_i$ 的取值较大；对于负载调整敏感程度较高的用户，其 $\alpha_i$ 的取值较小。

考虑到用户也可以不选用任何电力套餐而保持原有的电费计价方式，根据效用模型，用户不选用套餐时其效用为1，因此，典型用户*i*选择套餐*j*的概率为：

$$p_{ij} = \frac{e^{\beta \left\{ \alpha_i \left( 1 - \frac{B_{ui}' - \sum_{t=1}^T b_j f^t \eta_{ij}^t Q_i}{B_{ui}'} \right) + (1 - \alpha_i) (1 - r_i) \left( \sum_{t=1}^T |\eta_{ij}^t - \eta_i^t| \right)^{q_i} \right\}}}{e^{\beta} + \sum_{j=1}^K e^{\beta \left\{ \alpha_i \left( 1 - \frac{B_{ui}' - \sum_{t=1}^T b_j f^t \eta_{ij}^t Q_i}{B_{ui}'} \right) + (1 - \alpha_i) (1 - r_i) \left( \sum_{t=1}^T |\eta_{ij}^t - \eta_i^t| \right)^{q_i} \right\}}} \quad (2-10)$$

## 2.4 基于成本-效益分析的电力套餐评估模型

我国电网公司作为公共事业部门，需要承担社会责任，因此这里设定电力套餐制订的目标为最大化社会效益。本文提出的基于成本-效益分析的电力套餐评估模型，综合考虑了实施电力套餐需投入的总成本、量化套餐给各市场参与者带来的不同效益。

需求响应项目的实施成本一般包括推广费用、投资建设费用、运行维护费用、用户补贴费用等。电力套餐的实施只需要收集工商业用户峰谷电表的计量数据，不要求新设备的投入，可节省高额的设备成本和运行维护成本。因此，电力套餐的成本主要包括电费优惠支出和套餐的营销与管理支出。

电费优惠支出是指电力套餐实施后电网公司减少的售电收入。售电收入的减少一方面是由于用户负荷转移导致高峰电量消耗减少，另一方面是由于给选择电力套餐并严格执行合同内容的用户支付的电费折扣奖励。因此，电费优惠支出可表示为：

$$C_u = \sum_{i=1}^I (B_{ui}^{\Sigma'} - B_{ui}^{\Sigma}) = \sum_{i=1}^I (B_{ui}^{\Sigma'} - \sum_{j=1}^K \sum_{t=1}^T b_j f^t \eta_{ij}^t p_{ij} Q_i^{\Sigma}) \quad (2-11)$$

式中： $B_{ui}^{\Sigma'}$ 和 $B_{ui}^{\Sigma}$ 分别表示第*i*类用户群每月的初始总电费和实行电力套餐后的总电费； $Q_i^{\Sigma}$ 表示第*i*类用户群的月度总用电量。

电力套餐的营销和管理支出是指电网公司推出套餐后用于宣传推广和管理维护电力套餐的各项费用，其可表示为：

$$C_m = \rho K \quad (2-12)$$

式中： $\rho$ 表示每个套餐的营销与管理产生的平均费用。

实施电力套餐产生的效益站在不同的市场参与者角度来看是不一样的。针对

我国电力市场开放程度不高、电价不能充分反映边际成本，发电、输电、配电的成本信息缺失的现状，本文在参考国内外需求响应成本效益测算模型的基础上，从发电侧、电网侧和环境三个角度来量化电力套餐的实施效益<sup>[89]-[90]</sup>。

发电侧效益主要包括可避免新增发电容量成本、可避免高成本机组发电成本、可避免机组非正常启停成本。可避免新增发电容量成本是指由于实行电力套餐而减少的为满足高峰负荷需求的新增装机及其配套设施的投资费用，是电力套餐效益中最为显著的部分。可避免高成本机组发电成本是指实施电力套餐后发电侧减少高成本机组运行时间而节省的成本。可避免机组非正常启停成本是指实施电力套餐后避免的因超负荷运行导致机组增加的非正常启停费用。综上，发电侧效益可表示为：

$$B_g = A_T \frac{1+k_1}{(1-k_2)(1-k_3)} \Delta P + A_g \frac{1}{(1-k_2)(1-k_3)} \Delta Q + A_s n_s \quad (2-13)$$

式中： $A_T$ 表示每千瓦容量的可避免成本； $A_g$ 表示高成本机组的单位发电成本； $A_s$ 表示每次非正常启停费用； $n_s$ 表示减少的非正常启停次数； $k_1$ 表示规划备用容量百分比； $k_2$ 表示输电网损耗系数； $k_3$ 表示厂用电率； $\Delta P$ 表示电力套餐潜在的峰荷削减量； $\Delta Q$ 表示实施电力套餐降低的峰时段工商业负荷总用电量。

电网侧的效益主要包括可避免电网投资成本、系统可靠性效益、可避免电量成本。可避免电网投资成本是指因高峰负荷需求下降电网企业少建或缓建的输配电线路、变电站及其配套设施的费用。系统可靠性效益是指由于电力套餐的实施降低了停电概率、提高了系统可靠性而减少的系统备用容量需求。避免电量成本是指由于高峰负荷削减或者负荷转移而减少的购电费用<sup>[27-28]</sup>。综上，电网侧效益可表示为：

$$B_p = A_p \frac{1+k_1}{1-k_2} \Delta P + (A_{VOLL} - A_{SMP}) p_{LOLP} \frac{1}{1-k_2} \Delta Q + A_f \frac{1}{1-k_2} \Delta Q \quad (2-14)$$

式中： $A_p$ 表示输电线路、变电站及其配套设施的单位平均造价； $A_f$ 表示每千瓦时峰荷和谷荷购电成本的差价； $A_{VOLL}$ 表示电力失负荷价值； $A_{SMP}$ 表示电力边际成本； $p_{LOLP}$ 表示电力系统失负荷概率。

环境效益指因避免热力发电导致的温室气体减排而产生的价值。实施电力套餐后，一方面由于以火力发电为主的发电侧发电量减少，另一方面由于负荷率的



提高、发电机组启停次数减少，都会导致  $CO_2$ 、 $SO_2$ 、 $NO_x$  等温室气体排放量降低<sup>[91]</sup>。综上，环境效益可表示为：

$$\begin{aligned} B_e &= (\sigma_{CO_2} V_{CO_2} + \sigma_{SO_2} V_{SO_2} + \sigma_{NO_x} V_{NO_x}) \Delta Q_A \\ &\quad + \Delta \xi c_g \varphi (\sigma_{CO_2} V_{CO_2} + \sigma_{SO_2} V_{SO_2} + \sigma_{NO_x} V_{NO_x}) Q_A \\ &= r_\Sigma \Delta Q_A + \Delta \xi c_g \varphi r_\Sigma Q_A \end{aligned} \quad (2-15)$$

式中： $Q_A$ 、 $\Delta Q_A$  分别表示套餐实施后的总发电量和减少的发电量； $\sigma_{CO_2}$ 、 $\sigma_{SO_2}$ 、 $\sigma_{NO_x}$ 、 $V_{CO_2}$ 、 $V_{SO_2}$ 、 $V_{NO_x}$  分别表示二氧化碳、二氧化硫、氮氧化物的减排系数和减排价值； $\Delta \xi$  表示实施电力套餐后负荷率提升的百分点； $c_g$  表示燃煤机组的供电煤耗； $\varphi$  表示负荷率上升 1 个百分点对应的燃煤机组单位煤耗下降率；为简化表达式，用  $r_\Sigma$  表示每降低单位发电量而减排的温室气体的总价值。

在电力套餐成本-效益分析的基础上，以益本比（benefit cost ratio, BCR）作为电力套餐的综合评价指标，定义为实施电力套餐带来的总效益与需投入的总成本的比值。只有当益本比大于 1 时，电力套餐才具有可行性。益本比越大，电力套餐的成本效益性越高<sup>[92]</sup>，因此电网公司在电力套餐方案的制订过程中应考虑益本比较高的方案。

$$R_{BC} = \frac{B_g + B_p + B_e}{C_u + C_m} \quad (2-16)$$

式中： $R_{BC}$  表示实施电力套餐的益本比。

## 2.5 面向需求响应的工商业用户电力套餐设计的优化模型

根据所建立的电力套餐评估模型，电力套餐优化设计的目标为最大化益本比，故工商业用户电力套餐设计的优化模型如式(2-17)所示，其决策变量为各电力套餐的月度峰谷电量系数标准值和电价折扣。由于电力套餐还未试点实施，暂时无法得到实施后的实际数据，本文通过仿真来模拟电力套餐的实施，以检验套餐实施后的效果。实际中，可以通过实施后的具体效果来反馈拟合参数以修改电力套餐的设计。

$$\begin{aligned}
& \max_{\mathbf{a}, \mathbf{b}} R_{BC} \\
& = \max_{\mathbf{a}, \mathbf{b}} \left\{ \frac{A_T \Delta P \frac{1+k_1}{(1-k_2)(1-k_3)} + A_g \Delta Q \frac{1}{(1-k_2)(1-k_3)} + A_s n_s}{\sum_{i=1}^I (B_{ui}^{\Sigma'} - \sum_{j=1}^K \sum_{t=1}^T b_{jt} f^t \eta_{ij}^t p_{ij} Q_i^{\Sigma}) + \rho K} \right. \\
& \quad + \frac{A_p \frac{1+k_1}{1-k_2} \sum_{i=1}^N \Delta P_i \sigma + (A_{VOLL} - A_{SMP}) p_{LOLP} \frac{1}{1-k_2} \sum_{i=1}^N \Delta Q_i + A_f \frac{1}{1-k_2} \Delta Q}{\sum_{i=1}^I (B_{ui}^{\Sigma'} - \sum_{j=1}^K \sum_{t=1}^T b_{jt} f^t \eta_{ij}^t p_{ij} Q_i^{\Sigma}) + \rho K} \\
& \quad \left. + \frac{Q \frac{1}{(1-k_2)(1-k_3)} \Delta \xi c_g \varphi r_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^I (B_{ui}^{\Sigma'} - \sum_{j=1}^K \sum_{t=1}^T b_{jt} f^t \eta_{ij}^t p_{ij} Q_i^{\Sigma}) + \rho K} \right\} \quad (2-17)
\end{aligned}$$

式中： $\mathbf{a}$ 表示月度峰谷电量系数标准值向量； $\mathbf{b}$ 表示电价折扣向量。

约束条件包括以下几个方面：

(1) 峰荷削减量和峰时段用电量下降量约束

$$\Delta P = \sum_{i=1}^I \Delta P_i^{\Sigma} \sigma = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^K p_{ij} \Delta P_{ij}^{\Sigma} \sigma \quad (2-18)$$

$$\Delta P_{ij}^{\Sigma} = \begin{cases} P_i^{\Sigma} (1 - \frac{\eta_{ij}^1}{\eta_i^1}) & , a_j < a_i' \\ 0 & , a_j \geq a_i' \end{cases} \quad (2-19)$$

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^I \Delta Q_i^{\Sigma} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^K p_{ij} \Delta Q_{ij}^{\Sigma} \quad (2-20)$$

$$\Delta Q_{ij}^{\Sigma} = \begin{cases} Q_i^{\Sigma} (1 - \frac{\eta_{ij}^1}{\eta_i^1}) & , a_j < a_i' \\ 0 & , a_j \geq a_i' \end{cases} \quad (2-21)$$

式中： $\Delta P_i^{\Sigma}$ 、 $\Delta Q_i^{\Sigma}$ 分别表示第*i*类用户群的总峰荷削减量和总峰时段用电量下降量； $\Delta P_{ij}^{\Sigma}$ 、 $\Delta Q_{ij}^{\Sigma}$ 分别表示第*i*类用户群中所有用户都选择套餐*j*时的潜在高峰负荷削减量和峰时段用电量下降量； $P_i^{\Sigma}$ 、 $Q_i^{\Sigma}$ 分别表示第*i*类用户群的总负荷峰值和峰时段总用电量； $\sigma$ 表示负荷同时率； $a_i'$ 表示典型用户*i*的初始月度峰谷电量系数。

## (2) 各时段用电量比例约束

假设用户选择某一月度峰谷电量系数标准值低于其原始值的电力套餐后,为获得套餐的折扣优惠将按照套餐的规定调整其用电方式,在各时段之间进行负荷转移,  $\lambda_{ij}$  表示第  $i$  类用户群选择套餐  $j$  后的电量转移矩阵, 其表达式如式(2-22)所示。由于用户选用电力套餐前后用电需求量基本一致,可假设其月度总用电量不变, 满足式(2-23)。

$$\lambda_{ij} = \begin{pmatrix} \lambda_{ij}^{11} & \lambda_{ij}^{12} & \lambda_{ij}^{13} \\ \lambda_{ij}^{21} & \lambda_{ij}^{22} & \lambda_{ij}^{23} \\ \lambda_{ij}^{31} & \lambda_{ij}^{32} & \lambda_{ij}^{33} \end{pmatrix} \quad (2-22)$$

$$\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^K \sum_{l=1}^T \sum_{m=1}^T \lambda_{ij}^{lm} = 0 \quad (2-23)$$

式中:  $\lambda_{ij}^{lm}$  表示第  $i$  类用户群选择套餐  $j$  后的由  $l$  时段转移到  $m$  时段的电量比例。

鉴于峰时段负荷直接向谷时段转移的难度较大,为简化模型,假设用户将其峰时段部分负荷向平时段转移,平时段部分负荷向谷时段转移,这样来使其月度峰谷电量系数符合套餐要求,即改变用电行为后的月度峰谷电量系数满足式(2-24), 电量转移矩阵如式(2-25)所示。

$$\frac{\eta_{ij}^1}{\eta_{ij}^3} = a_j \quad (2-24)$$

$$\lambda_{ij} = \begin{pmatrix} 0 & \frac{(\eta_i^1 - a_j \eta_i^3) \theta_i}{a_j + \theta_i} & 0 \\ -\frac{(\eta_i^1 - a_j \eta_i^3) \theta_i}{a_j + \theta_i} & 0 & \frac{\eta_i^1 - a_j \eta_i^3}{a_j + \theta_i} \\ 0 & -\frac{\eta_i^1 - a_j \eta_i^3}{a_j + \theta_i} & 0 \end{pmatrix} \quad (2-25)$$

式中:  $\theta_i$  表征用户的负荷转移偏好,是与用户类型有关的参数,其含义为:从最终效果来看,用户  $i$  从峰时段转移至平时段再由平时段转移至谷时段的电量占全部谷时段增加电量的比例。

显然,当用户的原始峰谷电量系数低于所选套餐标准值或用户未选择任何套餐时,用户无需进行负荷转移,故可假定其用电行为不发生变化,即:

$$\lambda_{ij} = 0 \quad (2-26)$$

因此，用户的峰、谷、平时段的电量比例如式(2-27)、(2-27)和(2-29)表示。

$$\eta_{ij}^1 = \eta_i^1 + \lambda_{21} + \lambda_{31} \quad (2-27)$$

$$\eta_{ij}^2 = \eta_i^2 + \lambda_{12} + \lambda_{32} \quad (2-28)$$

$$\eta_{ij}^3 = \eta_i^3 + \lambda_{13} + \lambda_{23} \quad (2-29)$$

$$\sum_{t=1}^T \eta_{ij}^t = 1 \quad (2-30)$$

### (3) 月度峰谷电量系数标准值和电价折扣约束

根据套餐设计的区隔性原则，不同套餐应侧重不同的用户群体，其套餐内容有针对性，满足以下约束：

$$a_j < a'_{i_j} \quad (2-31)$$

$$a_j > a_{j+1}, j = 1, 2, \dots, K-1 \quad (2-32)$$

$$b_j > b_{j+1}, j = 1, 2, \dots, K-1 \quad (2-33)$$

$$a_j > 0, j = 1, \dots, K \quad (2-34)$$

$$1 > b_j > 0, j = 1, \dots, K \quad (2-35)$$

式中： $a'_{i_j}$ 表示套餐 $j$ 的目标用户群 $i_j$ 的初始月度峰谷电量系数。式(2-31)和(2-32)表示每一套餐的月度峰谷电量系数标准值应低于目标用户群的月度峰谷电量系数，且低于上一套餐的标准值；式(2-33)表示每一套餐的电价折扣系数应低于上一套餐的折扣系数；式(2-34)和式(2-35)表示任一套餐的月度峰谷电量系数标准值大于零，电价折扣系数的取值在0和1之间。

### (4) 用户效用值约束

为了充分挖掘用户削峰填谷的潜力，应尽量使每一典型用户都能选择月度峰谷电量系数标准值低于其初始值的套餐。此外，为吸引用户选择电力套餐，应保证每一用户群体的对应套餐的效用值比维持现状的效用值大。故应满足以下约束：

$$U_{ij_i} > U_{ij}, j \neq j_i \quad (2-36)$$

$$U_{ij_i} > 1, i = 1, \dots, I \quad (2-37)$$

式中： $U_{ij_i}$ 表示用户群 $i$ 选择其对应套餐 $j_i$ 的效用值。式(2-36)表明用户群选择其

对应套餐时获得的效用值最高；式(2-37)表明目标套餐的效用值大于 1。

2.6 算例分析

本文以我国某城市的某综合区域内的 2653 个工商业用户为研究对象。算例中所用到的基本数据和参数如下：假设每千瓦容量的可避免成本 728 元/年，规划备用容量百分比为 15%，输配电网损耗系数为 6.68%，高成本机组的单位发电成本为 0.845 元/kWh，每千瓦输电线路、变电站及其配套设施的单位平均造价为 312 元/年，该地区的失负荷概率为 0.5 天/年，峰、平、谷时段的电价分别为 1.014 元/kWh、0.697 元/kWh、0.232 元/kWh，电力失负荷价值为 24.371 元/kWh，电力边际成本取 0.697 元/kWh，负荷同时率为 0.817，燃煤机组的供电煤耗为 326g/kWh，负荷率上升 1%对应的燃煤机组单位煤耗下降率为 4.5%，每个套餐的营销与管理费用为 150000 元/年，主要的温室气体排放系数和减排效益如表 2-1 所示。为了简单起见，基本算例假设所有用户将电费支出和用电方式满意度视为同等重要，即  $\alpha_i$  取值为 0.5，假定 MNL 模型中的效用随机项参数  $\beta$  取 15，所有用户的用电方式满意度中的类型参数  $r_i$  和  $q_i$  分别取 5 和 2.2，用户负荷转移偏好系数  $\theta_i$  取 0.7。

表 2-1 温室气体的减排系数和减排价值  
Table 2-1 Greenhouse gas emission reduction coefficient and emission reduction value

温室气体	减排系数(t/kWh)	减排价值(元/t)
CO <sub>2</sub>	0.00033572	160
SO <sub>2</sub>	0.00000803	20000
NO <sub>x</sub>	0.0000069	631.6

图 2-1 显示了对 2653 个工商业用户的日负荷曲线进行聚类的 CH 指标值，由该图可见，用户类型分为 4 类时，簇内数据联系紧密，簇间分散性大，聚类效果最优。将同一用户群内的所有用户的日负荷曲线叠加取平均，得到如图 2-2 所示相应类的典型负荷曲线。从图 2-2 可以看出该区域工商业用户可被分为四类：双峰型、峰平型、平滑型和避峰型。双峰型负荷主要包括大型制造工业，中午由于员工休息负荷明显下降；峰平型负荷包括制衣厂等公司，工作时间固定且规律；

平滑性负荷全天负荷波动不大，负荷率较高，多为三班制生产方式，如高温炼炉负荷、大容量高压电机负荷；避峰型负荷比较特殊，其用电高峰时段正好处于系统的低谷时段。图 2-3 所示为各用户群的占比，从该图可以看出，峰型和峰平型负荷数量较多，避峰型负荷所占比例较少。从需求侧的角度看，双峰型和峰平型负荷应是需求响应项目实施的主要对象，可以带来较大的削峰填谷效益。同时也应进一步挖掘平滑型和避峰型用户参与需求响应项目的潜力，以完成整个系统削峰填谷的目标，缓解短期内系统容量短缺、降低发电成本、延缓电网升级。

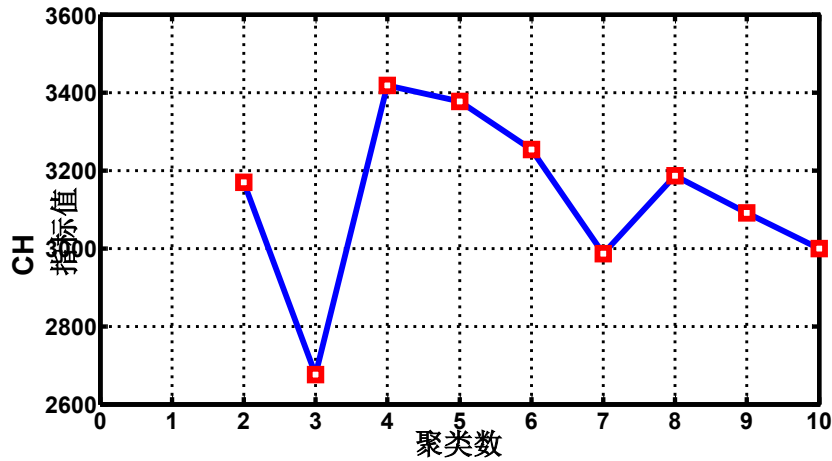


图 2-1 不同聚类数下的聚类有效性指标

Fig. 2-1 Clustering validity index under various clustering numbers

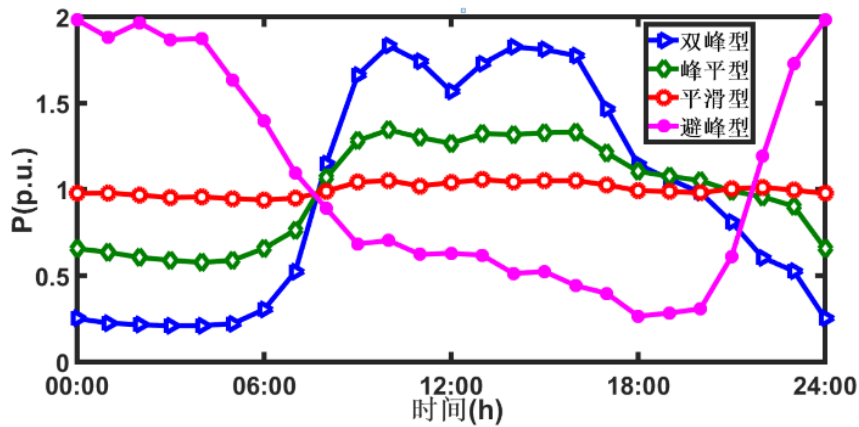


图 2-2 四种用户群的典型日负荷曲线

Fig. 2-2 The load patterns of four customer groups

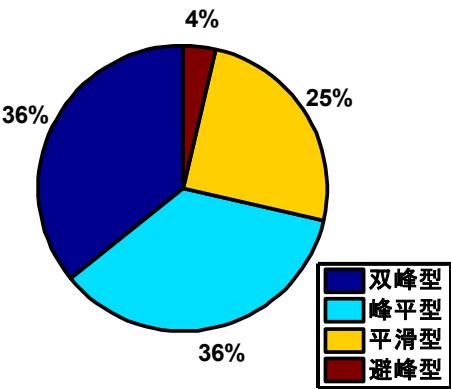


图 2-3 四种用户群的比例

Fig. 2-3 The proportion of four customer groups

本文的优化模型属于复杂的带约束非线性规划问题，难以依靠传统的解析方法求解，由于遗传算法具有全局性和鲁棒性等特点，本文研究中采用遗传算法进行优化求解。四种不同类型的用户群体得到的最优电力套餐方案如表 2-2 所示。

表 2-2 面向需求响应的最优电力套餐

Table 2-2 Optimal electricity plans for demand response

电力套餐	月度峰谷电量系数标准值	电价折扣系数
套餐 A	3.153	0.972
套餐 B	1.374	0.963
套餐 C	0.746	0.942
套餐 D	0.143	0.891

表 2-3 为各电力套餐（包括维持现状）对不同类型用户的效用值和各电力套餐的市场份额。从表 2-3 可以看出，尽管套餐 C 和套餐 D 的折扣系数低于套餐 A，双峰型用户选择二者的效用值明显小于 1，其原因在于套餐 C 和 D 规定的月度峰谷电量系数标准值明显低于双峰型用户原始月度峰谷电量系数，故需转移较多负载才能符合套餐要求，用电方式满意度的下降大于电费支出满意度的提高。四种套餐对避峰型用户的效用值均大于 1，故避峰型用户选择任何一种套餐都可获得收益，电力套餐的实施对原始峰谷电量系数较低的客户更加有利。

表 2-3 各套餐对不同类型用户的效用值及市场份额

Table 2-3 The utility value of electricity plans for different types of users

电力套餐	效用				市场份额
	双峰型	峰平型	平滑型	错峰型	
套餐 A	1.010	1.014	1.014	1.014	37.40%
套餐 B	0.740	1.024	1.019	1.019	21.00%
套餐 C	0.098	0.858	1.029	1.029	9.46%
套餐 D	-3.161	-0.837	0.041	1.040	0.96%

不同类型用户选择其对应套餐的概率最大，均大于维持现状的概率。套餐 A 和 B 在四种典型用户群体中均占有一定的市场份额，双峰型、峰平型、平滑型用户选择套餐 D 的概率接近于零，套餐 D 仅在错峰型用户中拥有一定的市场。由于错峰型用户在用户总体中占的比例远小于其他典型用户，故套餐 D 的市场份额仅为 0.96%。实施电力套餐后，仍有 31.18% 的用户不愿意变更现在的电费计价方式，没有选择任何套餐，可能是用户的心理因素、个人偏好等不可观测的随机效用因素及可观测的效用误差导致的。

根据所建立的基于成本-效益分析的电力套餐评估模型对最优套餐进行评估，以验证电力套餐的经济性及可行性。考虑各类型用户选择各套餐（包括维持现状）的概率，将所有用户的负荷曲线叠加，可得到推行电力套餐后工商业用户的总日负荷曲线，并将其与原始负荷曲线对比，如图 2-4 所示。由图 2-4 可以看出，实行电力套餐后，工商业用户的总日负荷曲线趋于平滑，峰谷差明显减小，削峰填谷效果较为明显。

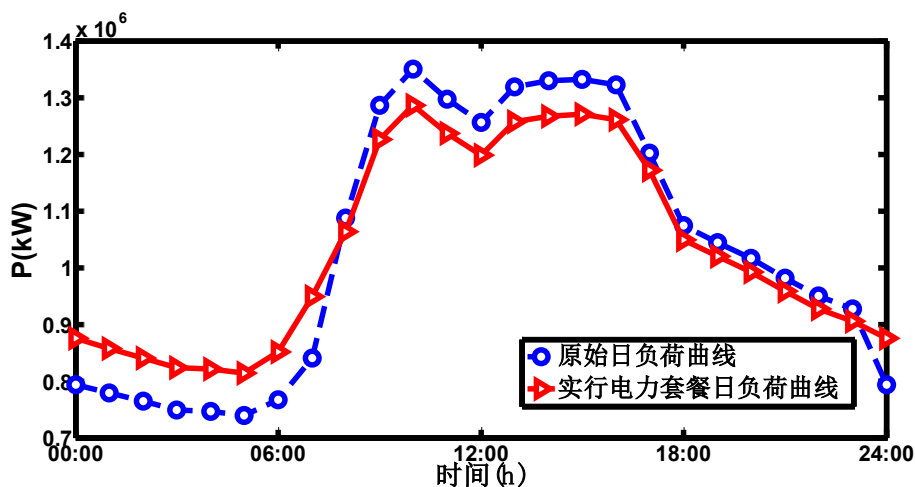


图 2-4 最优套餐实行前后工商业用户总日负荷曲线

Fig. 2-4 System daily load curves without and with the optimal electricity plans



表 2-4 给出了实行电力套餐前后工商业用户总负荷特征。从表 2-4 可以看出, 实施电力套餐后, 负荷峰值的下降量为 63MW, 为原始工商业总负荷峰值的 4.67%, 系统日峰谷差率为 36.73%, 相比原始数据下降了 8.25%。实施最优电力套餐需投入的总成本为 8348 万/年, 给多元主体带来的总效益为 13169 万/年, 益本比为 1.783。

表 2-4 最优电力套餐实行前后工商业用户总负荷特征

Table 2-4 Load characteristics without and with the optimal electricity plans

	最大负荷 (MW)	峰谷差率(%)	负荷率
初始情况	1349.552	45.25%	0.770
实行套餐后	1286.513	36.73%	0.807

改变电费支出满意度权重的取值, 运用电力套餐的优化设计模型, 计算最优套餐下的成本与效益, 得到益本比随电费支出满意度权重的变化情况如图 2-5 所示。由图可见, 最优电力套餐的益本比随电费支出满意度权重的增加而上升, 其原因为用户对电费支付满意度更重视, 这意味着其有更大的意愿去改变用电方式, 选用电力套餐获得的电费折扣对套餐效用的提升作用大于因负荷转移造成的不便导致套餐效用的下降, 因此使用户达到同样的电量转移所需支付的成本更小, 益本比更大。当电费支出满意度权重超过 0.7 时, 随着权重的增加, 益本比基本不变, 此时决定用户选用套餐的意向主要在于套餐折扣的大小, 而折扣的增大必然导致电力套餐成本上升, 故益本比趋于一个恒定值 (3.107)。经测算, 确保益本比不小于 1 的临界权重为 0.345, 只要用户对电费支出满意度赋予的权重超过临界值, 电力套餐的实施就具有经济性和可行性。

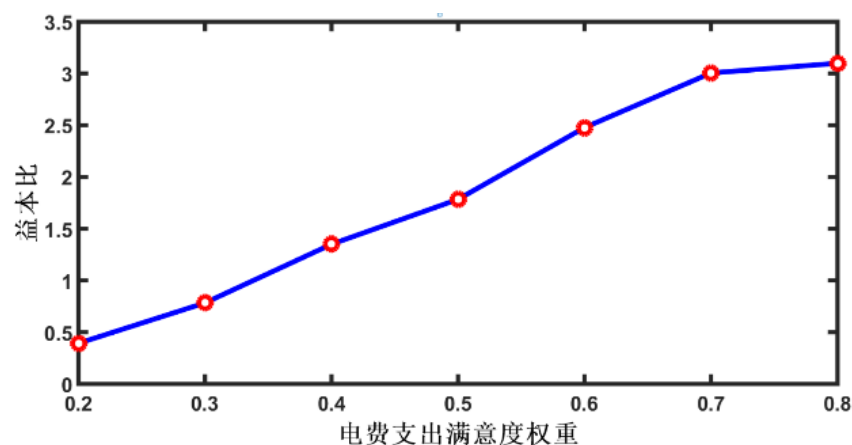


图 2-5 益本比与电费支出满意度权重的关系

Fig. 2-5 Relationship between benefit-cost ratio and electricity bill satisfaction

图 2-6 所示为日峰谷差率下降量随电费支出满意度权重的变化情况。由图 2-6 可见,随着用户对电费支出满意度重视程度的增加,系统日峰谷差率持续下降。因此,电力套餐的实施能有效实现削峰填谷,促进资源的合理配置。

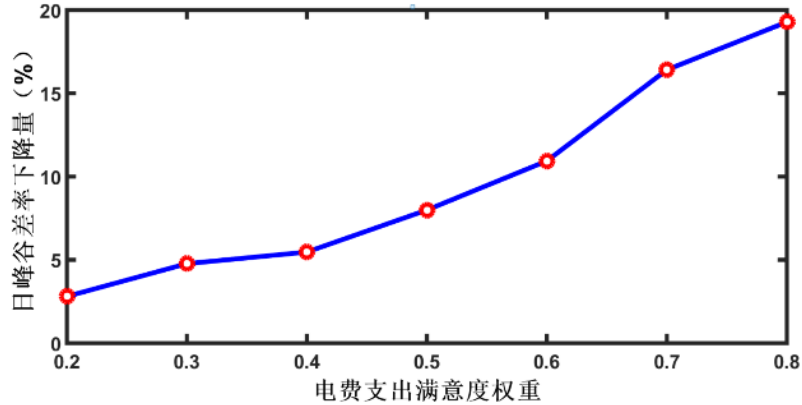


图 2-6 日峰谷差率下降量与电费支出满意度权重的关系

Fig. 2-6 Relationship between peak-valley difference ratio decrement and electricity bill satisfaction

根据算例分析可以得出以下结论:

a. 当用户对电费支出满意度和用电方式满意度同等重视时,通过实施最优电力套餐,68.82%的用户选择了相应的套餐,工商业总负荷峰值下降的比例达4.67%,削峰填谷效果明显。优化得到的电力套餐方案的益本比为1.783,这表明电力套餐产生的效益远大于投入的成本,面向工商业用户的电力套餐具有一定的实际应用价值。

b. 随着电费支出满意度权重的增加,由优化设计模型求得的最优电力套餐的益本比不断上升,最终趋于一个稳定值,系统日峰谷差率不断下降。在电力套餐实施的初期,由于用户对套餐不够了解,往往对用电方式满意度赋予更高的权重,而随着电力套餐在工商业用户中的推广,用户有更大的意愿改变用电行为,对电费支出更加重视,电力套餐实施的益本比会不断增大,削峰填谷效果更佳。因此,工商业用户电力套餐能有效调动需求侧资源的主动性和互动性,提高电网的经济运行水平和可靠性。

## 2.7 本章小结

本章提出了需求响应背景下工商业用户电力套餐设计的优化模型,采用基于

特性指标降维的负荷聚类方法对提取工商业用户典型负荷模式,为电力套餐的设计进行市场细分,基于 MNL 构建了用户对电力套餐的选择行为模型,同时考虑用电费支出满意度和用电方式满意度分析不同套餐对用户的效用;为衡量电力套餐的经济价值,构建了有效的成本效益分析模型,在此基础上提出了电力套餐的综合评价指标;构建了以最大化益本比为目标的电力套餐优化设计模型,该模型将为电网公司投资和推广电力套餐提供科学依据。算例结果表明,工商业用户电力套餐能有效调动需求侧资源的主动性和互动性,提升电网的经济运行水平和可靠性,具有良好的经济性和实际应用价值。

## 第3章 考虑售电公司最优经营策略的偏差电量考核机制设计

### 3.1 引言

不同地区在制定规则时应因地制宜,根据售电公司的运营情况、技术条件和偏差控制水平设置不同的考核阈值。在当前电力体制改革分阶段推进、计划电量以一定比例开放的电力市场环境下,合理地设计偏差电量考核机制对于培育售电主体,引导其提升负荷预测精度、进行需求侧管理具有重要意义。

国内各省市出台的电力中长期市场交易规则都涵盖了对偏差电量处理方式和考核机制的相关规定,各地区对需求侧偏差电量的处罚方式也有所不同。现有的研究都是基于给定的偏差考核规则来分析其影响,没有涉及偏差电量考核机制的优化设计。

售电公司是将电力商品由发电公司或批发市场销售至终端用户的中间机构,以购售电作为其基本业务,具有紧密连接其他市场主体的职能,增加了电力市场的流动性。由于直接参与市场交易的电力大用户的偏差考核及应对考核的策略与售电公司基本没有差异,可视为仅代理本企业负荷的小型售电公司,本文在需求侧仅考虑售电公司在偏差考核机制下的经营策略。在现货市场建立前,售电公司代理用户通过中长期市场中的双边合同和集中竞争交易向多家发电企业购买电能。根据出力特性、发电成本和清洁程度的差异,发电机组可分为可再生能源机组和常规能源机组这两类。在双边市场中,售电公司可以自由选择与可再生能源机组和常规能源机组议价谈判购买电能,而月度集中竞争交易市场中则只能购买常规能源。

在偏差电量处理过程中,采购平衡服务和考核偏差电量的责任由电力交易中心承担,二者之间的差额称为不平衡资金,通常由平衡账户进行差价资金管理。此外,正如前文所述,售电公司的策略性行为也将直接影响平衡账户的余额。基于此,本文构建了同时考虑电力交易中心和售电公司决策行为的偏差电量考核机制双层优化设计模型。其中,上层模型以规划周期内平衡账户余额方差最小为目标,为电力交易中心构建了偏差电量考核机制优化设计模型。此方法能减少平衡账户的波动性,同时减少市场参与者对交易中心采用偏差考核机制来牟取利益的疑虑。下层模型为售电公司提供了一个决策依据,具体包含3个方面的策略:1)

中长期市场中的购电策略；2) DEC/INC 的补偿价格；3) DEC/INC 的实际调用策略。采用消费者心理学来衡量电力用户在给定的补偿价格下削减/增长负荷的意愿。售电公司面临的可再生能源出力波动和代理用户用电量波动双重风险由 CVaR 来衡量，并通过算例分析了风险中性型和风险规避型售电公司的不同购售电策略。

本章的主要贡献如下：

(1) 提出一种考核单价为分段线性的需求侧偏差电量考核机制，该机制相比当前广泛应用的单段式固定考核单价的偏差考核机制更能激励售电商提高负荷预测精度、进行负荷管理；

(2) 构建考虑交易中心和售电公司的随机双层优化模型以优化设计分段线性偏差电量考核机制中的关键参数，目前的研究没有涉及偏差电量考核机制参数的优化设计问题；

(3) 在中长期市场交易背景下，构建偏差考核机制和可再生能源配额制下售电公司的最优购电和需求响应激励决策模型，模型同时考虑了代理用户用电量和可再生能源机组出力的双重不确定性，以条件风险价值度量售电公司的风险；

(4) 探究了 RPS 机制的实施对售电公司经营策略和偏差考核机制参数设置的影响，为电力交易中心在可再生能源配额制的不同阶段下制定具体市场实施细则提供参考。

本章后续章节的安排如下：第一节介绍了所提出的基于 PBR 的偏差电量考核机制及其关键参数；第二节构建了售电公司在偏差电量考核机制下的最优经营决策模型；第三节构建了偏差电量考核机制设计的随机双层优化模型；第四节通过实际数据进行算例分析以验证模型的合理性和有效性；第五节总结了本章的研究内容。

### 3.2 基于 PBR 的分段线性偏差电量考核机制

在中国，售电公司主要通过两个市场来购买其所需电力，分别是中长期双边市场和月度集中竞价市场<sup>[100]</sup>。双边市场交易时间跨度较长，通常从多年前开始直到月前结束。市场参与者通过自主协商签订合同，双方约定合同电量、价格和交割的时间。中长期合同具有规避现货市场价格剧烈波动的风险的作用，帮助交

易双方提前锁定收益,并且能够反映长期的电力供需关系。集中竞价市场是一种典型的双边竞价机制。值得指出的是,国外双边竞价机制通常被认为是现货交易的一种形式,其交易周期包括多日、日、小时甚至到物理交割前的几分钟<sup>[93]</sup>。

本文根据中国大部分省市的实施现状,在考虑售电公司最优经营策略问题时如下假设:1)售电公司代理用户的购电合同采用全电量模式,并且承诺负责该用户的全部偏差电量考核;2)售电公司参与年度双边协商市场和月度集中竞价市场,在年度双边市场中与发电厂签订电量合同,并将电量分解至每月,双边交易的价格由合同双方协商确定,集中竞价市场中供给侧申报电量和电价,需求侧仅需申报电量,交易价格由市场统一出清确定。

售电公司通过双边合同市场和集中竞价市场所购买的电量统称为合同电量。由于负荷预测的偏差,售电公司代理用户用电量与合同电量之间的偏差难以避免。图 3-1 所示为广东电力市场 2018 年合同电量、实际用电量和合同偏差执行率。由图 3-1 可知,在 1 月、3 月、4 月和 5 月实际用电量高于合同电量,其他月份则反之,负荷预测偏差率在一年内呈现了很大的不确定性。因此,售电公司面临着受考核的风险。偏差考核机制的参数对于售电公司的经营策略有直接影响,设置较为宽松的考核参数不利于激励售电公司进行负荷管理并提高负荷预测精度,失去了偏差考核的意义,而设置较为严厉的考核参数则可能导致售电公司面临巨大的亏损风险,在市场建设初期不利于市场主体的培养。

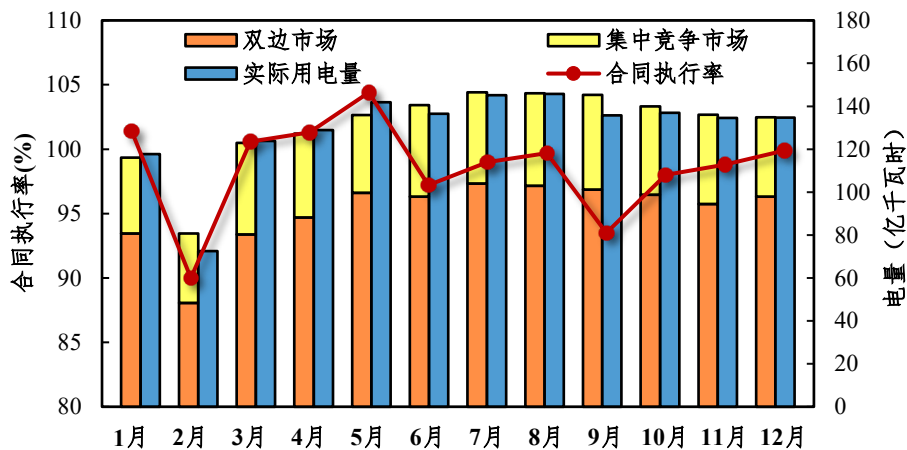


图 3-1 广东电力市场 2018 年合同电量、实际用电量与合同执行偏差率

Fig. 3-1 The contracted and actual volume of the monthly electrical energy consumption in 2018 of Guangdong Province, China

国内外目前关于偏差电量结算机制的研究主要包括三个方面:1)偏差结算

机制对市场行为的影响<sup>[52],[95]</sup>；2) 不平衡电量定价机制<sup>[50],[52]</sup>；3) 不平衡结算规则<sup>[39],[51],[66]</sup>。很少有文献涉及偏差电量考核机制的定量设计。目前，单段式偏差考核（single pricing energy imbalance settlement, SP-EIS）机制被广泛应用于中国各省级电力市场。在该机制中，通常会设置一个免考核区域，免考核区域的上下限分别对应正偏差考核阈值和负偏差考核阈值，如图 3-2 所示。以签订的月度合同电量为基准，当售电公司代理用户的月度用电量在免考核范围内（图 3-2 中的情形-1 和情形 2）时，以合同约定价格结算其实际电量。当售电公司代理用户的用电量超出（情形-3）或低于（情形-4）免考核范围时，售电公司将受到偏差考核，其电量仍以合同约定价格按照实际用电量结算，而超出考核范围的用电量还需额外支付偏差考核费用。偏差电量免考核范围的因地区而异，且直接关系到市场主体的盈利情况。例如：2018 年广东省的偏差考核阈值为 $\pm 2\%$ ，售电公司支付的片炒考核费用高达 1.7 亿元，占其总收入的 22.1%，约 20.3% 的售电公司在月度市场交易中亏损。重庆市对用户侧的偏差考核较广东省更为宽松，其免考核范围为 $\pm 5\%$ ，但因市场主体对交易规则和政策调整不熟悉且偏差考核的实施较为复杂，对 2017 年度直接参与市场交易的相关主体豁免了偏差考核，不追究其电量偏差违约责任。因此，偏差考核规则的设计应因地制宜，根据售电公司的运营情况、技术条件和偏差控制水平设置不同的考核阈值。

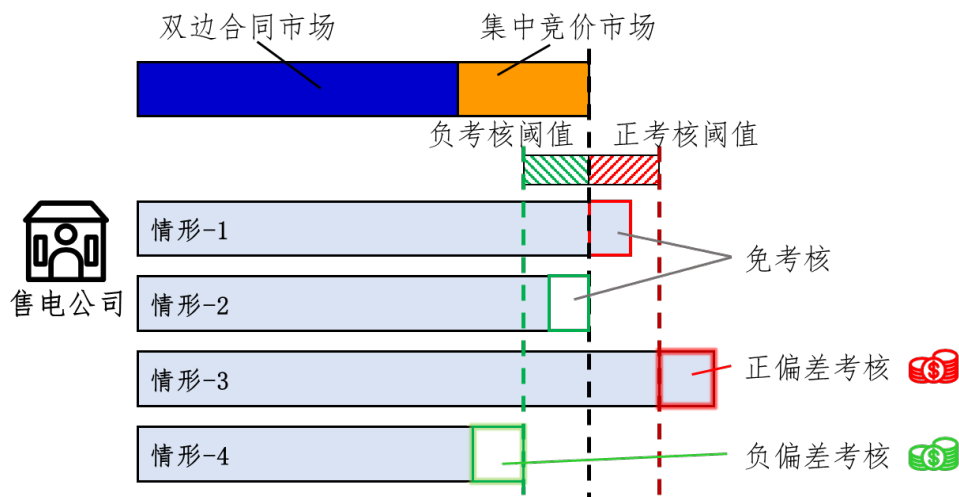


图 3-2 单段式偏差考核机制下售电公司的受考核情况

Fig. 3-2 Single pricing EIS mechanism in the forward electricity market of China

类似的问题也曾发生在配电系统的质量监管方面。为了提高运营效率和降低电价，英国、挪威、美国等许多国家在配电系统中实施基于绩效的管制

(performance based regulation, PBR)。但由于配电公司为了提高效率,可能采取降低成本的措施(例如减少设备投资、延长设备维修时间间隔等),导致配电系统可靠性的降低<sup>[96]-[97]</sup>。为了保证供电可靠性,监管机构在实施PBR管制模式时,通常引入奖惩机制(penalty-reward mechanism, PRM),根据供电可靠性水平,给予配电公司一定金额的奖励或者惩罚<sup>[98]</sup>。

偏差电量考核机制与配电系统可靠性监管机制类似,本质上都是由于市场主体绩效偏离理想设定值,而对其进行经济上的奖励或者惩罚,激励其提高绩效以实现社会效益最大化。此外,这两种机制都是分地区设置不同的实施细则和参数,以适应不同地区的经济发展水平、电网建设情况、能源结构等特点。图3-3所示为PRM机制的4种形式:最小值标准型(minimum standards)、连续型(continuous)、封顶型(capped)和死区型(dead band)<sup>[99]</sup>。最小值标准型是一种离散(质量和价格的离散关系)的PRM机制,当配电公司的供电可靠性低于目标值(target level)时,其将受到一个固定的惩罚。这种形式不利于激励配电公司将其可靠性设定在高于目标值水平上,因此系统的可靠性由预先设定的目标值决定。目前国内大部分省市采用的单段式偏差考核机制与最小值标准型PRM机制类似,免考核范围外的偏差电量都按照某一固定的价格来考核,没有体现偏差大小对系统整体平衡的影响,不利于激励售电公司将偏差率控制在较低的水平。

后三种形式的PRM机制是关于质量和价格之间的连续函数,相比最小值标准型更能激励配电公司实现社会经济最佳可靠性水平。在连续型PRM机制下,一旦可靠性水平偏离目标值,配电公司将受到奖励或者惩罚。封顶型PRM机制与连续型相似,其区别在于对配电公司的奖励和惩罚设置了上限值,以限制配电公司的财务风险。死区型PRM机制在目标值附近设置了一个既不奖励也不惩罚的区域,以避免由随机因素导致可靠性水平的波动而引起配电公司的财务风险。在此区间外也类似于连续型PRM机制,奖励和惩罚随着可靠性水平的变化而变化。



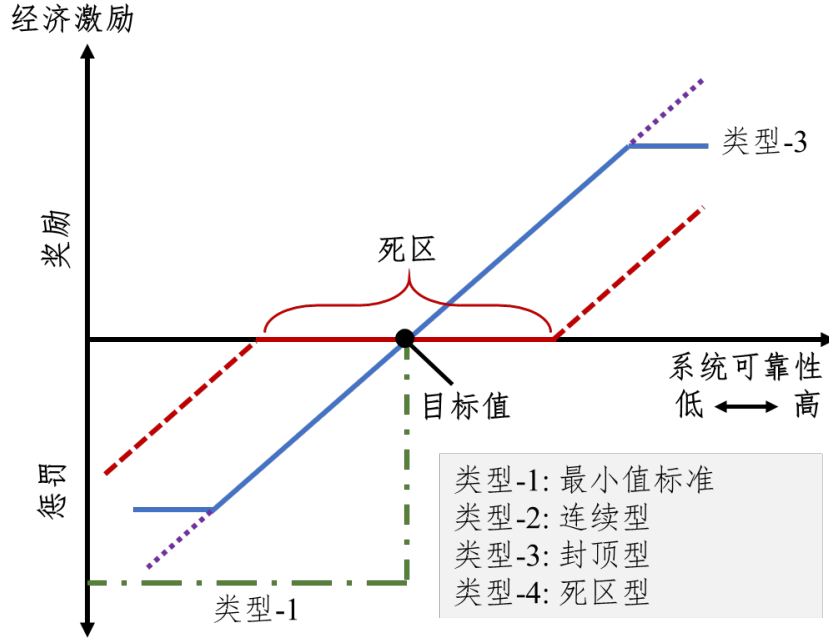


图 3-3 RPS 机制的 4 种形式

Fig. 3-3 Four different forms of PRM

为了克服 SP-EIS 机制的缺点，江苏省电力市场设置了多段式的偏差考核机制，考核价格阶梯上升，-3%以外的负偏差电量按照燃煤标杆电价的 10%考核，+3%至 10%之间的正偏差电量按照销售目录电价的 10%来考核；10%以外的正偏差电量按照销售目录电价的 20%来考核。由此可见，对不同偏差率范围内的偏差电量采用不同的考核单价是一种趋势。此外，分段线性的惩罚函数也被用于挪威的日前电力市场，以结算实际用电负荷与日前电力市场中标电力之间的偏差<sup>[100]</sup>。因此，本文借鉴连续型 RPS 机制对配电公司的经济激励随着其供电可靠性水平变化而变化的思想，结合封顶型 RPS 和死区型 RPS 的特点，设计分段线性定价的偏差考核（piecewise linear penalty pricing scheme, PLP-EIS）机制对售电公司的偏差电量进行惩罚。

图 3-4 所示为 PLP-EIS 机制下偏差电量考核单价与售电公司合同执行偏差率的关系。合同执行偏差率被定义为月度偏差电量与合同电量的比值。以  $T$  表示规划周期内的总时段数， $\Omega$  表示场景集。售电公司  $k$  在场景  $\omega$  下  $t$  时段合同执行偏差率  $\alpha_k$  可表示为

$$\alpha_k(\omega, t) = \frac{E_k^S(\omega, t) - E_k^B(\omega, t)}{E_k^B(\omega, t)} \quad (3-1)$$

式中： $E_k^S(\omega, t)$ 、 $E_k^B(\omega, t)$ 分别表示售电公司  $k$  在场景  $\omega$  下  $t$  时段的售电量和合同电量。

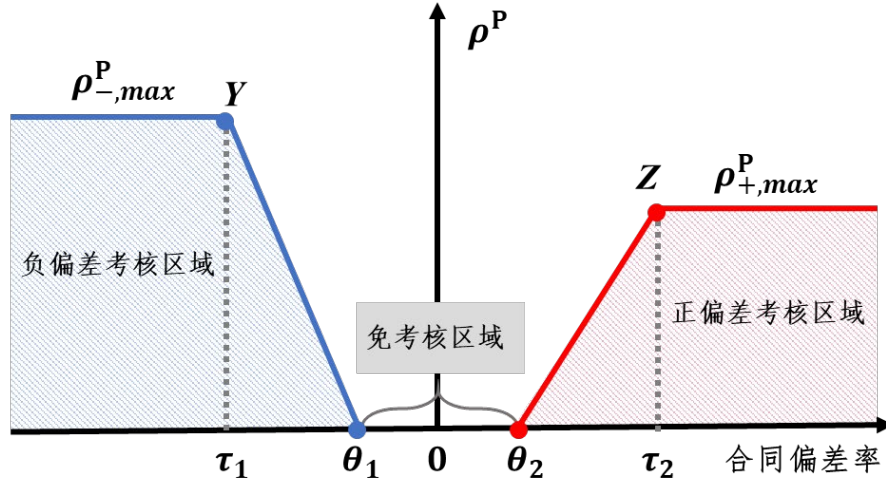


图 3-4 考核单价分段线性的偏差考核机制

**Fig. 3-4 A piecewise linear penalty pricing function with respect to retailer's deviation rate**

按合同执行偏差率的差异,考核电价定价曲线可分为 3 个区域:免考核区域、负偏差考核区域和正偏差考核区域。免考核区域的设置是为了降低售电公司受考核的风险<sup>[102]-[103]</sup>,由于受天气、政策等随机因素的影响,售电公司实际用电量与合同电量之间难免有偏差,因此在偏差为零附近的一定区域内是可接受的偏差,不进行惩罚。当合同执行偏差率高于免考核区域的正边界时,售电公司受到正偏差考核,且考核单价随着偏差率的增大由零开始线性上升,在拐点 Z 达到正偏差考核单价上限值。负偏差考核区域与正偏差考核区域类似。考核单价上限的设置是为了降低售电公司的财务风险,避免因某月偏差控制不当而发生破产的可能。

考核单价与免考核范围的正负边界、最大限值拐点的横轴坐标等参数的设置密切相关,其表达式为

$$\rho^P(\alpha_k) = \begin{cases} \rho_{-,max}^P & \alpha_k < \tau_1 \\ \frac{\rho_{-,max}^P}{\tau_1 - \theta_1} \alpha_k - \frac{\rho_{-,max}^P}{\tau_1 - \theta_1} \theta_1 & \tau_1 \leq \alpha_k < \theta_1 \\ 0 & \theta_1 \leq \alpha_k < \theta_2 \\ \frac{\rho_{+,max}^P}{\tau_2 - \theta_2} \alpha_k - \frac{\rho_{+,max}^P}{\tau_2 - \theta_2} \theta_2 & \theta_2 \leq \alpha_k < \tau_2 \\ \rho_{+,max}^P & \tau_2 \leq \alpha_k \end{cases} \quad (3-2)$$

式中： $\rho^P(\alpha_k)$ 表示售电公司 $k$ 的合同电量偏差执行率为 $\alpha_k$ 时对应的考核单价； $\rho_{+,max}^P$ 和 $\rho_{-,max}^P$ 分别表示正、负偏差电量考核单价的上限值； $\tau_1$ 和 $\tau_2$ 分别表示达到负、正偏差考核单价上限值的合同执行偏差率； $\theta_1$ 和 $\theta_2$ 分别表示免考核区域的上、下边界，其中 $\theta_1 < 0$ ， $\theta_2 > 0$ 。

### 3.3 偏差电量考核机制设计的随机双层优化模型

#### 3.3.1 双层优化模型框架

偏差考核机制设计问题涉及的两大主体分别为电力交易中心和售电公司。电力交易中心作为交易实施规则的制定者，其本身是一个非盈利性的组织，应尽量保持平衡账户余额接近于零，以消除售电公司对交易中心实施偏差考核是为了集资的疑虑。售电公司则需要根据偏差考核机制的具体规定并结合自身利益来调整经营策略，且其经营策略的改变也会影响平衡账户的余额，进而对交易中心的决策产生影响。因此，本章构建了同时考虑交易中心和售电公司的双层模型以进行偏差电量考核机制的优化设计。

上层模型描述了电力交易中心的机制设计策略，通过优化偏差考核机制中的相关参数，使规划周期内平衡账户余额的方差之和最小化，从而在保持平衡账户收支平衡的同时尽量减少其波动性。

下层模型描述了单个售电公司的最优经营策略，选取 CVaR 作为评估风险的指标，通过优化售电公司的在不同时段的购电量和可中断负荷补偿单价，使其计及风险和期望利润的综合效用最大化。如图 3-5 所示，售电公司主要通过两种途径来购买电能：1) 通过双边合同市场或集中竞价市场购买传统能源机组（Conventional power producers, CPPs）电能；2) 与可再生能源机组（Renewable energy power producers, RPPs）签订双边合同<sup>[104]</sup>。通常，售电公司将承担起所代理用户的偏差考核责任。为了降低受考核的风险，售电公司通过经济补偿激发用户负荷的灵活性，在出现正偏差电量时调用 DEC，负偏差时调用 INC，以减少受考核的偏差电量。因此，售电公司面临的决策问题主要包括 3 个方面：1) 在中长期市场确定需购买的电量；2) 在上月末确定 DEC/INC 的补偿单价；3) 当月确定 DEC/INC 的实际调用策略。

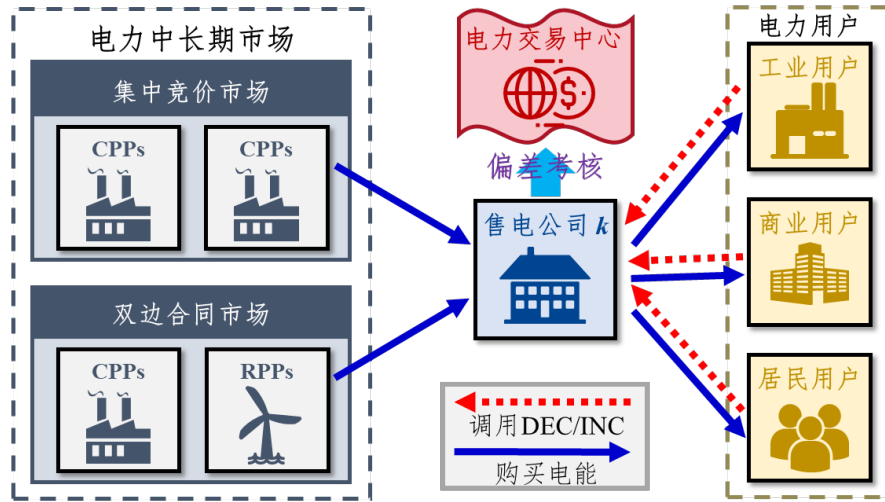


图 3-5 售电公司的主要决策问题

Fig. 3-5 Major decision problems of retailers in lower level model

图 3-6 所示为所构建的偏差电量考核机制设计双层规划框架图。为了描述模型中涉及的两大不确定性——可再生能源出力和用户用电负荷，采用文献[105]中的先验启发式算法进行场景生成，并采用文献[106]中的后向场景削减技术来减少所求解问题的计算量。

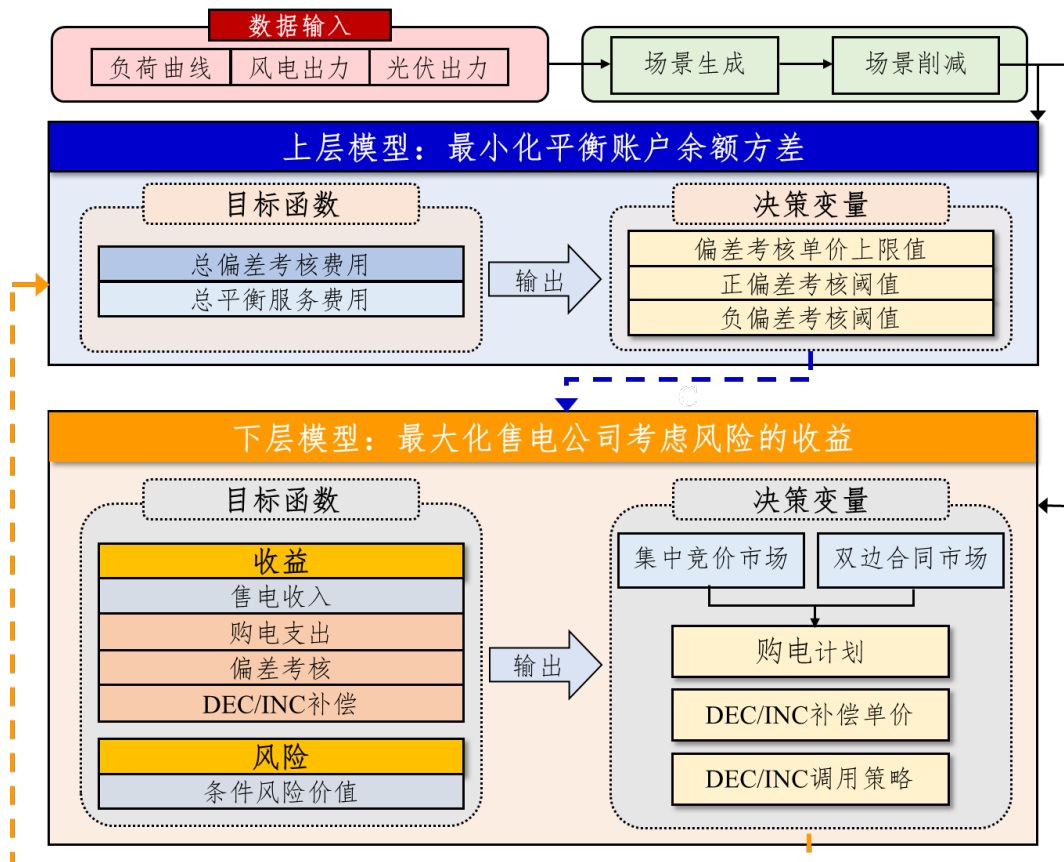


图 3-6 双层优化模型框架

Fig. 3-6 Framework of the proposed method

### 3.3.2 确定偏差考核机制参数的上层优化模型

平衡账户的收入主要来自于售电公司缴纳的偏差考核费用，可表示为

$$C^P(t) = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \sum_{k=1}^K C_k^P(\omega, t) \quad (3-3)$$

$$C_k^P(\omega, t) = \begin{cases} \rho^P(\alpha_k)[\tau_1 E_k^B(\omega, t) - E_k^S(\omega, t) + \frac{1}{2}(\theta_1 - \tau_1)E_k^B(\omega, t)] & \alpha_k < \tau_1 \\ \frac{1}{2}\rho^P(\alpha_k)[\theta_1 E_k^B(\omega, t) - E_k^S(\omega, t)] & \tau_1 \leq \alpha_k < \theta_1 \\ 0 & \theta_1 \leq \alpha_k < \theta_2 \\ \frac{1}{2}\rho^P(\alpha_k)[E_k^S(\omega, t) - \theta_2 E_k^B(\omega, t)] & \theta_2 \leq \alpha_k < \tau_2 \\ \rho^P(\alpha_k)[E_k^S(\omega, t) - \tau_2 E_k^B(\omega, t) + \frac{1}{2}(\tau_2 - \theta_2)E_k^B(\omega, t)] & \tau_2 \leq \alpha_k \end{cases} \quad (3-4)$$

式中： $K$ 表示售电公司数量； $\pi(\omega)$ 表示场景 $\omega$ 出现的概率。

平衡账户的支出主要用于支付上下调平衡服务的费用。《基本规则》中推荐采用发电侧预挂牌月平衡机制来处理中长期合同执行电量偏差。在此方式下，在每月最后7日，调度机构根据当月电力供需形势，按照经济性最优的原则调用机组的增发和减发电量，以保障系统发用电平衡。在电力供需形势紧张时优先安排增发价格较低的机组增加发电量，在电力需求不足时优先安排补偿价格较低的机组减少发电量，其余机组按照合同电量安排发电计划。预挂牌月平衡机制下 $t$ 时段系统的上下调服务费为

$$C^A(t) = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) C^A(\omega, t) \quad (3-5)$$

$$C^A(\omega, t) = \begin{cases} \rho^U(t)E^D(\omega, t) & E^D(\omega, t) \geq 0 \\ -\rho^D(t)E^D(\omega, t) & E^D(\omega, t) < 0 \end{cases} \quad (3-6)$$

$$E^D(\omega, t) = E^S(\omega, t) - E^B(\omega, t) \quad (3-7)$$

$$E^S(\omega, t) = \sum_{k=1}^K E_k^S(\omega, t) \quad (3-8)$$

$$E^B(\omega, t) = \sum_{k=1}^K E_k^B(\omega, t) \quad (3-9)$$

式中： $C^A(t)$ 表示时段 $t$ 内总的上下调服务费用； $C^A(\omega, t)$ 表示场景 $\omega$ 下 $t$ 时段的

上下调服务费用； $\rho^D(t)$ 和 $\rho^U(t)$ 分别表示机组减发和增发单位电量的价格； $E^S(\omega, t)$ 和 $E^B(\omega, t)$ 分别表示场景 $\omega$ 下 $t$ 时段售电公司 $k$ 的实际售电量和总合同电量。

本文所提出的 PLP-EIS 机制中包含的 6 个变量分别是： $\theta_1$ ， $\theta_2$ ， $\tau_1$ ， $\tau_2$ ， $\rho_{-,max}^P$ 和 $\rho_{+,max}^P$ 。设置偏差电量考核单价上限值是为了防止售电公司面临的风险过大。因此，达到偏差考核单价上限值的合同执行偏差率 $\tau_1$ 和 $\tau_2$ 的值应根据市场中所有售电公司的历史偏差率统计数据来确定。通常认为 $\tau_1$ 和 $\tau_2$ 的绝对值等于历史偏差率的标准差。为了简化结算且避免售电公司的策略性行为，正负偏差考核单价上限值应相等（下文不再区分正、负考核单价上限值 $\rho_{-,max}^P$ 和 $\rho_{+,max}^P$ ，统一写作 $\rho_{max}^P$ ）。因此，上层模型的决策变量为免考核区域的正边界 $\theta_1$ 、免考核区域的负边界 $\theta_2$ 和偏差考核单价上限值 $\rho_{max}^P$ ，该优化问题可表示为

$$\min \sum_{t=1}^T [C^P(t) - C^A(t)]^2 \quad (3-10)$$

$$\text{s.t. } \rho_{max}^P = \delta \rho^{AVPD}, \delta \in N^+ \quad (3-11)$$

$$\theta_1 = \sigma_1 \Delta, \sigma_1 \in N^+ \quad (3-12)$$

$$\theta_2 = \sigma_2 \Delta, \sigma_2 \in N^+ \quad (3-13)$$

式中： $\rho^{AVPD}$ 表示月度集中竞价市场的出清电价与目录电价之间的价差（absolute value of price differences, AVPD）的绝对值（通常月度集中竞价市场出清价低于目录电价）； $\Delta$ 表示售电公司可觉察的考核阈值变化量最小值。式(3-11)描述了考核单价上限值与出清价差之间的关系，通常偏差考核单价上限值需与市场电价相联动，故设置为出清价差的整数倍；式(3-12)和式(3-13)表示免考核区域的正负边界值应等于可觉察变化量的整数倍。

### 3.3.3 确定售电公司最优经营策略的下层优化模型

#### 3.3.3.1 基于用户心理学的柔性负荷响应模型

用户的用电负荷通常分为刚性负荷和柔性负荷。其中前者指必须随时满足的

电力需求。柔性负荷则指以原始用电方式为基准，在一定范围内可以进行调整的用电负荷，包括空调、冰箱等传统负荷和储能、电动汽车等双向可控负荷。柔性负荷可响应售电公司的需求和指令并参与电力电量平衡<sup>[107]</sup>，在售电公司的经济激励下，为可削减负荷（decreasable load, DEC）和可增长负荷（increasable load, INC）。如图 3-7 的情形-1 所示，当月底还有大量电量富余时，售电公司通过经济激励来鼓励用户增加用电需求，以降低负偏差考核风险。类似地，如图 3-7 的情形-2 所示，在电量紧缺时，售电公司通过调用可削减负荷以避免受到正偏差考核，用户响应调用指令获得经济补偿。

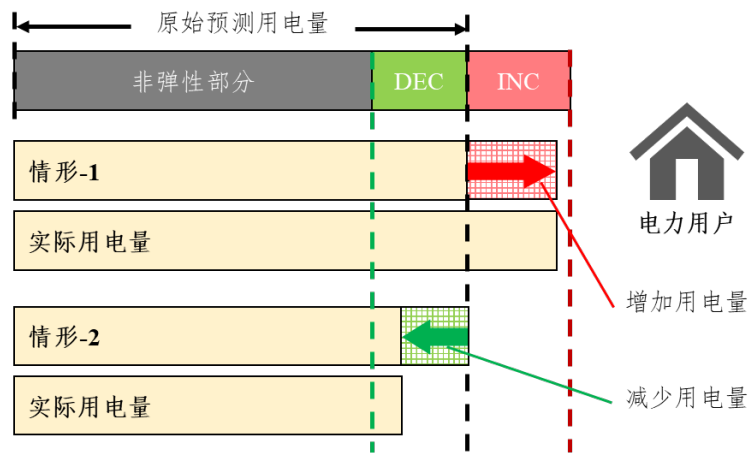


图 3-7 电力用户的柔性负荷响应

**Fig. 3-7 Comparison of energy consumption increase and reduction**

由消费者心理学可知，用户的响应程度与单位补偿价格相关<sup>[108]</sup>。如图 3-8 所示，用户的响应曲线分为死区、线性区和饱和区。当补偿单价低于可觉察阈值时，用户基本不响应；超过该阈值，用户开始响应中断/增长指令，且在一定范围内，随着补偿单价的提高，用户的响应率线性上升；超过某一上限时，用户的响应能力趋于饱和，不再有更多的可调节电量。

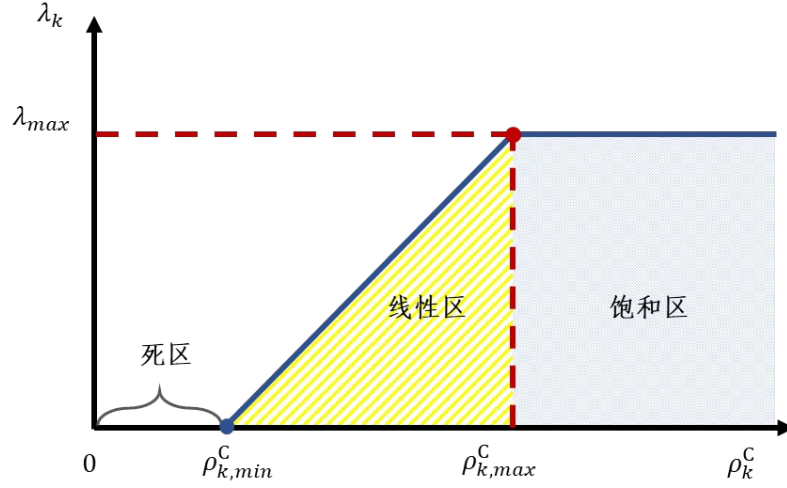


图 3-8 柔性负荷用户响应率曲线

Fig. 3-8 DEC/INC response curve of customers

以电量削减系数  $\lambda_k^{\text{IL}}(t)$  来描述用户在给定的经济激励下主动响应负荷削减指令的意愿，即可削减负荷的响应率，其值为可削减电量与柔性负荷电量之比，可表示为

$$\lambda_k^{\text{IL}}(t) = \begin{cases} 0 & 0 \leq \rho_k^{\text{C,IL}}(t) < \rho_{k,\min}^{\text{C,IL}} \\ \mu_k^{\text{IL}}(\rho_k^{\text{C,IL}}(t) - \rho_{k,\min}^{\text{C,IL}}) & \rho_{k,\min}^{\text{C,IL}} \leq \rho_k^{\text{C,IL}}(t) < \rho_{k,\max}^{\text{C,IL}} \\ \lambda_{k,\max}^{\text{IL}} & \rho_{k,\max}^{\text{C,IL}} \leq \rho_k^{\text{C,IL}}(t) \end{cases} \quad (3-14)$$

式中： $\rho_k^{\text{C,IL}}(t)$  表示  $t$  时段售电公司  $k$  支付用户单位可中断电量的补偿价格； $\rho_{k,\min}^{\text{C,IL}}$  和  $\rho_{k,\max}^{\text{C,IL}}$  分别表示 DEC 响应曲线的死区阈值和饱和区阈值； $\mu_k^{\text{IL}}$  表示 DEC 响应曲线线性区的斜率； $\lambda_{k,\max}^{\text{IL}}$  表示电量削减系数的饱和值。

类似地，以电量增长系数  $\lambda_k^{\text{UL}}(t)$  来描述用户在给定的经济激励下主动响应负荷增长指令的意愿，即可增长负荷的响应率，其值为可增长电量与柔性负荷电量之比，可表示为

$$\lambda_k^{\text{UL}}(t) = \begin{cases} 0 & 0 \leq \rho_k^{\text{C,UL}}(t) < \rho_{k,\min}^{\text{C,UL}} \\ \mu_k^{\text{UL}}(\rho_k^{\text{C,UL}}(t) - \rho_{k,\min}^{\text{C,UL}}) & \rho_{k,\min}^{\text{C,UL}} \leq \rho_k^{\text{C,UL}}(t) < \rho_{k,\max}^{\text{C,UL}} \\ \lambda_{k,\max}^{\text{UL}} & \rho_{k,\max}^{\text{C,UL}} \leq \rho_k^{\text{C,UL}}(t) \end{cases} \quad (3-15)$$

式中： $\rho_k^{\text{C,UL}}(t)$  表示  $t$  时段售电公司  $k$  支付用户单位可增长电量的补偿价格； $\rho_{k,\min}^{\text{C,UL}}$



和  $\rho_{k,\max}^{C,UL}$  分别表示 INC 响应曲线的死区阈值和饱和区阈值； $\mu_k^{UL}$  表示 INC 响应曲线线性区的斜率； $\lambda_{k\max}^{UL}$  表示电量增长系数的饱和值。

故售电公司的可削减电量和可增长电量分别为

$$E_k^{LL}(\omega, t) = \lambda_k^{LL}(t) E_k^{F,f}(\omega, t) \quad (3-16)$$

$$E_k^{UL}(\omega, t) = \lambda_k^{UL}(t) E_k^{F,f}(\omega, t) \quad (3-17)$$

式中： $E_k^{LL}(\omega, t)$  和  $E_k^{UL}(\omega, t)$  分别表示场景  $\omega$  下  $t$  时段售电公司  $k$  可调用的中断电量和可增长电量； $E_k^{F,f}(\omega, t)$  表示场景  $\omega$  下  $t$  时段售电公司  $k$  代理用户的柔性负荷电量。

### 3.3.3.2 PLP-EIS 机制下售电公司的柔性负荷调用策略

由于售电公司对 INC 和 DEC 的调用策略是完全类似的，本节以正偏差场景下对 DEC 的调用为例来分析售电公司的决策过程。当售电公司代理用户的原始用电量超出正偏差免考核范围时，售电公司可以通过购买可削减负荷来减少受考核的电量。在中长期市场中，售电公司的合同电量和中断补偿价格通常在月前已经确定，故用户的可中断负荷响应率是固定的；在每月末，售电公司将权衡因中断电量而减少的损失和为之支付的补偿费用的大小来确定可中断负荷的实际调用策略。

图 3-9 所示为  $t$  时段正偏差场景下售电公司  $k$  售出单位电量的综合损失函数。当偏差率较小时，售电公司售出单位电量是盈利的，即其损失为负；当偏差率较大时，售电公司每多售出一单位用电量需支付偏差考核费用高于所得的售电利润，其损失为正。综合损失函数可表示为

$$\rho_k^L(\alpha_k, t) = \rho^P(\alpha_k) + \rho^Q(t) - \rho_k^S(t) \quad (3-18)$$

式中： $\rho_k^L(\alpha_k, t)$  表示  $t$  时段售电公司  $k$  在偏差率为  $\alpha_k$  时售出单位电量的损失； $\rho^Q(t)$  表示  $t$  时段偏差电量结算单价； $\rho_k^S(t)$  表示  $t$  时段售电公司  $k$  与其用户签订的所有合同的加权平均价。

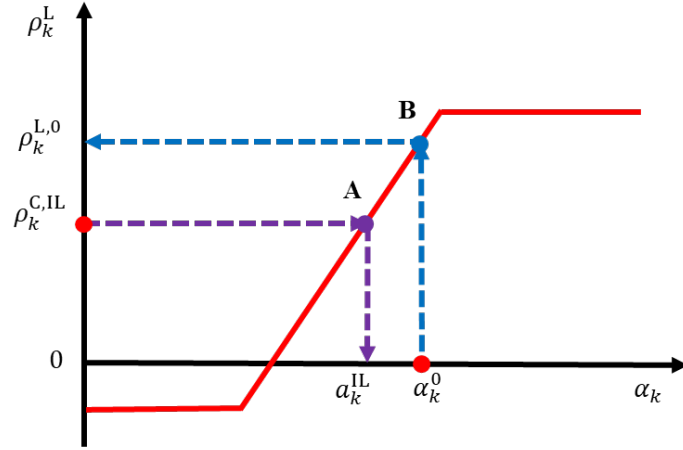


图 3-9 售电公司单位电量综合损失函数

Fig. 3-9 Loss function curve of a retailer in cases of positive imbalance

图 3-9 中  $\alpha_k^0(t)$  表示不调用 DEC 时售电公司的合同执行偏差率，此时售电公司的售电量  $E_k^S(\omega, t)$  等于其代理用户的原始用电量  $E_k^F(\omega, t)$ 。故  $\alpha_k^0(t)$  的表达式为

$$\alpha_k^0(t) = \frac{E_k^F(\omega, t) - E_k^B(\omega, t)}{E_k^B(\omega, t)} \quad (3-19)$$

$\alpha_k^{IL}(t)$  表示当综合损失恰好与中断补偿单价相等时的合同执行偏差率，反映了售电公司调用 DEC 的意愿， $\alpha_k^{IL}(t)$  越小售电公司则更愿意通过购买 DEC 来减少受考核的电量，反之亦然。故  $\alpha_k^{IL}(t)$  的表达式为

$$\alpha_k^{IL}(t) = \rho_k^{L-1}[\rho_k^{C,IL}(t)] \quad (3-20)$$

如图 3-9 所示，不同偏差率范围的单位售电量对应不同的损失，而补偿单价在某一时段内是与偏差率无关的固定值。因此，售电公司实际中断电量的大小与原始偏差率  $\alpha_k^0(t)$  和 DEC 补偿单价  $\rho_k^{C,IL}(t)$  密切相关。经济削减电量定义为使得售电公司的偏差率恰好等于  $\alpha_k^{IL}(t)$  时需削减的电量，其表达式为

$$E_k^{IL,e}(\omega, t) = E_k^F(\omega, t) - \alpha_k^{IL}(t) E_k^B(\omega, t) \quad (3-21)$$

经济削减电量的本质为不考虑用户可响应的 DEC 电量限制时，售电公司为降低偏差考核费用并达到利润最大化时的最佳削减电量。一方面，若实际削减电量大于  $E_k^{IL,e}(\omega, t)$ ，超出  $E_k^{IL,e}(\omega, t)$  的电量对应的综合损失将小于 DEC 补偿单价，

故接受偏差考核是更经济的做法；另一方面，若实际削减电量小于  $E_k^{\text{IL},e}(\omega, t)$ ，此时售电公司售出单位电量的综合损失大于 DEC 补偿价格，故仍可削减部分电量以降低考核费用。

显然，只有当单位电量所承受的损失大于单位电量的补偿价格时，售电公司才会调用 DEC 来减少正偏差电量。因此，考虑到用户可削减电量的限制，售电公司实际削减的电量  $E_k^{\text{IL},a}(\omega, t)$  为

$$E_k^{\text{IL},a}(\omega, t) = \begin{cases} 0 & \alpha_k^0(\omega, t) \leq \alpha_k^{\text{IL}}(t) \\ \min\{E_k^{\text{IL}}(\omega, t), E_k^{\text{IL},e}(\omega, t)\} & \alpha_k^0(\omega, t) > \alpha_k^{\text{IL}}(t) \end{cases} \quad (3-22)$$

类似的，综合考虑用户可增长电量的限制和售电公司对 INC 的调用策略，可得出售电公司实际增长的电量  $E_k^{\text{UL},a}(\omega, t)$  为

$$E_k^{\text{UL},a}(\omega, t) = \begin{cases} 0 & \alpha_k^0(\omega, t) \geq \alpha_k^{\text{UL}}(t) \\ \min\{E_k^{\text{UL}}(\omega, t), E_k^{\text{UL},e}(\omega, t)\} & \alpha_k^0(\omega, t) < \alpha_k^{\text{UL}}(t) \end{cases} \quad (3-23)$$

$$E_k^{\text{UL},e}(\omega, t) = \alpha_k^{\text{UL}}(t) E_k^{\text{B}}(\omega, t) - E_k^{\text{F}}(\omega, t) \quad (3-24)$$

式中： $E_k^{\text{UL},e}(\omega, t)$  表示场景  $\omega$  下  $t$  时段售电公司  $k$  的经济增长电量； $\alpha_k^{\text{UL}}(t)$  表示综合损失与 INC 补偿单价相等时对应的偏差率。

考虑到对柔性负荷的调用策略，售电公司代理用户的实际用电量（即售电量）为

$$E_k^{\text{S}}(\omega, t) = E_k^{\text{F}}(\omega, t) - E_k^{\text{IL},a}(\omega, t) + E_k^{\text{UL},a}(\omega, t) \quad (3-25)$$

### 3.3.3.3 配额制下售电公司的可再生能源购电业务

未来中国将推进并完善可再生能源配额制和绿色证书交易制度，届时非水电可再生能源电力将更多地参与市场竞争，同时售电公司被要求购买一定的绿色证书或非水电可再生能源电能来完成其配额责任。由于出力的随机性和波动性，RPPs 相较于 CPPs 在合同履约上面临着更大的风险。售电公司可以通过 PPA (power purchase agreement) 合同模式与 RPPs 开展可再生能源电力的收购业务，以相对便宜的固定价格全额收购 RPPs 所发电量<sup>[109]</sup>。对于 RPPs 而言，由于出力不确定引发的平衡责任风险通过 PPA 转移给了售电公司；对于售电公司而言，由于其购买了 RPPs 的全部发电量并承担了平衡责任风险，PPA 中约定的购电价

格一般低于批发市场的平均价格。因此，售电公司和 RPPs 彼此实现了利润和风险合理再分配。为了简化计算，假定售电公司通过购买风电和光伏来完成配额责任，且与同一售电公司签订协议的所有可再生能源机组的基本发电单元规格相同且实时出力大小一致。售电公司购买可再生能源电力的成本为：

$$C_k^{B,W}(\omega, t) = v_k^W \rho_k^W(t) E_k^W(\omega, t) \quad (3-26)$$

$$C_k^{B,PV}(\omega, t) = v_k^{PV} \rho_k^{PV}(t) E_k^{PV}(\omega, t) \quad (3-27)$$

$$v_k^W \sum_{t=1}^T E_k^W(\omega, t) + v_k^{PV} \sum_{t=1}^T E_k^{PV}(\omega, t) \geq \gamma \sum_{t=1}^T E_k^S(\omega, t), \forall \omega \in \Omega \quad (3-28)$$

式中： $C_k^{B,W}(\omega, t)$  和  $C_k^{B,PV}(\omega, t)$  分别表示场景  $\omega$  下  $t$  时段售电公司  $k$  购买风电和光伏的成本； $E_k^W(\omega, t)$  和  $E_k^{PV}(\omega, t)$  分别表示场景  $\omega$  下  $t$  时段售电公司  $k$  所收购的风电、光伏基本发电单元的发电量，为随机变量； $\rho_k^W(t)$  和  $\rho_k^{PV}(t)$  分别表示  $t$  时段售电公司  $k$  收购单位风电电量和光伏电量的价格； $v_k^W$  和  $v_k^{PV}$  分别表示风电发电机和光伏阵列的数量。式(3-28)表示配额责任约束，式中  $\gamma$  表示售电公司应满足的最低可再生能源配额比例。

### 3.3.3.4 偏差电量考核机制下售电公司的最优经营策略

在下层模型中，每个售电公司以计及风险的利润最大化为目标，各自分散决策。售电公司的收入为向终端用户销售电能所得，其支出包括常规能源机组购电成本、可再生能源机组购电成本、偏差电量结算费用、考核费用和柔性负荷补偿费用，分别表示为

$$R_k(\omega, t) = \rho_k^S(t) E_k^S(\omega, t) \quad (3-29)$$

$$C_k^{B,T}(t) = \rho_k^{B,b}(t) E_k^{B,b}(t) + \rho_k^{B,c}(t) E_k^{B,c}(t) \quad (3-30)$$

$$C_k^Q(\omega, t) = \rho^Q(t) [E_k^S(\omega, t) - E_k^B(\omega, t)] \quad (3-31)$$

$$C_k^{\text{comp}}(\omega, t) = \rho_k^{C,IL}(t) E_k^{IL,a}(\omega, t) + \rho_k^{C,UL}(t) E_k^{UL,a}(\omega, t) \quad (3-32)$$

$$E_k^B(\omega, t) = E_k^{B,b}(t) + E_k^{B,c}(t) + E_k^W(\omega, t) + E_k^{PV}(\omega, t) \quad (3-33)$$

式中： $R_k(\omega, t)$ 、 $C_k^{B,T}(t)$ 、 $C_k^Q(\omega, t)$  和  $C_k^{\text{comp}}(\omega, t)$  分别表示场景  $\omega$  下售电公司  $k$  的

售电收入、CPPs 购电成本、偏差电量结算费用和柔性负荷补偿费用； $E_k^{B,b}(t)$  和  $E_k^{B,c}(t)$  分别表示场景  $\omega$  下时段  $t$  售电公司  $k$  在双边协商市场和月度集中竞价市场中的所购买的 CPPs 电量； $\rho_k^{B,b}(t)$  和  $\rho_k^{B,c}(t)$  分别表示售电公司  $k$  在双边协商市场与 CPPs 签订合同的加权平均价和月度集中竞价市场的出清价。

故售电公司  $k$  在偏差考核机制下考虑柔性负荷的利润  $H_k^E(\omega, t)$  为

$$H_k^E(\omega, t) = R_k(\omega, t) - C_k^{B,T}(t) - C_k^{B,W}(\omega, t) - C_k^{B,PV}(\omega, t) - C_k^Q(\omega, t) - C_k^P(\omega, t) - C_k^{\text{comp}}(\omega, t) \quad (3-34)$$

CVaR 克服了风险价值指标 (value at risk, VaR) 不满足风险计量一致性的缺陷且易于处理多场景问题<sup>[110]</sup>, 本文采用 CVaR 来衡量售电公司利润的不确定性。在一个给定的置信水平  $\beta$  下, CVaR 定义为利润概率分布函数中利润不高于  $(1 - \beta)$  分位点的所有场景的平均利润。通过场景生成来模拟随机变量的概率分布函数, 则 CVaR 可以通过以下优化问题来求解:

$$F_{k,\beta}^{\text{CVaR}}(t) = \max \xi_k(t) - \frac{1}{1 - \beta} \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \eta_k(\omega, t) \quad (3-35)$$

$$s.t. \quad \xi_k(t) - [R_k(\omega, t) - C_k^{B,T}(t) - C_k^{B,W}(\omega, t) - C_k^{B,PV}(\omega, t) - C_k^Q(\omega, t) - C_k^P(\omega, t) - C_k^{\text{comp}}(\omega, t)] \leq \eta_k(\omega, t), \forall \omega \in \Omega \quad (3-36)$$

$$\eta_k(\omega, t) \geq 0, \forall \omega \in \Omega \quad (3-37)$$

式中:  $F_{k,\beta}^{\text{CVaR}}(t)$  表示置信水平为  $\beta_k$  时的售电公司  $k$  在  $t$  时段的条件风险价值;  $\xi_k$  的最优解  $\xi_k^*$  表示在  $\beta_k$  下售电公司  $k$  的预期风险利润 (即 VaR), 其含义是利润不超过  $\xi_k^*$  的场景发生的概率为不大于  $(1 - \beta_k)$ ;  $\eta_k(\omega)$  为辅助变量, 当 VaR 与售电公司  $k$  在场景  $\omega$  下的利润之间的差值大于 0 时,  $\eta_k(\omega)$  等于该差值, 否则  $\eta_k(\omega)$  为 0。

下层模型以单个售电公司计及风险和期望收益的综合效用最大化为目标, 以每个售电公司在每个时段的合同电量  $E_k^B(\omega, t)$ 、DEC 补偿单价  $\rho_k^{C,IL}(t)$ 、INC 补偿单价  $\rho_k^{C,UL}(t)$ 、风险价值  $\xi_k(t)$  和辅助变量  $\eta_k(\omega, t)$  为决策变量。对于第  $k$  个售电公司, 其在  $t$  时段的目标函数可表示为

$$\begin{aligned}
& \max \left\{ \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) H_k^E(\omega, t) + \psi_k F_{k, \beta}^{\text{CVaR}}(t) \right\} \\
& = \max \left\{ \begin{aligned} & \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \rho_k^S(t) E_k^S(\omega, t) - \rho_k^{B, b}(t) E_k^{B, b}(t) - \rho_k^{B, c}(t) E_k^{B, c}(t) - \\ & \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) [\nu_1 E_k^W(\omega, t) + \nu_2 E_k^{\text{PV}}(\omega, t)] - \\ & \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \rho^Q(t) [E_k^S(\omega, t) - E_k^B(\omega, t)] - \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) C_k^P(\omega, t) - \\ & \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) [\rho_k^{C, \text{IL}}(t) E_k^{\text{IL}, a}(\omega, t) + \rho_k^{C, \text{UL}}(t) E_k^{\text{UL}, a}(\omega, t)] + \\ & \psi_k [\xi_k(t) - \frac{1}{1 - \beta_k} \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \eta_k(\omega, t)] \end{aligned} \right\} \quad (3-38)
\end{aligned}$$

式中： $\psi_k$  表示售电公司  $k$  的风险规避因子， $\psi_k$  越大表示售电公司越厌恶风险。

### 3.4 算例分析

#### 3.4.1 基础数据和假设

本文采用中国某省电力市场实际运行数据来进行算例分析，以验证模型的可行性。以一年为规划周期，共包含 12 个月，各月集中竞价市场的出清价格如图 3-10 所示，出清平均价为 727.78 元/MWh。按照售电公司的合同执行偏差率分布范围将售电公司分为 3 类，偏差率较低且市场份额较大的为大规模售电公司（large-scale electricity retailer, LRT），偏差率较高且占市场份额较小的为小规模售电公司（small-scale electricity retailer, SRT），偏差率和市场份额介于 LRT 和 SRT 之间的为中规模售电公司（medium-scale electricity retailer, MRT）。表 3-1 所示为 3 种类型售电公司的年售电量、售电合同均价、与 CPPs 签订的双边合同均价和市场份额。根据历史统计数据，所有售电公司的偏差率的标准差为 7%。

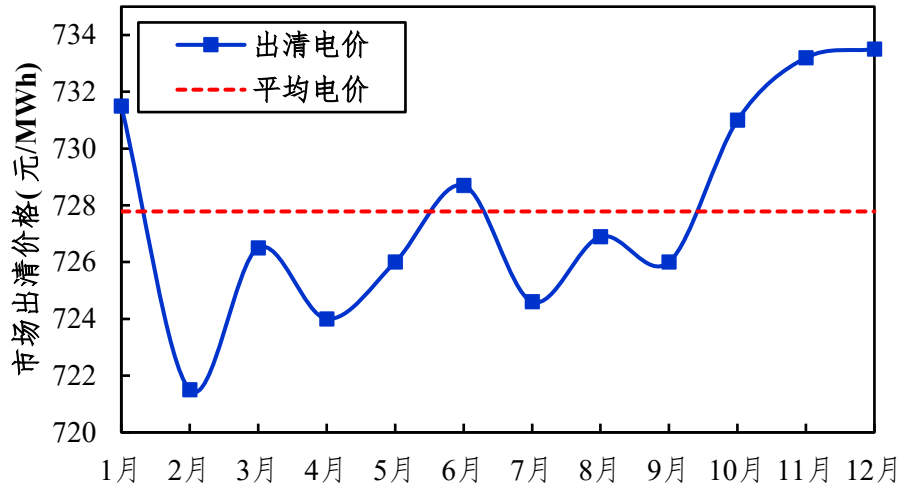


图 3-10 月度集中竞价市场出清价格

Fig. 3-10 Clearing prices of monthly centralized bidding market

表 3-1 不同类型售电公司的特点

TABLE 3-1 Characteristics of three types of retailers

售电公司 类型	年售电量	$\rho^S$ (元/MWh)	$\rho^{B,b}$ (元/MWh)	类型比例 (%)
LRT	1161	702.7	683.4	60%
MRT	701	707.1	689.8	20%
SRT	251	709.1	690.1	20%

为了简化计算，假设所有售电公司的风险规避因子 $\psi_k$ 相同，条件风险价值的置信度水平 $\beta_k$ 为 95%。为了规避月度集中竞价市场的价格波动风险，售电公司在双边市场中从 CPPs 和 RPPs 购买大部分所需电量，本文根据市场统计数据设定该比例为 70%。假设售电公司仅通过与风电机组签订 PPA 协议来完成可再生能源配额义务，以 683 元/kWh 的价格全额收购风电机组所发电量。发电机组提供上、下调服务补偿的价格分别为 90 元/MWh 和 200 元/MWh。DEC 和 INC 响应曲线的参数相同，线性区斜率为 4，补偿单价死区阈值为 50 元/MWh，补偿单价饱和区阈值为 200 元/MWh，电量削减系数和电量增长系数饱和值均为 100%。

图 3-11 所示为售电公司代理用户用电量的基准值（即原始用电量）和售电公司的合同执行偏差率分布数据（其中折线图表示用电量，堆积直方图表示偏差率）。根据该概率统计特性，采用文献[105]中的启发式算法生成 50 组不同类型售电公司月度用电量场景。此外，根据历史统计，采用拉丁超立方抽样方法生成 20

组风电出力场景。由于用电量和风电出力场景之间具有独立性，所研究的场景集一共包含 1000 个场景。为了减少计算量，采用文献[106]中的后向场景削减法将场景数削减到 50。

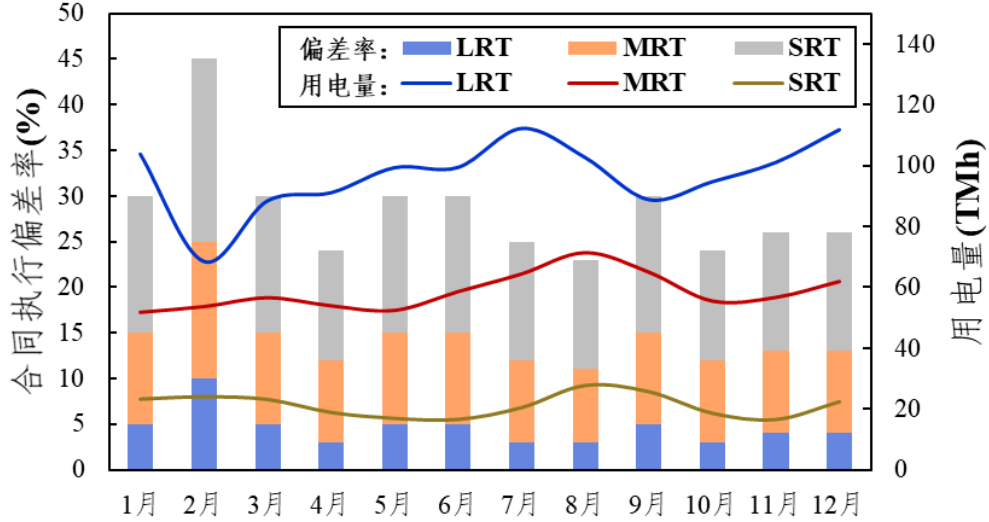


图 3-11 售电公司代理用户的用电量和偏差率分布

Fig. 3-11 Demand benchmarks and deviation rates of three types of retailers

### 3.4.2 偏差电量考核机制设计随机双层规划结果

为了分析偏差电量考核机制参数的优化结果对售电公司决策的影响，在基础算例中不考虑条件风险价值和 RPS 机制的影响，风险规避因子  $\psi_k$  和可再生能源配额比例  $\gamma$  都设置为 0。求解偏差电量考核机制设计随机双层规划模型，得到当  $\theta_1 = -2.5\%$ ， $\theta_2 > 2.5\%$  且正、负偏差电量考核单价的上限值为 5 倍月度集中竞争交易成交价差时，平衡账户在规划周期内余额方差最小。

在上述最优参数设置的偏差电量考核机制下，三类偏差率不同的售电公司最优购电量均稍低于代理用电量均值。尤其在偏差率较大的月度，售电公司少购电量的比例更大。LRT、MRT 和 SRT 的全年少购电量比例分别为 0.21%、0.45% 和 0.63%，表明偏差率越大的售电公司倾向于购买更少的电量。图 3-12 为最优偏差考核机制下售电公司对柔性负荷的补偿单价。从售电公司类型来看，SRT 设置的补偿单价在三种类型的售电公司中最高，而 LRT 设置的补偿单价最低。这表明随着合同偏差执行率的增大，售电公司应提高 DEC/INC 的补偿单价以获得更多可用的灵活性负荷来降低偏差考核费用。从时间来看，2 月份的各售电公司对柔



性负荷的补偿单价最高（例如：SRT 设置的 DEC 补偿单价为 103.38 元/MWh，INC 补偿单价为 103.51 元/MWh），8 月份的补偿单价最低（例如：LRT 设置的 DEC 补偿单价为 57.02 元/MWh，INC 补偿单价为 55.00 元/MWh）。值得注意的是，INC 补偿单价始终略高于 DEC 补偿单价，且这两个价格在偏差电量较多的月份趋向于一致。这是由于月度集中竞价市场的出清价格高于双边合同协商均价，因而正偏差电量导致的单位综合损失高于负偏差电量。

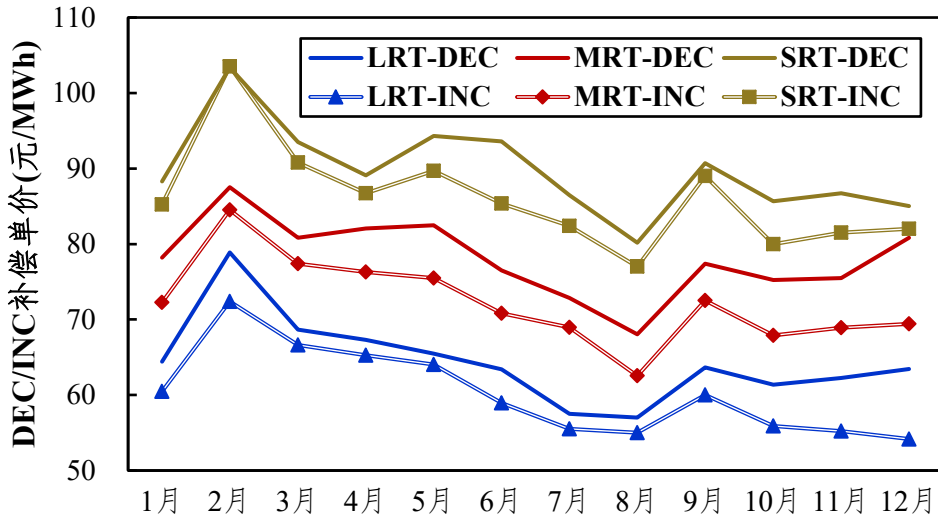


图 3-12 最优偏差考核机制下售电公司对柔性负荷的补偿单价

Fig. 3-12 Compensation prices for DEC/INC

将本文提出的分段线性偏差考核机制与目前各省份广泛应用的单段式偏差考核机制作对比，比较不同偏差率的售电公司在两种机制下的预期利润和风险。选取 LRT 类型中的 3 个售电公司，其代理用电量相同，按照偏差率从低到高分别记为 LRT-A、LRT-B 和 LRT-C。表 3-2 所示为 6 月份 3 个售电公司在两种偏差考核机制下的预期收益和 CVaR 值。由表 3-2 可知，LRT-A 在分段线性偏差考核机制下的期望利润为  $563 \times 10^3$  元，高于其在单段式偏差考核机制下的期望利润值 ( $497 \times 10^3$  元)；分段线性偏差考核机制下 LRT-A 的风险指标 CVaR 为  $161 \times 10^3$  元，表示置信度为 95% 时 LRT-A 的平均损失为  $-161 \times 10^3$  元，远低于其在单段式偏差考核机制下的平均损失 ( $113 \times 10^3$  元)。LRT-B 在分段线性偏差考核机制下的风险指标 CVaR 为  $-1768 \times 10^3$  元，比其在单段式偏差考核机制下的 CVaR 值 ( $-1093 \times 10^3$  元) 低 61.8%，表明 LRT-B 在分段线性偏差考核机制下面临着更大的损失风险。LRT-C 在分段线性偏差考核机制下的期望利润为  $-48 \times 10^3$  元，负数值表示此时 LRT-C 不能盈利。从售电公司收益风险的角度来看，当偏差率较小时，分

段线性偏差考核机制下的收益风险低于原单段式考核机制，随着偏差率的增大，分段线性偏差考核机制下的风险显著增大，远高于单段式考核机制下的风险。综上所述，在分段线性偏差考核机制下，售电公司整体偏差率控制在较低的水平时，其收益期望高于原单段式偏差考核机制，而风险低于原单段式偏差考核机制，故本文所提的偏差考核机制对于激励售电公司提高负荷预测精度、降低系统偏差率具有重要意义。

表 3-2 两种偏差考核机制下售电公司的预期收益和 CVaR 对比

TABLE 3-2 Comparison of expected profit and CVaR of retailers under two EIS mechanisms

售电公司	预期收益 ( $\times 10^3$ 元)		CVaR ( $\times 10^3$ 元)	
	SP-EIS 机制	PLP-EIS 机制	SP-EIS 机制	PLP-EIS 机制
LRT-A	497	563	-113	161
LRT-B	197	235	-1093	-1768
LRT-C	9	-48	-1542	-2882

3.4.3 风险偏好对售电公司经营策略和偏差考核机制参数设置的影响分析

不同风险偏好系数下，售电公司在月度集中市场中的购电量、DEC/INC 补偿单价以及可增长负荷补偿单价的优化结果如表 3-3 所示（以售电公司 LRT 为例）。可以看出，风险规避因子  $\psi_k$  由 0 增大到 2 的过程中，售电公司的利润由  $545 \times 10^3$  元下降了至  $526 \times 10^3$  元，而 CVaR 值由  $275 \times 10^3$  元逐渐增大至  $346 \times 10^3$  元，即 26% 的 CVaR 值增加量导致了 3% 的期望利润下降量。考虑到在同等条件下正偏差电量造成的单位综合损失大于负偏差电量，用电正偏差较大的场景可能造成高额损失。因此，随着风险规避因子  $\psi_k$  的增大，售电公司倾向于在月度集中竞价市场中购买更多的电量以降低风险，例如：当完全不考虑风险时，售电公司的最优购电量为 100600MWh，而当风险规避因子  $\psi_k$  为 2 时，其最优购电量增大至 102515MWh。与此同时，售电公司设置的 DEC 补偿单价下降了 6%，INC 补偿单价增加了 15% 来获得更大的正偏差调节能力。该仿真结果为售电公司的购售电决策和需求响应定价决策提供了参考。

表 3-3 不同风险规避因子下售电公司的最优决策

Table 3-3 Optimal decision making of a retailer for different risk factors

$\psi_k$	$F^{\text{CVaR}}$ ( $\times 10^3$ 元)	$H^E$ ( $\times 10^3$ 元)	$E^B$ (MWh)	$\rho^{\text{C,IL}}$ (元/MWh)	$\rho^{\text{C,UL}}$ (元/MWh)
0	275	545	100600	64.4	59.5
0.05	288	544	100855	64.0	60.1
0.1	298	543	101070	63.5	61.3
0.15	307	542	101273	63.0	61.9
0.2	315	541	101451	62.5	62.5
0.3	327	538	101748	61.8	63.6
0.4	332	536	101893	61.4	66.1
0.5	337	534	102053	61.2	67.2
1.0	344	530	102338	61.0	67.8
2.0	346	526	102515	60.7	68.2

根据表 3-3 的结果可以得到售电公司期望收益关于 CVaR 的有效前沿曲线，如图 3-13 所示。图 3-13 中有效前沿曲线下区域为购售电决策的有效可行集。按照风险偏好水平可将售电公司划分为 4 类，分别代表售电公司为保守型、较保守型、较激进型和激进型。下面分别选取代表 4 种不同购售电策略的风险规避因子，来给不同风险偏好的售电公司提供购售电策略的定量依据： $\psi=0$  代表售电公司为激进型； $\psi=0.15$  代表售电公司为较激进型； $\psi=0.3$  代表售电公司为保守型； $\psi=2$  代表售电公司为保守型。

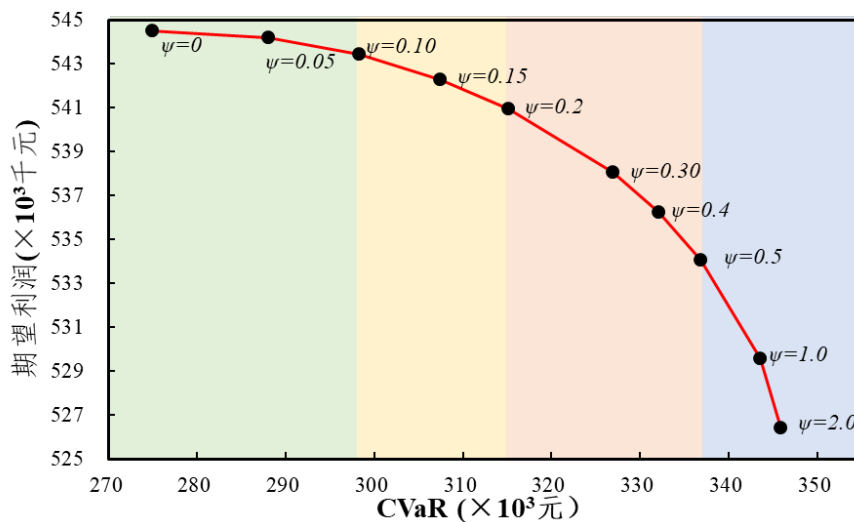


图 3-13 售电公司期望收益和 CVaR 的有效前沿曲线

Fig. 3-13 Evolution of the expected profit with the CVaR

假设市场中所有售电公司具有同样的风险偏好，求解偏差考核机制设计双层规划模型在不同风险规避因子下的优化结果。表 3-4 所示为不同风险偏好下偏差

考核机制的最优参数。分析表 3-4 可得，当售电公司都采取保守型经营策略时，偏差考核机制的最优阈值较宽松，正、负考核阈值分别为 3.5%和-4%，考核单价上限值也相对较低，为 3 倍的月度集中竞争交易成交价差；当售电公司都采取激进型经营策略时，偏差考核考核机制的最优正考核阈值 2.5%，负考核阈值为-2.5%，此时考核单价上限值的最优解为月度集中竞争交易成交价格的 5 倍。整体上，激进型经营策略下的最优考核机制对售电公司的考核力度最大，保守型经营策略下的最优考核机制对售电公司的考核力度最小。因此，可通过预先测试，模拟分析市场主体的行为基础上设置偏差考核参数，以适应于各地区电力市场的不同发展情况。

表 3-4 不同风险偏好下偏差考核机制的最优参数

Table 3-4 Optimal parameters of the EIS mechanism for different risk strategies

售电公司类型	偏差考核机制最优参数		
	负考核阈值	正考核阈值	考核单价最大限值
激进型	-2.5%	2.5%	5
较激进型	-2.5%	3.0%	5
较保守型	-3.0%	3.0%	4
保守型	-4.0%	3.5%	3

3.4.4 可再生能源电力配额比例对售电公司经营策略和偏差考核机制的影响分析

随着可再生能源配额制在我国的推行，可再生能源发电量占总发电量的比例将逐年提高。为了探究可再生能源配额制的实施对偏差考核机制参数设置的影响，在不同的配额比例下求解所提出的双层规划模型。表 3-5 所示为不同可再生能源电力配额比例下售电公司的最优经营策略。由表 3-5 可知，随着配额比例由 10%向 30%增大，售电公司的最优购电量上升了 3.33%，DEC 和 INC 补偿单价均逐渐增大。从购电计划来看，所有类型的售电公司始终采购最低比例的可再生能源电力以恰好完成配额义务。尽管 PPA 模式下可再生能源机组具有价格优势，但其出力具有较大的随机性和波动性售电公司面临更高的受考核风险。随着购买可再生能源比例的增加，售电公司的预期利润下降了 28.37%，由  $577\times10^3$  元 ( $\gamma=10\%$ ) 下降至  $413\times10^3$  元 ( $\gamma=30\%$ )，其 CVaR 值增大了 219%，由  $394\times10^3$  元 ( $\gamma=10\%$ ) 至  $-470\times10^3$  元 ( $\gamma=30\%$ )，其中负数值表示售电公司可能遭受经济损失。值得注意的是，当配额比例较小时（例如： $\gamma=10\%$ 或 15%），INC 补偿价格

低于 DEC 补偿价格。随着配额比例的增大,两个补偿价格都将逐渐增大并且 INC 补偿价格超过 DEC 补偿价格。原因在于配额比例增大的同时,售电公司倾向于购买更多的电量,此时需要更多可用的 INC 容量来平衡负偏差电量。表 3-6 所示为不同可再生能源配额比例下偏差考核机制的最优参数。由表 3-6 可知,当可再生能源配额比例不断提高时,相应的偏差考核机制的免考核范围应设置得更小,而考核单价的上限值却应逐渐减小。

表 3-5 不同可再生能源电力配额比例下售电公司的最优经营策略

Table 3-5 Optimal decision making of a retailer for different quotas

$\gamma$	$F^{CVaR}$ ( $\times 10^3$ 元)	$H^E$ ( $\times 10^3$ 元)	$E^B$ (MWh)	$\rho^{C,IL}$ (元/MWh)	$\rho^{C,UL}$ (元/MWh)
10%	394	577	101691	56.9	55.5
15%	246	559	102548	59.7	58.4
20%	54	527	103348	62.5	63.6
25%	-196	476	104162	65.4	67.5
30%	-470	413	104965	68.4	71.4

表 3-6 不同可再生能源电力配额比例下偏差考核机制的最优参数

Table 3-6 Optimal parameters of the EIS mechanism for different quotas

$\gamma$	偏差考核机制最优参数		
	负考核阈值	正考核阈值	考核单价最大值
10%	-5.0%	5.0%	6
15%	-2.5%	6.0%	5
20%	-1.0%	4.5%	3
25%	-2.0%	2.5%	3
30%	-2.5%	1.0%	2

3.5 本章小结

本文以新一轮电力体制改革下电力中长期交易和可再生能源配额制为背景,针对现行偏差电量考核机制设计不合理的问题,提出了一种基于 PBR 的考核单价分段线性的偏差电量考核机制。协同考虑电力交易中心保持平衡账户平稳性和售电公司追求购售电利润和风险综合效用最大化的目标,构建了偏差电量考核机制关键参数设计的双层优化模型。以柔性负荷作为售电公司应对偏差考核的措施,基于用户心理学模拟了用户对响应售电公司经济激励的意愿,并从售电公司规避

损失的角度研究了偏差考核机制下对用户可中断负荷的实际调用策略,在此基础上建立了售电公司在可再生能源配额制下的最优经营决策模型。通过对所构建的偏差考核机制设计模型进行算例仿真,得出以下结论:

- 1) 在本文所提出的考核单价分段线性的偏差电量考核机制下,当售电公司整体偏差率控制在较低的水平时,其收益期望明显高于原单段式偏差考核机,风险更低。这表明本文所提的偏差考核机制对于激励售电公司提高负荷预测精度、降低系统偏差率具有重要作用。
- 2) 售电公司对风险的偏好水平直接影响其购售电策略,进而对平衡账户产生影响。整体上,激进型经营策略下的最优偏差电量考核机制对售电公司的考核力度最大,保守型经营策略下的最优考核机制对售电公司的考核力度最小。因此,可通过预先测试,模拟分析市场主体的行为基础上设置偏差考核参数,以适应于各地区电力市场的不同发展情况。
- 3) 在可再生能源配额制下,随着配额比例的不断提高,相应的偏差电量考核机制的免考核范围应设置得更小,而考核单价的上限值却应逐渐减小。

## 第4章 总结与展望

### 4.1 总结

电力需求响应是应对电网峰谷差持续拉大、间歇性可再生能源大规模并网、能源结构转变等问题的有效方法。然而我国大部分地区还未建立现货市场，中长期电力交易下需求侧资源参与市场的机制缺失成为制约需求响应项目实施的关键因素。现阶段主要开展以年、月、周等日以上为交易周期的中长期交易，以一段时间内的电量为交易标的，需求侧实际用电量与合同电量之间的偏差不可避免。在当前电力体制改革分阶段推进、计划电量以一定比例开放的电力市场环境下，合理地设计偏差电量考核机制对于培育售电主体，引导其主动开展需求响应以增强负荷管理能力具有重要意义。

本文以新一轮电力体制改革下的中长期电力市场交易为背景，提出了一种面向一种新型需求响应策略——面向工商业用户的电力套餐，并针对需求侧合同执行偏差电量，设计了一种考核单价为分段线性的偏差电量考核机制。本文取得的主要研究成果如下：

(1) 设计了需求响应背景下的工商业用户电力套餐，该套餐能有效调动需求侧资源的主动性和互动性，提升电网的经济运行水平和可靠性，具有良好的经济性和实际应用价值。采用基于特性指标降维的负荷聚类方法对提取工商业用户典型负荷模式，为电力套餐的设计进行市场细分，基于 MNL 构建了用户对电力套餐的选择行为模型，同时考虑用电费支出满意度和用电方式满意度分析不同套餐对用户的效用；为衡量电力套餐的经济价值，构建了有效的成本效益分析模型，在此基础上提出了电力套餐的综合评价指标；构建了以最大化益本比为目标的电力套餐优化设计模型，该模型将为电网公司投资和推广电力套餐提供科学依据。

(2) 提出一种考核单价为分段线性的需求侧偏差电量考核机制，该机制相比当前广泛应用的单段式固定考核单价的偏差考核机制更能激励售电商提高负荷预测精度、进行负荷管理。构建考虑交易中心和售电公司的随机双层优化模型以优化设计分段线性偏差电量考核机制中的关键参数，目前的研究没有涉及偏差电量考核机制参数的优化设计问题。

(3) 在中长期市场交易背景下，构建偏差考核机制和可再生能源配额制下

售电公司的最优购电和需求响应激励决策模型,以帮助售电公司进行经营管理和负荷管理。探究了 RPS 机制的实施对售电公司经营策略和偏差考核机制参数设置的影响,为电力交易中心在可再生能源配额制的不同阶段下制定具体市场实施细则提供参考。

## 4.2 展望

本文对面向需求侧主动响应的电力套餐和偏差考核机制设计进行了探究,但仍存在诸多不完善之处,后续的研究可从以下几个方面开展:

(1) 本文深入研究了工商业用户对电力套餐的选择行为,但对用户选择套餐后的用电情况分析预测有所欠缺,因此下一阶段的研究重点是考虑用户用电行为改变的电力套餐设计。此外,本文提出了面向工商业用户的电力套餐,后续应针对居民用户的特点,设计出适用于居民用户的电力套餐。

(2) 关于中长期市场机制下偏差电量考核机制的设计问题,后续随着电力体制改革的逐步深入,可建立针对不同类型售电公司偏差率的绩效考核机制。此外,随着售电侧的不断发展,售电公司可以开展差异化的售电套餐合同、绿色电力证书交易、综合能源服务等业务,在下一阶段的研究中应考虑这些因素,构建更加全面、合理的售电侧经营决策模型。



## 参考文献

- [1] 丁一, 惠红勋, 林振智, 等. 面向电力需求侧主动响应的商业模式及市场框架设计 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 2-9. DOI: 10.7500/AEPS20170218001.
- [2] 曾博, 杨雍琦, 段金辉, 等. 新能源电力系统中需求侧响应关键问题及未来研究展望 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 10-18. DOI: 10.7500/AEPS20150408010.
- [3] 张炜, 王秀丽. 基于分段竞价的售电侧需求响应策略 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 24-29. DOI: 10.7500/AEPS20170218006.
- [4] 沈运帷, 李扬, 高赐威, 等. 需求响应在电力辅助服务市场中的应用[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(22): 151-161. DOI: 10.7500/AEPS20170302007.
- [5] M. Shafie-khah, P. Siano and J. S. Catalão. Optimal demand response strategies to mitigate oligopolistic behavior of generation companies using a multi-objective decision analysis [J], IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4):, 4264-4274.
- [6] 中共中央国务院.关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9号）文 [EB/OL]. [2020-01-10]. [http://www.nea.gov.cn/2015-11/30/c\\_134867851.htm](http://www.nea.gov.cn/2015-11/30/c_134867851.htm)
- [7] 国家发展改革委、国家能源局. 电力发展“十三五”规划（2016-2020年） [EB/OL]. [2020-01-10]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/201612/P020190905497888172833.pdf>
- [8] 国家发展改革委、国家能源局. 关于印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》的通知 [EB/OL]. [2020-01-10]. [https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztzl/jdstjjqycb/zccs/201705/t20170526\\_1028584.html](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztzl/jdstjjqycb/zccs/201705/t20170526_1028584.html)
- [9] 国家能源局江苏监管办公室. 关于印发《江苏省电力中长期交易规则（暂行）》的通知 [EB/OL]. [2019-05-05]. <http://jsb.nea.gov.cn/news/2017-11/2017112153846.htm>.
- [10] 国家能源局山东监管办公室. 山东省电力中长期交易规则(试行) [Z/OL]. [2019-05-05]. <http://sdb.nea.gov.cn/new/2017-7/2017718113049.htm>.
- [11] 广东电力交易中心. 广东电力市场 2018 年半年报告 [Z/OL]. [2019-01-23]. [http://www.sohu.com/a/245004086\\_654453](http://www.sohu.com/a/245004086_654453).
- [12] 重庆市经济和信息化委员会. 关于 2017 年电力直接交易有关情况的通知（渝经信电力〔2018〕11号） [Z/OL]. [2019-01-24]. <http://wjw.cq.gov.cn/xxgk/tzgg/88274.htm>.
- [13] Su C L, Kirschen D. Quantifying the effect of demand response on electricity markets [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3):0-1207.
- [14] Conejo, A. J, Morales, J. M, Baringo, L. Real-time demand response model [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 1(3): 236-242.
- [15] H. Zhong, L. Xie and Q. Xia. Coupon incentive-based demand response: theory and case study [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1266-1276.

- [16] Albadi M H, El-Saadany E F. Demand Response in Electricity Markets: An Overview[C]// Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- [17] F. Eldali, T. Hardy, C. Corbin, et al. Cost-benefit analysis of demand response programs incorporated in open modeling framework [C]// 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Boston, MA, 2016, 1-5.
- [18] 姚明涛, 胡兆光, 张宁, 等. 工业负荷提供辅助服务的多智能体响应模拟 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4219-4226.
- [19] 南思博, 李庚银, 周明, 等. 智能小区可削减柔性负荷实时需求响应策略 [J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(10):48-56.
- [20] 李天阳, 赵兴旺, 肖文举. 面向峰谷平衡的商业楼宇空调负荷调控技术 [J]. 电力系统自动化, 2015, 39(17): 102-108.
- [21] 孙毅, 刘迪, 崔晓昱, 等. 面向居民用户精细化需求响应的等梯度迭代学习激励策略 [J]. 电网技术, 2019, 43(10), 3597-3605.
- [22] 王均, 黄琦. 基于优惠券激励的需求响应双层优化机制[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(01): 114-120.
- [23] 孙毅, 刘昌利, 刘迪, 等. 面向居民用户群的多时间尺度需求响应协同策略 [J]. 电网技术, 2019. DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.
- [24] Public Utility Commission of Texas. Shop. Compare. Choose [EB/OL]. [2018-01-02]. <http://www.powertochoose.org>.
- [25] uSwitch. Gas & electricity guides [EB/OL]. [2018-01-02]. <https://www.uswitch.com/gas-electricity/guides>.
- [26] Canstar Blue. Your electricity questions answered [EB/OL]. [2018-01-02]. <https://www.canstarblue.com.au/energy/electricity>.
- [27] SANTOS P E S, LEME R C, GALVÃO L. On the electrical two-part tariff—The Brazilian perspective [J]. Energy Policy, 2012, 40(1): 123-130.
- [28] HAHN T, TAN Z, KO W. Design of time-varying rate considering CO2 emission [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(1): 383-389.
- [29] SIOSHANSI R. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation [J]. Energy Policy, 2016, 95: 498-508.
- [30] NAMERIKAWA T, OKUBO N, SATO R, et al. Real-time pricing mechanism for electricity market with built-in incentive for participation [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(6): 2714-2724.
- [31] SAMADI P, MOHSENIAN-RAD H, SCHOBBER R, et al. Advanced demand side management for the future smart grid using mechanism design [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012,

- 3(3): 1170-1180.
- [32] Yan Q, Manickam I, Kezunovic M, et al. A multi-tiered real-time pricing algorithm for electric vehicle charging stations [C]// IEEE Transportation Electrification Conference and Expo., 2014: 1-6.
- [33] 高亚静, 吕孟扩, 王球, 等. 基于离散吸引力模型的电动汽车充放电最优分时电价研究 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3647-3653.
- [34] HOBMAN E V, FREDERIKS E R, STENNER K, et al. Uptake and usage of cost-reflective electricity pricing: Insights from psychology and behavioural economics [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016, 57: 455-467.
- [35] 姜爱华, 韦化. 信息物理融合的智能空调响应不确定性尖峰折扣电价的动态优化模型及在线控制 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(06): 1536-1543.
- [36] 葛睿, 陈龙翔, 王轶禹, 等. 中国电力市场建设路径优选及设计 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 10-15.
- [37] 荆朝霞. 电力市场集中竞价的经济原理分析 (七 我国中长期交易模式下的平衡机制及定价). [EB/OL]. [2018-03-19]. <https://mp.weixin.qq.com/s/AIDBCDzQrGG-IB9D9ILN3g>
- [38] 国家可再生能源中心. 电力市场建设与新能源消纳: 加州历程与中国启示 [Z/OL]. [2018-05-26]. <http://www.cnrec.org.cn/zxdt/2017-07-31-528.html>.
- [39] T. W. Haring, D. S. Kirschen and G. Andersson. Incentive compatible imbalance settlement [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3338-3346.
- [40] H. Chao, S. Oren, and R. Wilson. Reevaluation of vertical integration and unbundling in restructured electricity markets [J]. Competitive Electricity Markets, Elsevier, 2008: 27-64.
- [41] Y. Jiang, J. Hou, Z Lin, et al. Optimal bidding strategy for a power producer under monthly pre-listing balancing mechanism in actual sequential energy dual-market in China [J]. IEEE Access, 2019, 7: 70986-70998.
- [42] M. Zhou, Y. Yan, Q. Ding, et al. Transaction and settlement mechanism for foreign representative power markets and its enlightenment for Chinese power market [J]. Automation of Electricity power Systems, 2017, 41(20): 1-8.
- [43] G. Vlachos and P. N. Biskas. Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-as-bid pricing [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 1966-1975.
- [44] PJM. Energy & Ancillary Services Market Operations [EB/OL]. [2019-05-30]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11-redline.ashx>
- [45] Midwest ISO. Business practices manual - energy and operating reserve markets [EB/OL]. [2018-10-15]. <https://www.misoenergy.org/legal/business-practice-manuals/>
- [46] AEMO. Balancing market participation [EB/OL]. [2019-06-01].

- <https://www.aemo.com.au/Electricity/Wholesale-Electricity-Market-WEM/Participant-information/Current-participants/Balancing-market-participation>.
- [47] ELEXON. Operations & Settlement [EB/OL]. [2019-06-12]. <https://www.elexon.co.uk/operations-settlement>.
- [48] SPP. Markets & Operations [EB/OL]. [2018-10-11]. <https://www.spp.org/markets-operations/>
- [49] NORD POOL SPOT. The Nordic electricity exchange and the Nordic model for a liberalized electricity market [EB/OL]. [2016-08-13]. <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/rules-and-regulations/the-nordic-electricity-exchange-and-the-nordic-model-for-a-liberalized-electricity-market.pdf>
- [50] R. A. C. van der Veen, R. A. Hakvoort. The electricity balancing market: Exploring the design challenge [J]. *Utilities Policy*, 2016, 43: 186-194.
- [51] F. Müsgens, A. Ockenfels, and M. Peek. Economics and design of balancing power markets in Germany [J]. *Electrical Power and Energy Systems*, 2013, 55: 392-401.
- [52] R. A. C. van der Veen, A. Abbasy, and R. A. Hakvoort. Agent-based analysis of the impact of the imbalance pricing mechanism on market behavior in electricity balancing markets [J]. *Energy Economics*, 2012, 34(4): 874-881.
- [53] M. Song and M. Amelin. Purchase bidding strategy for a retailer with flexible demands in day-ahead electricity market [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(3): 1839-1850.
- [54] S. A. Gabriel, M. F. Genc, and S. Balakrishnan. A simulation approach to balancing annual risk and reward in retail electrical power markets [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2002, 17(4): 1050-1057.
- [55] M. Saguan, J. M. Glachant, and P. Dessante. Risk management and optimal hedging in electricity forward markets coupled with a balancing mechanism [C]// 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, 2006: 1-6.
- [56] Q. Cui, X. Wang, X. Wang, and Y. Zhang. Residential appliances direct load control in real-time using cooperative game [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(1): 226-233.
- [57] S. R. Dabbagh and M. K. Sheikh-El-Eslami. Risk assessment of virtual power plants offering in energy and reserve markets [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5): 3572-3582.
- [58] K. S. Sedzro, A. J. Lamadrid, and M. C. Chuah. Generalized minimax: a self-enforcing pricing scheme for load aggregators [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(3): 1953-1963.
- [59] J. C. do Prado and W. Qiao. A stochastic decision-making model for an electricity retailer with intermittent renewable energy and short-term demand response [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2019, 10(3): 2581-2592.

- [60] D. T. Nguyen, M. Negnevitsky and M. de Groot. Pool-based demand response exchange: concept and modeling [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1677-1685.
- [61] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知 [EB/OL]. [2019-05-16]. [http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content\\_5392082.htm](http://www.gov.cn/xinwen/2019-05/16/content_5392082.htm)
- [62] X. Zhao, Y. Zhou, Y. Zuo, et al. Research on optimal benchmark price of tradable green certificate based on system dynamics: A China perspective [J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 230: 241-252.
- [63] C. Fernandes, P. Frías, and J. Reneses. Participation of intermittent renewable generators in balancing mechanisms: A closer look into the Spanish market design [J]. Renewable Energy, 2015, 89: 305-316.
- [64] E. Du, N. Zhang, C. Kang, et al. Managing wind power uncertainty through strategic reserve purchasing [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2547-2559.
- [65] L. Vandezande, L. Meeus, R. Belmans, et al. Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration [J]. Energy Policy, 2009, 38(7): 3146–3154.
- [66] I. Schneider and M. Roozbehani. Energy market design for renewable resources: imbalance settlements and efficiency–robustness tradeoffs [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 3757-3767.
- [67] X. Bao, W. Zhao, X. Wang, et al. Impact of policy mix concerning renewable portfolio standards and emissions trading on electricity market [J]. Renewable Energy, 2019, 135: 761-774.
- [68] F. Ralston, S. Granville, M. Pereira, et al. Risk constrained contracting strategies of renewable portfolios [J]. 2010 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, 2010: 1-7.
- [69] VEEN R A C V D, HAKVOORT R A. The electricity balancing market: Exploring the design challenge [J]. Utilities Policy, 2016, 43.
- [70] BUENO-LORENZO M, MORENO M Á, USAOLA J. Analysis of the imbalance price scheme in the Spanish electricity market: A wind power test case [J]. Energy Policy, 2013, 62(9):1010-1019.
- [71] BRIJS T, VOS K D, JONGHE C D, et al. Statistical analysis of negative prices in European balancing markets [J]. Renewable Energy, 2015, 80:53-60.
- [72] 赵博石, 严宇, 刘永辉, 等. 基于区域发电成本核准的跨区跨省电力交易偏差电量定价方法[J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3334-3341.
- [73] 丁坚勇, 张银芽, 杨东俊, 等. 基于频率偏差的跨区电网交易偏差电量责任判定及定价方法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(16): 105-110. DOI: 10.7500/AEPS20161127001.

- [74] 胡嘉骅, 文福拴, 蒙文川, 等. 计及偏差电量分解的跨省区电能交易结算新方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 135-142+154. DOI: 10.7500/AEPS20160112006.
- [75] 周明, 严宇, 丁琪, 等. 国外典型电力市场交易结算机制及对中国的启示[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 1-8. DOI: 10.7500/AEPS20170223001.
- [76] 荆朝霞, 朱继松. 月度电量集中竞价市场规则的仿真实验分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 42-48. DOI: 10.7500/AEPS20170615022.
- [77] 郭曼兰, 陈皓勇, 张聪, 等. 偏差电量考核机制下售电公司的最优经营策略[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(20): 17-25. DOI: 10.7500/AEPS20170330010.
- [78] 喻小宝, 谭忠富, 马佳乐, 等. 计及需求响应的售电公司正偏差电量考核优化模型[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 120-131. DOI: 10.7500/AEPS20180122002.
- [79] 杨阳方, 刘继春. 计及电量互保策略的售电公司两阶段日前决策方法 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(24): 120-128. DOI: 10.7500/AEPS20170612008.
- [80] 胡晨, 杜松怀, 苏娟, 等. 新电改背景下我国售电公司的购售电途径与经营模式探讨 [J]. 电网技术, 2016, 40(11): 3293-3299.
- [81] 中华人民共和国国家统计局. 年度数据查询 [EB/OL]. [2018-01-02]. <http://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>.
- [82] 史俊祎, 文福拴, 崔鹏程, 等. 参与需求响应的工业用户智能用电管理 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 45-53. DOI: 10.7500/AEPS20170203002.
- [83] 刘思, 李林芝, 吴浩, 等. 基于特性指标降维的日负荷曲线聚类分析 [J]. 电网技术, 2016, 40(3): 797-803.
- [84] Milligan G W, Cooper M C. An examination of procedures for determining the number of clusters in a data set [J]. Psychometrika, 1985, 50(2): 159-179.
- [85] 聂冲, 贾生华. 离散选择模型的基本原理及其发展演进评介 [J]. 数量经济技术经济研究, 2005, 22(11): 151-159.
- [86] BOURGUIGNON F, FOURNIER M, GURGAND M. Selection bias corrections based on the multinomial logit model: monte carlo comparisons [J]. Journal of Economic Surveys, 2007, 21(1): 174-205.
- [87] 王刚, 董亦华, 王珂, 等. 计及网络约束的发用电一体化综合优化调度模型 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 105-111. DOI: 10.7500/AEPS20161228006.
- [88] 曲朝阳, 韩晶, 曲楠, 等. 考虑家电关联与舒适性相结合的用电行为多目标优化模型 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(02): 50-57. DOI: 10.7500/AEPS20170613013.
- [89] 沈运帷, 李扬, 焦系泽, 等. 新电改背景下需求响应成本效益分析及其融资渠道 [J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 124-130, 138.
- [90] 肖欣, 周渝慧, 郑凯中, 等. 台湾实施可中断电价进行削峰填谷的需求响应策略及其成

- 本效益分析 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3615-3622.
- [91] 董萌萌. 基于峰谷电价的需求响应效果评价 [D]. 华北电力大学, 2014.
- [92] 曾鸣. 电力需求侧响应原理及其在电力市场中的应用 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2011.
- [93] N. Lei, L. Chen, C. Sun, and Y Tao. Electricity market creation in china: policy options from political economics perspective [J]. Sustainability, 2018, 10(5): 1481.
- [94] X. Zou. Double-sided auction mechanism design in electricity based on maximizing social welfare [J]. Energy Policy, 2009, 37(11): 4231-4239.
- [95] L. Tesfatsion. Electric power markets in transition: Agent-based modeling tools for transactive energy support [J]. Handbook of Computational Economics, 2018, 4: 715-766.
- [96] M. Simab, and M. R. Haghifam. Quality performance based regulation through designing reward and penalty scheme for electric distribution companies [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2012, 43(1): 539-545.
- [97] H. M. Shourkaei, A. A. Jahromi, and M. F. Firuzabad. Incorporating service quality regulation in distribution system maintenance strategy [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(4): 2495-2504.
- [98] H. M. Shourkaei and M. F. Firuzabad. Impact of penalty-reward mechanism on the performance of electric distribution systems and regulator budget [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2010, 4(7): 770-779.
- [99] V. Ajodhia. Regulating beyond price: Integrate price-quality regulation for electricity distribution networks. Ph.D. dissertation, Delft Univ., Delft, The Netherlands, 2005 [EB/OL]. <http://www.leonardo-energy.org/regulating-beyondprice>.
- [100] S. -. Fleten and E. Pettersen. Constructing bidding curves for a price-taking retailer in the Norwegian electricity market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(2): 701-708.
- [101] J. Z. Riveros, K. Bruninx, K. Poncelet, et al. Bidding strategies for virtual power plants considering CHPs and intermittent renewables [J]. Energy Conversion and Management, 2015, 103: 408-418.
- [102] National grid. CMP212 Setting limits for claim: submission, validation, and minimum financial threshold values in relation to relevant interruptions [EB/OL]. [2013-01-04]. <https://www.nationalgrideso.com/sites/eso/files/documents/24412-CUSC%20Modification%20Proposal%20CMP212.pdf>
- [103] Council of European Energy Regulators. 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply [EB/OL]. [2016-11-11]. <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/latest-news/ceer-6th-benchmarking-report-on-the-quality-of-electricity-and-gas->

supply/

- [104] X. Peng and X. Tao. Cooperative game of electricity retailers in China's spot electricity market [J]. Energy, 2018, 145: 152-170.
- [105] A. J. Conejo, R. G. Bertrand, M. Carrion, et al. Optimal involvement in futures markets of a power producer [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(2): 703-711.
- [106] R. G. Bertrand and R. Mínguez. Iterative scenario-based reduction technique for stochastic optimization using conditional value-at-risk [J]. Optimization and Engineering, 2014, 15(2): 355-380.
- [107] 杨胜春, 刘建涛, 姚建国, 等. 多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3664-3673.
- [108] Littlechild S. Retail competition in electricity markets: expectations, outcomes and economics[J]. Energy Policy, 2009, 37(2):759-763.
- [109] J. M. S. De Araujo. WRF wind speed simulation and SAM wind energy estimation: a case study in Dili Timor Leste [J]. IEEE Access, 2019, 7: 35382-35393.
- [110] R. García-Bertrand. Sale prices setting tool for retailers [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 2028-2035.



## 攻读硕士学位期间发表或录用的论文及科研成果

- [1] 侯佳萱, 林振智, 杨莉, 丁一, 栾开宁, 杨斌. 面向需求侧主动响应的工商业用户电力套餐优化设计[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(24): 21-31. (2018 年 12 月发表)
- [2] Yicheng Jiang, **Jiaxuan Hou**, Zhenzhi Lin, Fushuan Wen, Jing Li, Chuan He, Chao Ji, Zhemin Lin, Yi Ding, Li Yang. Optimal Bidding Strategy for a Power Producer Under Monthly Pre-Listing Balancing Mechanism in Actual Sequential Energy Dual-Market in China [J]. IEEE Access, 2019, 7: 70986-70998. (2019 年 5 月发表)
- [3] **Jiaxuan Hou**, Zhi Zhang, Zhenzhi Lin, Li Yang, Xinyi Liu, Yicheng Jiang, Chuan He, Jing Li, Kai Wang, Weishi Zhang, Yi Ding, Fushuan Wen. An Energy Imbalance Settlement Mechanism Considering Decision-Making Strategy of Retailers Under Renewable Portfolio Standard [J]. IEEE Access, 2019, 7: 118146-118161. (2019 年 8 月发表)
- [4] **Jiaxuan Hou**, Xinyi Liu, Jiaying Yu, Zhenzhi Lin, Li Yang, Zhi Zhang. Optimal Design of Electricity Plans for Active Demand Response of Power Demand Side [C]// The 3<sup>rd</sup> IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration. Changsha. 2019: 1-7. (2019 年 11 月发表)
- [5] 陈家庚, 李晶, 季超, 李永波, 侯佳萱, 林振智, 文福栓. 电力中长期交易规则下的电量偏差处理机制设计探讨 [J]. 电力建设. (2018 年 11 月录用)
- [6] Yuxuan Zhao, Zhenzhi Lin, Fushuan Wen, Yi Ding, **Jiaxuan Hou**, Li Yang. Risk-Constrained Day-Ahead Scheduling for Concentrating Solar Power Plants with Demand Response Using Info-Gap Theory [J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics. (2019 年 2 月录用)

## 致谢

白驹过隙，日月陵谷。“浙”里的研究生生活即将画上一个句号，回顾两年多的求学生活，从前那个青涩、莽撞、畏缩、浮躁的女生已经逐渐蜕变成一个沉着、自信、务实、坚定的人了，内心十分感动，何其荣幸在浙里努力地成长，在浙里遇见美好，在浙里发现未来的可能性……行文至此，谨向一路走来给予我帮助、关心和支持的人表示最诚挚的感谢。

非常幸运能够成为“山林寺”课题组的一份子，林振智老师和杨莉老师两位导师无论从学术科研、生活成长、求职就业还是未来规划等各个方面都给予我们悉心的指导。林老师严谨务实的治学理念、踏实细致的工作作风和乐观积极的生活态度深深感染着我。即使在深夜，林老师也不辞辛劳一遍一遍修改着我们的论文。生活中，林老师也很平易近人，他的幽默风趣让实验室的氛围更加活跃。杨老师则像家长一样无微不至地关心着我，让我在异乡求学中时常感受到温暖。每每遇到疑惑，杨老师总能以她的经历耐心和我一起分析，诚恳给予我建议，她就像一盏明灯指引着我前行的路。

非常幸运能够在浙江大学电气工程学院研究生会中留下一段难忘的回忆，我感恩每一位团委老师给予的信任和支持，也感恩每一位研会小伙伴付出的汗水和精力。在研会我们一起为策划奋斗为活动奔波，一起为解决同学切实关心的问题出谋划策，一起为学院的建设贡献绵薄之力，这两年的收获远远超出我的想象。

非常幸运我的家人、朋友和男友一直关心我、照顾我，对我的任何决定都给予完全的信任。在我难过的时候时刻陪伴我，在我迷茫的时候始终支持我，在我浮躁的时候包容着我的脾气。你们给了我最有力的后盾以及最美的精神港湾，这份恩情我将会用一生去回报。

坚持本心，未来可期！

侯佳萱

2020年1月10日 于求是园