

分类号: TK01+8

单位代码: 10335

密 级: 公 开

学 号: 21727018

浙江大学

硕士学位论文



中文论文题目: 再分配功率电价制度下基于储能与电动车的居民集群需求响应研究

英文论文题目: A study on community-level demand response adopting storage and electric vehicles under a redistribution demand tariff

申请人姓名: _____

指导教师: _____

合作导师: _____

专业名称: _____

研究方向: 基于储能的需求响应

所在学院: _____

论文提交日期 2019 年 12 月

再分配功率电价制度下基于储能与电动车的
居民集群需求响应研究



论文作者签名:_____

指导教师签名:_____

论文评阅人 1: _____ (姓名\职称\单位,下同)

评阅人 2: _____ (隐名评阅学位论文省略)

评阅人 3: _____

评阅人 4: _____

评阅人 5: _____

答辩委员会主席: _____ (姓名\职称\单位)

委员 1: _____

委员 2: _____

委员 3: _____

委员 4: _____

委员 5: _____

答辩日期: _____

A study on community-level demand response adopting storage and electric vehicles under a redistribution demand tariff



Author's signature:_____

Supervisor's signature:_____

External Reviewers: _____ (姓名\职称\单位,下同)

(隐名评阅学位论文省略)

Examining Committee Chairperson:

(姓名\职称\单位)

Examining Committee Members:

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

致 谢

摘 要

在全球倡导低碳的背景下,电动车在城市的普及率逐年提高,在已有的分时电量电价制度下(以用电量计算电费),电动车集中在夜间低费率时段充电,带来新的负荷高峰,因此已有分时电量电价制度已经不能达到引导用户削峰填谷的目的。本文采用一种新型电价制度——再分配功率电价制度(以用户负荷峰值计算电费),该电价制度能够引导用户自发限制负荷峰值,达到削峰填谷的目的。本文研究再分配功率电价制度下居民集群实现基于储能与电动车集群的需求响应。提出的三个研究问题为:(1)在再分配功率电价制度下,居民集群应采取的储能系统结构、储能需求响应策略与经济可行性;(2)集群规模对集群需求响应经济性的影响;(3)储能与电动车集群协同参与需求响应应采取的策略与经济可行性。基于以上问题,本文的研究内容为:(1)采用实际的再分配功率电价制度,提出了分时负荷限制策略,将提出的策略应用于采用两种储能系统结构——集中储能与分布储能的居民集群,通过 Python 编程模拟得出集群全年负荷曲线与全年总成本,采用遗传算法优化得到使全年总成本最低的储能设计参数与系统控制参数。(2)研究了集群规模对集群需求响应经济性的影响,得出使户均全年总成本最低的最小集群规模;研究了储能充放电效率对集群需求响应经济性的影响。(3)研究了包含电动车集群的居民集群能源系统,并提出了一种基于优先级的储能与电动集群协同参与需求响应的策略;研究了集群规模和电动车需求响应参与率对集群经济性的影响。研究结果表明:(1)在采用的实际的再分配功率电价制度下,提出的分时负荷限制策略能够降低集群全年总成本 41.1%以上并削减负荷峰值;集中储能结构相比于分布储能结构能够进一步降低集群全年总成本 34.4%,同时相比于分布储能,集中储能能够充分利用储能资源,避免储能资源利用不充分导致负荷波动的问题。(2)随着集群规模的扩大,户均全年总成本先降低,后趋于平缓,400 户可视为使户均全年总成本最低的最小集群规模;随着储能充放电效率的降低,集群全年总成本上升,为了保证提出的需求响应策略的经济可行性,储能充放电效率应不低于 0.3。(3)提出的基于优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应策略能够降低集群全年总成本,避免储能独立参与需求响应出现的储能长时间保持充满状态,无法参与需求响应而带来的负荷波动问题,同时能够提高电动车集群参与需求响应的可调度潜能,避免电动车即将离开时出现的负荷反弹;随着集群规模的增大,户均全年总成本降低;随着电动车需求响应参与率的提高,全年总成本逐渐降低,电动车需求响应参与率每提高 0.1,集群的全年总成本

本平均降低 704.8 美元。

关键词：再分配功率电价；需求响应；集群；储能；电动车

Abstract

The popularity of electric vehicles in cities has been increasing in recent years due to the promotion of low-carbon lifestyle. Under the time-of-use energy tariff (users are charged by electricity consumption), to cut down the electricity cost, electric vehicles are usually charged at night, when the electricity price is low, which causes new load peaks. Therefore, time-of-use energy tariff fails to realize the peak-shaving and valley-filling. In this paper, a new tariff, which is called the redistribution demand tariff, is adopted, under which users will cut the peak load down spontaneously to reduce electricity cost. Community-level demand response adopting storage and electric vehicles under the redistribution demand tariff has been studied in this paper. Three problems have been studied: (1) the economic feasibility of community-level demand response under the redistribution demand tariff; (2) the impact of community scale on the economic feasibility of community-level demand response under redistribution demand tariff; (3) the cooperative control strategy for and economic feasibility of residential storage and electric vehicles to provide community-level demand response under redistribution demand tariff.

Based on the above problems, studies in this paper are as follows: (1) a practical redistribution demand tariff has been adopted in this paper. Under this tariff, a storage control strategy which is called time-of-use (TOU) demand limit strategy has been proposed and applied to the community with two storage configurations which are centralized storage and distributed storage. Total annual cost and demand profiles of community have been obtained through programming simulation in Python. The optimal design parameters of energy storage and control parameters have been obtained by adopting genetic algorithm. (2) The impact of community scale on household-averaged total annual cost has been studied and the minimum community scale to get the lowest household-averaged total annual cost has been obtained; the impact of energy storage conversion efficiency on total annual cost has also been studied. (3) A community-level energy system with electric vehicles has been studied, and a cooperative control strategy based on the priority for residential storage and electric vehicles to provide community-level demand response under redistribution demand tariff has been proposed; the impact of community scale and electric vehicle participation rate for demand response on the total annual cost has been

studied.

Results show that: (1) Under the redistribution demand tariff, by adopting the proposed TOU demand limit strategy, more than 41.1% of the total annual cost of the community can be reduced and the peak load can also be shaved; compared with the distributed storage, 34.4% of the total annual cost of the community can be reduced by adopting the centralized storage, meanwhile, adopting the centralized storage can help make full use of the energy storage resources to avoid the problem of load fluctuation caused by the insufficient utilization of energy storage resources. (2) with the expansion of the community scale, the household-averaged total annual cost decreases at first, and then tends to be flat. 400 households can be viewed as the smallest community scale to obtain the lowest household-averaged total annual cost. With the decrease of energy storage conversion efficiency, the total annual cost of the community rises. In order to ensure the economic feasibility of the proposed demand response strategy, the energy storage conversion efficiency should not be less than 0.3. (3) By adopting the proposed priority-based cooperative control strategy of energy storage and electric vehicles, the total annual cost of the community can be reduced and the load fluctuation caused by the long-term failure of energy storage, which means the storage can not be used to provide demand response, can be avoided, meanwhile, the dispatchable potential of the electric vehicle group can be increased, so the load rebound when the electric vehicles are about to leave can be avoided; with the increase of the participation rate of electric vehicles for demand response, the total annual cost decreased. By increasing 0.1 of the participation rate, the total annual cost of the community is reduced by 704.8 \$.

Key words: redistribution demand tariff; demand response; community-level; storage; electric vehicle

主要符号表

英文字母:

DL	负荷限制	kW
PC	储能额定功率	kW
EC	储能额定容量	kWh
SoC	储能/电动车电量状态	-
P	功率	kW
C	费用	\$
T	储能使用年限	year
Q	电动车期望充电量	kWh
p	电器开启概率	-
i	第 i 户家庭	-
t	第 t 分钟	min
w	储能/电动车充电优先级	-
j	第 j 辆电动车	-
e	自然常数	-

希腊字母:

η	能量转换效率	-
--------	--------	---

下标:

TOU	分时
HH	家庭
AL	折算到每年
T	总（费用）
S	储能（费用）
D	功率（电费）
E	电量（电费）
other	其他（费用）
installation	储能安装（费用）

group	家庭集群
start	开启电器
load	不可调度负载
reaction	反应（效率）
voltage	电压（效率）
coulombic	电流（效率）
charge	充电
discharge	放电
grid-storage	从电网充电
storage-appliance	向电器放电
grid	电网
net	对电网净（负荷）
averaged	平均每户家庭/每辆电动车

目 录

致 谢..... I

摘 要..... II

Abstract..... IV

主要符号表..... VI

1 绪论..... 1

 1.1 研究的背景和意义..... 1

 1.2 国内外研究现状..... 3

 1.2.1 单用户需求响应..... 3

 1.2.2 用户集群需求响应..... 5

 1.2.3 包含电动车的集群需求响应..... 6

 1.3 本文主要研究内容..... 8

2 能源系统程序建模..... 9

 2.1 电价制度..... 9

 2.2 储能充放电控制策略..... 10

 2.3 能源系统程序建模..... 11

 2.3.1 电器与储能负荷建模..... 11

 2.3.2 优化目标与优化变量..... 13

 2.3.3 优化方法——遗传算法..... 14

 2.4 本章小结..... 14

3 储能系统结构与集群规模案例研究..... 16

 3.1 储能系统结构与控制策略——集中储能与分布储能..... 16

 3.2 研究结果..... 18

 3.2.1 优化过程..... 18

 3.2.2 经济性..... 19

 3.2.3 参数优化结果..... 20

 3.2.4 负荷曲线..... 21

 3.2.5 集群规模与经济性..... 25

3.2.6 储能效率与经济性.....26

3.3 本章小结.....27

4 储能与电动车集群协同参与需求响应案例研究.....29

4.1 能源系统结构与协同控制策略.....29

4.1.1 能源系统结构与协同控制策略.....29

4.1.2 电动车负荷建模.....32

4.2 研究结果.....33

4.2.1 优化过程.....33

4.2.2 经济性.....34

4.2.3 参数优化结果.....34

4.2.4 负荷曲线.....35

4.2.5 集群规模与经济性.....44

4.2.6 电动车需求响应参与率与经济性.....45

4.3 本章小结.....45

5 总结与展望.....47

5.1 研究内容总结.....47

5.2 研究展望.....48

参考文献.....50

攻读硕士期间研究成果与获奖情况.....55

1 绪论

1.1 研究的背景和意义

储能设备通过充放电实现电能需求低时存储，需求高时释放，使电能的使用不受时间的限制，同时解耦了发电过程与用电过程^[1, 2]。随着储能技术的发展，储能设备成本不断降低，储能带来的多种效益不断提高，储能的应用越来越广泛^[3-9]。储能能够带来以下几方面效益：（1）对于电力生产环节，传统火力发电方面，储能如常用的抽水蓄能、压缩空气储能能够在机组出力过高时将多余的电能转换为其他能量存储起来，待需要时转换成电能释放出来，提高能量的利用率^[10]；新能源方面，储能与新能源结合一定程度上解决了新能源如风能、太阳能的随机性、不稳定性问题，促进新能源的发展和利用，推迟新火力机组的建设，减少二氧化碳排放，带来环境效益。（2）对于电力输配环节，储能能够实现发电量与用电量的实时匹配，实现调峰调频，提高供电质量和电力系统的稳定性^[11]。（3）对于电力消费环节，储能能够实现电能的存储，预防供电突然中断的情况发生，保证用电连续性；储能也可以参与需求响应，调整用户对电网的净负荷，实现用电供需平衡^[12]；同时储能配合分时电价制度，能够实现在电费费率低时储能充电蓄能，在电费费率高时储能放电供用户使用，减少此时的用电功率和用电量，进而降低用电总成本；此外，储能技术的发展推动了新能源汽车的发展，减少汽车尾气的排放，带来环境效益。因此各国对储能技术和产业的发展十分重视，截止 2015 年底，从全球储能项目装机规模来看，日本、美国和中国位居前三位，其中日本提出了高性能储能技术路线图，在电池技术应用领域占主导地位，美国在 2016 年召开了“建设智能电力市场扩大可再生能源和储能规模会议”，推动储能应用产业链的发展，中国则重点发展工业储能，并逐步向户用储能发展^[13]。

前文提及储能可以参与需求响应，调整用户对电网的净负荷，实现用电供需平衡。需求响应的定义为终端用户受电价或其他激励手段而改变用户用电模式^[14, 15]。需求响应是用户为了减少用电成本，而主动或被动改变用电行为。如分时电价制度下，用户自发在低电费费率时增加用电功率，高电价费率时减少用电功率。美国联邦能源管理委员会（FERC）将需求响应分为两类：基于电价的需求响应和基于激励的需求响应^[16, 17]。基于电价的需求响应为用户主动改变用电量以适应电费费率的变化，达到降低总用电成本的目的。按照电价制度的不同可分为分时电价、实时电价（包括日前实时电价和日内实时电价）、尖峰电价等。基于激励的需求响应是供电商利用除电价外的其他激励手段改变用户的用电行为，

如用户与供电商事先达成协议,在用电高峰或电网不稳定的情况下,用户提供一定数量的用电负荷容量供供电商调配,供电商则以降低电价或者赔偿作为补偿。根据激励手段的不同可分为直接负荷控制、可中断负荷、需求侧竞价、紧急需求响应等。其中目前研究较为深入的是直接负荷控制和可中断负荷控制。可中断负荷控制是指供电商事先与用户签订协议,规定用电高峰的情况下,用户的规定负荷在这一时段需中断运行。如国内的面向于炼铁等大型工业用户的可中断负荷项目。直接负荷控制是指供电商在保证用户用电质量的前提下,通过远程控制直接控制用户的用电负荷,参与直接负荷控制的用户也可以得到供电商的补偿。一般适用于居民用户或者小型工商业用户的具有储能性质的电器,如热水器等^[11]。根据参与需求响应的用户类别,需求响应又可分为居民用户需求响应和工商业用户需求响应,本文重点研究居民用户需求响应。需求响应的作用是从需求侧调节用电负荷,以适应供给侧发电负荷,实现供需平衡,提高电能利用率,也可以通过实现调峰调频,保证电网稳定性^[18, 19]。

目前需求响应在一些发达国家已有小规模试验或大规模应用^[20, 21],如 2008 年美国各类需求响应项目可在用电高峰时段减少负荷高达 38000 MW,成为全球最为成熟的需求响应市场^[22]。但是我们可以看到,需求响应会改变用户的用电行为,而用户的某些用电行为是刚性的,不可改变的,因此可参与需求响应的容量有限。而基于储能的需求响应是对用户安装储能设备,通过改变储能的充放电功率改变用户对电网的净负荷,期间用户的用电行为可以不受干扰。基于储能的需求响应,用户需要支付储能设备的购置安装成本,因此需要平衡需求响应带来的经济效益以与储能设备成本。

对于居民用户,基于储能的需求响应又可分为单用户需求响应和用户集群需求响应。单用户需求响应通常研究单个独立居民建筑,包含储能,太阳能,电动车等的能源系统。其研究目标通常是利用新能源和储能满足居民用户能量自给自足。而用户集群需求响应,通常研究由多个居民用户构成的社区,各个居民用户接入电网,其研究目标通常是降低用户集群的用电成本、提高电网的负荷稳定性等。由于用户集群包含了多户用户,其可调度的负载容量相比于单个用户更加可观,能够带来更高的效益。

在上述研究背景下,本文研究居民用户集群的基于储能的需求响应。重点研究该场景下,储能的系统结构、储能充放电控制策略、参与需求响应的居民用户集群规模、以及储能与电动车集群协同参与需求响应的策略,以最大化降低居民用户集群的用电总成本(包含储能设备成本),提高居民用户集群能源系统的经济效益。

1.2 国内外研究现状

Esther等^[23]对居民侧需求响应的系统结构、研究方法、优化方法等进行了较为全面的综述。居民侧需求响应的研究重点包含以下几方面：（1）能源系统采用的电价制度的选择或制定，如分时电价，实时电价，尖峰电价等。（2）能源系统结构，典型的居民侧需求响应的能源系统结构包括家庭负载，新能源，储能，电动车等；能源系统包含单个居民用户或者由多个居民用户组成的集群。（3）能源系统采用的各个组分的控制策略，如在分时电价下，储能在低电费费率时充电，高电费费率时放电。（4）能源系统参数优化方法和优化目标，优化方法主要分为两大类，一类是确定性优化方法，即所需优化的问题在数学理论上具有确定解，一类是统计优化方法，适用于此方法的问题往往在数学理论上难以求解。优化目标包括最大化经济效益，最大化用户舒适度，最大化环境效益等。以下对阅读的文献作以详细综述。

1.2.1 单用户需求响应

首先是单用户需求响应，研究的对象为独立居民用户。有学者研究在分时电价制度下，基于储能的需求响应的经济性。2014年，Zheng等^[24]在美国分时电价制度下，研究对于单户居民用户的能源系统实施基于储能的需求响应的技术可行性和经济可行性。文中采用的分时电价制度将全天时间分为峰时——10:00-22:00 和谷时——22:00-次日 10:00，峰时电费费率高于谷时，并以此制定储能充放电控制策略为谷时充电——增加对电网的净负荷，峰时放电——满足用户负荷，同时减少对电网的净负荷。家庭负载负荷数据基于实际用电行为统计数据采用随机过程得出。以最大化经济效益为目标，采用迭代方法得出储能最优设计容量。并对比研究了多种储能技术实现需求响应的经济性。研究结果表明，相比不采用需求响应，采用基于储能的需求响应能够为居民用户带来 1%-48%的经济效益（经济效益与采用的储能技术种类有关）。

此外由于部分家用电器具有可调度特征，可以改变使用时间或功率，参与需求响应，因此有学者研究在分时电价制度下，基于可控负荷的需求响应的经济性。2016年，樊玮等^[25]在澳大利亚实时电价制度下，研究基于电价和可控负荷的需求响应的经济性。研究的能源系统是包含光伏阵列，风机，储能电池单元的并网单户居民用户。提出了基于电价和可控负荷的设备控制策略。具体为：基于电价，是指实时电价高于用户接受的最高电价时，用户优先使用新能源或储能放电为其提供电能，实时电价低于用户接受的最高电价时，用户可从电网获得电能；基于可控负荷是指将可延迟负荷（如洗衣机）和可计划负荷（如电

动车) 纳入需求响应的调节手段, 通过调节可延迟负荷的延迟时间和可计划负荷的运行状态实时改变用户负荷。研究的优化目标是保证用户舒适度的前提下, 最小化用户的总用电成本, 以此得到新能源和储能的功率以及可延迟负荷的延迟时间, 可计划负荷的运行状态。研究结果表明采用该策略, 用户的用电成本得到降低。

此外有学者研究将新能源与居民需求响应相结合以带来经济效益或环保效益。2015 年, Wang 等^[26]研究将新能源与居民需求响应结合的经济性和环保性。研究的能源系统是包含小型风力发电装置, 小型太阳能发电装置, 备用燃油发电机, 和储能电池的单户独立居民用户, 整个能源系统未接入电网。太阳能发电装置, 风力发电装置和储能装置的设计参数通过优化系统购置成本和运行能量损耗成本得出。各种发电装置和储能的能量功率由优化得出, 优化目标为能源系统的运行成本和环境成本最低。研究结果表明将新能源与居民需求响应结合并采用文中提出的优化方法可以提高整个能源系统的效率, 同时能够更好地利用系统中的各种能源。2017 年, 曹筱欧等^[27]在实时电价制度下, 研究考虑新能源发电随机性的需求响应。研究的能源系统是包含光伏发电, 风力发电, 储能设备的与电网双向互动的单户居民用户。能源系统中的能量流包含了居民用户到电网的能量流, 即用户可以将多余的电能输送给电网, 并从电网获得相应的收益。提出了基于两阶段随即规划的需求响应策略, 第一阶段是基于预测的风力发电和光伏发电, 决定电池的充放电功率和负荷的用电行为, 第二阶段是基于实际的风力发电和光伏发电, 决定对电网的净负荷, 可能是买入电能, 也可能是卖出电能, 以此修正第一阶段的预测误差。优化目标是两阶段的总成本最小, 优化问题形式化为混合整数规划问题, 利用商业求解器求解。研究结果表明, 考虑新能源发电随机性的需求响应能够提高需求响应的鲁棒性, 同时降低用电成本。2017 年, Amrollahi 等^[28]聚焦能源系统的设计, 研究对于能源系统中包含新能源和储能, 并且不接入电网的居民用户, 采用需求响应策略与不采用需求响应策略对能源系统各组分的设计参数和设计成本的影响。研究采用的需求响应策略为利用可调度负荷改变用户的用电功率以适应新能源的发电功率和储能的放电功率。优化的目标为能源系统各组分总设计成本最小, 优化的变量为系统中各组分的设计参数, 优化问题归结为混合整数线性规划问题。模拟得出了, 采用需求响应策略与不采用需求响应策略下能源系统的优化设计参数和成本。研究结果表明采用需求响应策略降低 17.1% 的系统成本。证明了需求响应策略能够为不接入电网的独立居民用户的能源系统带来的经济效益。

以上研究的优化目标为最大经济效益或环保效益, 也有学者研究通过需求响应降低用

户对电网的负荷波动,提高电网的稳定性。2018 年, Sattarpour 等^[29]在分时电价制度下,研究用户用电成本最小化和负荷偏差最小化的双目标优化问题。研究的能源系统包含光伏发电设备、储能设备以及电动车。该研究的思想是,一方面尽可能降低用户的用电成本,另一方面,降低用户对电网的负荷波动,提高电网的稳定性。因此采用双阶段优化的方法,第一阶段优化目标为用户用电成本最小,第二阶段优化目标为用户负荷偏差最小,以此得出能源系统各组分的功率。研究结果表明,提出的双目标优化策略能在保证用户用电成本最低的情况下,降低用户对电网的负荷波动。

1.2.2 用户集群需求响应

相比于单用户需求响应,用户集群需求响应具有充分利用居民间用能行为互补效应,降低储能设备边际成本等优势,本文以用户集群需求响应为研究重点。以下对相关文献作以详细综述。

基于储能的需求响应方面:2013 年, Parvania 等^[30]在日前电价市场下,研究管理多种用户包括居民,工商业,农业用户的聚合商可采取的需求响应策略的可行性。文中提出了聚合商可与用户商定的四种需求响应策略:负荷削减(LC),负荷平移(LS),使用在线或备用发电装置(OG),使用储能设备(ES)。并分析了每种需求响应策略可优化的参数,定义了聚合商的经济性目标:聚合商通过向电力市场出售需求响应服务的收益减去聚合商向用户征用需求响应能力的支出。并以聚合商的经济性最大化为目标,以四种策略的可优化参数为优化变量,优化问题归结为混合整数线性规划,得出可优化参数的最优值。研究结果表明了四种策略的需求响应能力的主要决定参数。2015 年, Paridari 等^[31]在分时电价制度下,研究共享储能的社区提供需求响应的分布式优化算法。研究的能源系统包括多个公寓和公寓间共享的储能设备。以最小化社区总用电成本为目标,以用户电器功率和储能功率为优化变量,得出各个时刻用户和储能的功率,优化问题归结为混合整数线性规划问题。并提出了基于公寓和供应商两阶段优化的分布式求解算法。研究结果表明,提出的分布式求解算法相比于 CPLEX 求解器求解时间降低两个量级,能够大幅提高求解速度。2017 年, Amicarelli 等^[32]在日前电价市场下,研究了配备电池储能的多个微网系统。研究的目的是建立一个能够随着实体微网的加入和退出灵活改变的规划模型。该规划模型以微网用电成本最低为优化目标,优化微网买入卖出电能和储能充放电功率。并提出了衡量微网需求响应能力的指标。研究结果表明,提出的模型能够根据实体微网的加入和退出灵活改变,并且证明了提出的衡量微网需求响应能力的指标的有效性。2018 年, Zheng 等^[33]研究在美

国分时电价制度下,研究大规模分布式液流电池储能装置的控制策略,比较采用集中控制与分布控制带来的经济效益和环境效益。储能充放电策略采用“费率高时储能放电减少用户对电网的净负荷,费率低时储能充电增加对电网的净负荷”,分布控制为每个用户自行控制储能充放电,中心控制为每个用户的储能充放电由中心控制单元结合每个储能设备的电量状态和每个用户的用电负荷决定。研究结果表明相比于分布控制,集中控制能够带来更多的经济效益和环境效益。

此外有学者研究将新能源与储能相结合以带来经济效益或环保效益。2016 年,Isaac 等^[34]进一步研究包含太阳能发电装置,储能装置的多用户社区。研究的目的是建立能够表示一个利用新能源和储能完成社区内部供电的零用能或低用能的社区模型。该模型可用于研究社区配备新能源和储能后对电网稳定性带来的积极作用。2019 年,唐虎等^[35]研究由多个虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)组成的能源互联网的需求响应。该能源系统中的基本单元是虚拟电厂,包含风力发电,光伏发电,储能和用户负载。虚拟电厂内部的优化目标为售电收入减去用户需求响应补偿,虚拟电厂间将实现能量互补交易,采用博弈理论,确定虚拟电厂间的能量交易量和交易价格,以实现集群效益最大。虚拟电厂集群与供电商进行第三次优化,优化目标是虚拟电厂集群效益最大化,确定各个虚拟电厂与电网的交互功率。文中还提出了一种三部制电价制度以适应提出的虚拟电厂集群需求响应。

1.2.3 包含电动车的集群需求响应

随着储能技术的发展,储能成本的降低,电动车的性能不断提高,成本不断降低。各国政府为减少温室气体排放,促进可持续发展,纷纷出台政策促进新能源汽车发展,电动车的普及度不断提高^[36]。电动车集中的充电行为导致对电网的稳定性带来冲击。同时电动车可视为一种特殊的储能设备,即规定充电时间与电量需求的储能设备,因此可以对电动车进行调度,参与需求响应,以降低电动车负荷对电网的冲击,同时提高系统的经济效益。本节将介绍近几年采用电动车提供需求响应的研究。电动车集群提供的需求响应类型包括几下几方面:

利用电动车集群参与电网调频。2014 年,Zhong 等^[37]人研究电动车集群与储能系统参与电网调频的可能性。研究的能源系统为包括电动车集群,大规模电池储能系统,和传统火力发电机组的能源系统。利用电动车集群和储能能够以大功率迅速响应的特性,提出的电动车集群与储能系统参与电网调频的策略为:当电网中的干扰特性为:干扰大,持续时间短时,储能系统优先参与调频,电动车集群其次;当干扰特性为:干扰小,持续时间长

时,由火力机组参与调频。研究通过模拟验证策略的可行性,研究结果表明:电动车集群与储能系统参与电网调频能够抑制电网波动,并加快响应速度。

利用电动车集群参与电网调峰。2015年,Rassaei等^[38]人研究在日前电价市场下,考虑电动车用电行为随机性的电动车集群提供削减负荷高峰的需求响应。研究的能源系统为多个配备电动车的居民用户集群,该集群由一个能源零售商集中管理。优化的目标为多目标,包括降低集群购电成本、降低峰值负荷、降低负荷标准差、降低集群负荷与预期负荷曲线的偏差。并提出快速收敛的分布式算法。模拟研究结果表明,提出的算法能够削减集群负荷高峰。

将电动车集群与新能源结合,解决新能源出力负荷不确定的问题。2016年,Ghasemi等^[39]研究在日前电价市场下,研究利用电动车和储能解决风力发电出力负荷不确定性问题的可行性。研究的能源系统为,包含风力发电场,大规模储能,电动车集群,居民集群的能源系统。该系统中智能电网公司管理风力发电场和大规模储能,同时向电动车集群和居民集群发送电价激励信号以调度电动车和居民负荷达到期望负荷。优化的目标为智能电网公司效益最大化,优化的变量为智能电网公司对用户的报价与对日前市场的报价策略。研究结果表明,利用电动车和储能能够为风力智能电网公司提高经济效益。

研究电动车参与需求响应的经济性。2017年,Baringo等^[40]在日前市场下,研究电动车聚合商考虑电动车与日前电价市场不确定性后的报价策略。研究的能源系统为管理电动车集群的聚合商。优化的目标为最小化聚合商的购电成本,优化变量为聚合商在日前电价市场的报价策略和电动车集群的功率。本文为电动车聚合参与日电价市场提供了电价和电动车不确定性的衡量工具。同时研究结果表明,电动车与电网能量双向流动的控制策略相比于电动车只从电网获取电能能够为聚合商节约更多运行成本。2018年,Nan等^[41]人研究了在分时电价、尖峰电价和实时电价三种电价制度下,由多户居民用户组成的集群的需求响应。该能源系统包括了太阳能光伏板,家庭负载,电动车,储能设备。系统中除了家庭负载中的可调度负载和储能设备作为可调度负载,电动车也作为可调度负载提供需求响应,但是能量流为单向流动,即不存在放电削峰的情况。系统的优化目标为用户集群的总用电成本最低,优化参数为可调度负载的功率,优化问题归结为混合整数线性规划问题。研究结果表明,对于用户集群,采用基于电价和激励的需求响应能够降低集群用电成本和集群峰值负荷。2018年,Aliasghari等^[42]研究微网利用电动车集群的储能特性参与备用市场的经济可行性。研究的能源系统为包含风力发电,微型燃气轮机,燃料电池,电动车集

群和各种负荷的微网。系统中利用电动车的储能特性存储电能，参与备用市场，为微网盈利，同时用户也会得到经济补偿。优化的目标是使微网经济效益最高，优化变量为各种设备的负荷，优化问题归结为混合整数非线性规划问题。研究结果表明，利用电动车集群参与备用市场，能为微网降低用电成本。

1.3 本文主要研究内容

综合以上的文献综述，目前已有的居民集群基于储能的需求响应的研究有以下几方面不足：

(1) 缺少基于功率电价制度的需求响应的研究。电价制度对于需求响应的策略和经济性评价有很大影响。目前的研究均采用以用电量 (kWh) 定电费的分时电量电价制度，在该种电价制度下，用户集中在低费率时段用电，带来新的用电高峰，因此分时电量电价制度已经不能达到削峰填谷的目的。本文采用以最高负荷 (kW) 定电费的功率电价制度。该种电价制度具有引导用户自发降低峰值负荷，提高电网稳定性的优势，已有美国电力公司采用该种电价制度。因此有必要对基于功率电价制度的需求响应进行研究。

(2) 缺少集群规模对集群需求响应经济性的影响的研究。对于集群需求响应，集群规模扩大会降低储能设备的边际成本，因此有必要研究使集群经济性最高的集群规模。

(3) 缺少储能与电动车集群协同参与需求响应的策略研究。虽然目前已有学者研究包含储能与电动车集群的能源系统，但是储能与电动车的充放电功率往往通过优化目标函数得出，缺乏储能与电动车群协同参与需求响应的策略研究。因此有必要提出明确的储能与电动车协同参与需求响应的策略。

基于以上分析，本文的主要研究内容为：

(1) 采用实际的再分配功率电价制度，提出了分时负荷限制策略，将提出的策略应用于采用两种储能系统结构——集中储能与分布储能的居民集群，通过 Python 编程模拟得出集群全年负荷曲线与全年总成本，采用遗传算法优化得到使全年总成本最低的储能设计参数与系统控制参数。

(2) 研究了集群规模对集群需求响应经济性的影响，得出使户均全年总成本最低的最小集群规模；研究了储能充放电效率对集群需求响应经济性的影响。

(3) 研究了包含电动车集群的居民集群能源系统，并提出了一种基于优先级的储能与电动集群协同参与需求响应的策略；研究了集群规模和电动车需求响应参与率对集群经济性的影响。

2 能源系统程序建模

2.1 电价制度

基于电价的需求响应下，电价制度对用户的用电行为具有决定性作用。因此，电价制度的选择一定程度上决定了用户的用能策略。所以选择合适的电价制度对于储能等设备的控制策略的制定以及能源系统的经济性具有重要意义。基于电价的需求响应采用的电价制度主要为三种，分时电价制度，尖峰电价制度和实时电价制度。分时电价制度通常将全天分为几个时间段，用户用能集中的时间段电费费率设置高，以引导用户分散用能。尖峰电价制度，是为了缓解尖峰负荷对电网稳定性带来的负面影响，因此在尖峰负荷易出现的时段设置较高的费率，抑制用户用能行为。实时电价制度是目前最能反映电力市场供需关系的电价制度，电费费率会随着供需关系的变化实时变化，实时反映电能的稀缺程度。

目前国内普遍采用的电价制度是分时电价制度，将用电分类分为居民生活用电，农业生产用电，工商业及其他用电，不同用电类别采取不同的电费费率，并且根据用电量实行阶梯电价，即用电量分为多个档次，用电量每超过一个档次，超过的部分电费费率调高，以引导用户节约能源。以安徽省为例，安徽省目前的峰谷分时电价如下表所示。工商业及其他用电峰谷时段划分为：高峰 8 小时：9:00-12:00，17:00-22:00，平段 7 小时：8:00-9:00，12:00-17:00，22:00-23:00，低谷 9 小时：23:00-次日 8:00。居民用电峰谷时段划分为：平段 14 小时：8:00-22:00，低谷 10 小时：22:00-次日 8:00，并且按用电量分档：第一档电量为每户每月 180 千瓦时以内；第二档电量为每户每月 181-350 千瓦时；第三档电量为每户每月 350 千瓦时以上部分，相应的电价标准：第一档电量电价维持现行价格；第二档电量电价在第一档基础上每千瓦时加价 0.05 元；第三档电量电价在第一档基础上每千瓦时加价 0.3 元^[43-45]。在该种电价制度下用户会在低费率时段集中用电，带来新的负荷高峰，无法起到引导用户削峰填谷的目的，因此有必要研究新的电价制度。

分类	电度电价（元/千瓦时）		
居民生活用电	平段		0.5953
	低谷		0.3153
工商业及其他用电	高峰	7,8,9 月	0.9795
		其他月份	0.9224
	平段		0.6198
	低谷		0.3857

表 2.1 安徽省分时电价表（部分）

本文采用的电价制度是美国电力供应商 Consolidated Edison Company of New York 为用户提供的 SC8 电价制度，该电价制度具有三个特点：1.该电价制度是再分配电价制度，在该电价制度下，多户居民用户组成的集群可以作为一个用户从电网购电，然后按需分配给各个居民用户，因此适用于本文研究的居民用户集群的场景。2.该电价制度是功率电价制度，与常见的以用电量（kWh）计电费的电价制度不同，该电价制度以全月的最大用电功率（kW）乘以费率计费，即计费单位是 kW 而非 kWh。相比于以用电量计电费的电价制度，此种电价制度的优势是引导用户自发降低峰值负荷，提高电网稳定性。3.该电价制度是分时电价制度，将全天分为有重叠部分的三个时间段：8:00-18:00，8:00-22:00，22:00-次日 8:00（注意前两个时间段由时间重叠）。各个时间段采取的电费费率不同。具体见下表。每个月电费的组成为每个时间段中当月的最大负荷（kW）乘以相应的费率，并将三部分费用求和（以下称为功率电费）。每个月电费还包含以电量（kWh）计电费的一部分（以下称为电量电费），但是这部分费率很低，总电费的大部分为功率电费。此外还包含安装数据采集设备的费用（以下称为其他费用）。另外该电价制度对 6-9 月设置的费率与其他季节不同。

功率电费费率	每个指定时间段全月最大负荷（kW）计费	
6,7,8,9 月	8:00-18:00	\$9.06/kW
	8:00-22:00	\$21.84/kW
	22:00-次日 8:00	\$17.74/kW
其他月份	8:00-22:00	\$15.58/kW
	22:00-次日 8:00	\$3.74/kW
电量电费费率	所有月份，所有时段	0.79 ¢ /kWh
电表安装费用	-	\$143.09 /月

表 2.2 本文采用的基于功率计费的再分配电价制度^[46]

2.2 储能充放电控制策略

由本文采用的电价制度 SC8 可知，决定电费的最重要因素是用户的最高负荷，最高负荷越大用户的电费越高。因此限制用户的最高负荷是减少费用的一种策略。Zheng 等对配备储能设备的单居民用户提出了限制用户用电负荷的方法，并提出了一个控制参数 DL（Demand limit），当用户用电负荷高于 DL 时，用户的储能设备放电满足用户用电负荷，削减用户对电网负荷，当用户用电负荷低于 DL 时，用户的储能设备充电提高对电网的净负荷。总体上利用储能实现了负荷平移，削峰填谷，降低了用户对电网的最高负荷，削减

了负荷电费。本文基于限制用户负荷的思想,根据 SC8 电价制度的分时特性,进一步提出了分时 DL 的控制策略。具体为:由于三个时间段的电费费率不同,所以设置的 DL 也不同,电费费率高时设置的 DL 低,以进一步削减此时对电网的负荷,电费费率低时设置的 DL 高,将更多负荷平移到此时间段,从总体上降低了用户的功率电费。另外值得注意的是,由于不同季节用户的用电负荷不同,相比于春秋季节,冬季和夏季分别增加了供暖和制冷负荷,因此不同季节的 DL 也应分别设置。

总结本文提出的储能充放电控制策略:采用控制参数 DL 限制用户对电网的负荷,同时控制储能充放电行为,当用户负荷低于 DL 时,储能充电直至达到 DL (或储能达到最大充电功率),当用户负荷高于 DL 时,储能放电削减对电网的净负荷,直至降为 DL (或储能达到最大放电功率)。对每天的 8:00-18:00, 18:00-22:00, 22:00-次日 8:00 三个时间段设置不同的 DL (注意此时的三个时间段没有时间重叠)。同时对春秋、夏季、冬季设置不同的 DL。

2.3 能源系统程序建模

2.3.1 电器与储能负荷建模

本文的电器负荷数据采用美国典型家庭的负荷数据,负荷数据根据美国居民的用电行为概率通过随机过程得到,如下图。以电视为例说明负荷数据生成过程:电视在全天各个时刻开启的概率如下图中 $p_{\text{start,TV}}$, 对各个时刻执行判断:若电视在该时刻开启的概率高于随机生成的随机数,则启动电视,如下式,并在运行周期结束后关闭,继续进行后续各个时刻的判断,如此可生成电视全天功率曲线 P_{TV} 。将各种电器的功率曲线叠加即得到该用户的电器负荷曲线 P_{load} [47]。

$$p_{\text{start}}(t) > \text{Rand}() \quad (2.1)$$

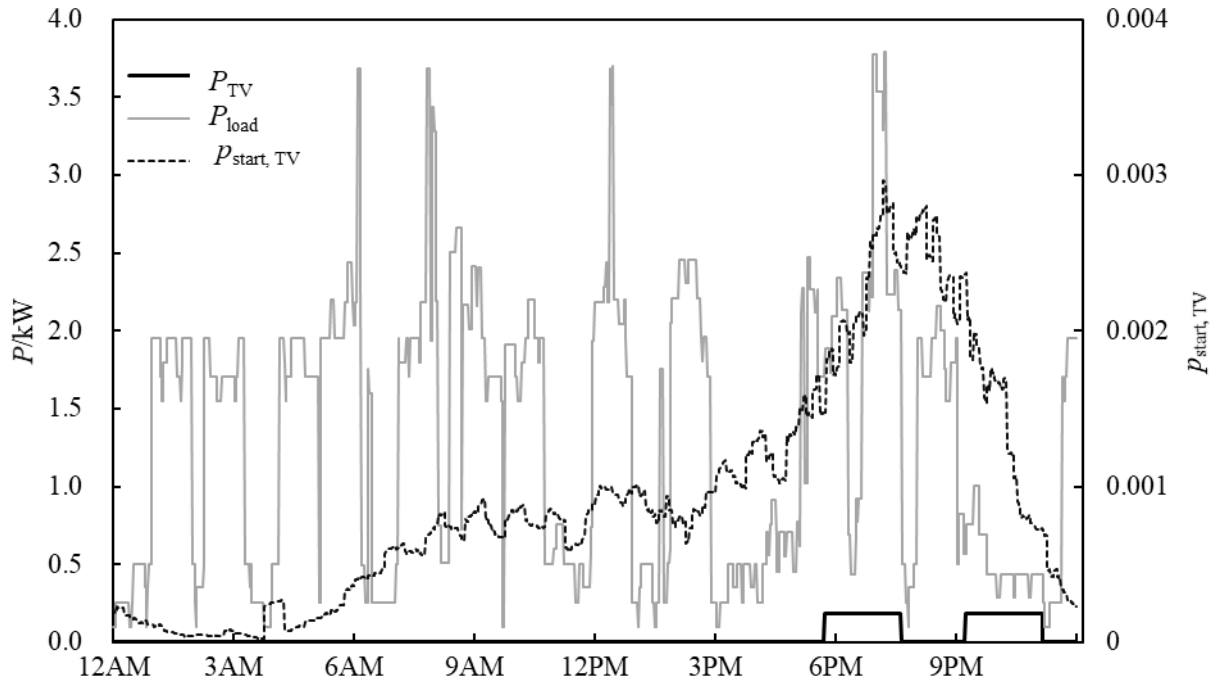


图 2.1 电器负荷建模示意图

本文采用的储能技术为液流电池。液流电池的特点是充放电次数多，容量大，寿命长，因此适用于需求响应的调峰调频^[10]。液流电池的充放电能量流和损失如下图所示：充放电过程均包含泵损失、变压器损失和反应损失。相关的储能效率参数为反应效率，变压器效率，其中反应效率计算公式如下式。本文采用的液流电池的设备参数为：变压器效率0.98，电流效率0.98，电压效率0.95，泵损0.02，最大放电深度为0.9。额定充放电功率与额定容量为优化参数，将在下文详细叙述^[48]。

$$\eta_{\text{reaction}} = \sqrt{\eta_{\text{voltage}} \times \eta_{\text{coulombic}}} \quad (2.2)$$

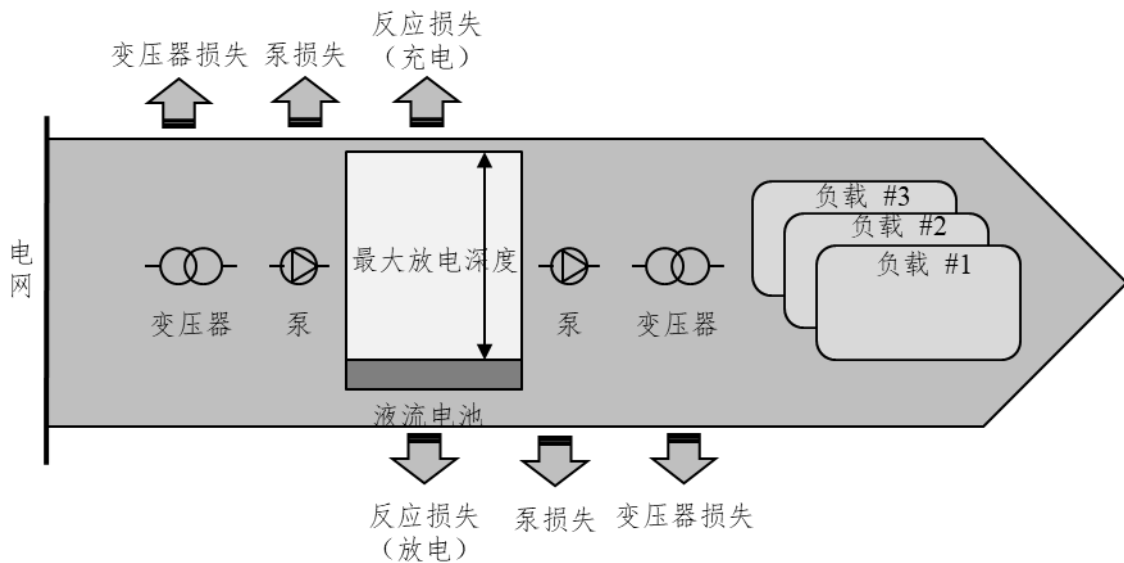


图 2.2 液流电池能量流动及损失

2.3.2 优化目标与优化变量

能源系统的优化目标是最小化居民用户的全年总成本，包括储能设备的折算年均购置成本和居民用户的全年用电成本，其中全年用电成本包括三部分：功率电费，电量电费，其他费用。如下式：

$$C_T = C_{S,AL} + C_D + C_E + C_{other} \quad (2.3)$$

储能设备即液流电池的折算年均购置成本包括三部分，一部分是与液流电池额定充放电功率有关的成本，一部分是与液流电池额定容量有关的成本，一部分是液流电池的安装成本，如下式，其中 i 为利率，等于 0.05， T 为储能使用年限，等于 20：

$$C_{S,AL} = (C_{PC} + C_{EC} + C_{installation}) \times \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1} \quad (2.4)$$

该模型输入液流电池额定功率 PC 和额定容量 EC 即可输出对应的液流电池购置成本。优化变量包括储能设备的设计参数和系统的控制参数，具体分析如下：储能设备的设计参数包括储能设备的额定功率 PC 和额定容量 EC 。储能设备的额定功率 PC 和额定容量 EC 增大会提高储能设备削峰填谷的能力，降低用户的功率电费。但是随之而来的是储能设备购置成本的升高，因此需要优化额定功率 PC 和额定容量 EC ，平衡削减的功率电费和储能设备的购置成本，使总成本最低。

系统的控制参数是 DL ， DL 提高，会扩大储能设备充电时间，提高用户对电网的净负荷，提高功率电费。一个极端的情况是 DL 始终高于居民用户对电网的净负荷，此时储能设备无法放电，失去作用。 DL 降低，会减少储能设备充电时间，一个极端情况是 DL 始终低于居民用户对电网的净负荷，此时储能设备无法充电，也会失去作用。所以 DL 存在优化空间。如前所述，在 SC8 分时电价制度下，应对电费费率不同的三个时间段分别设置 DL ，如电费费率高时设置的 DL 较小，电费费率低时设置的 DL 较大，以控制储能在电费费率低时多充电，电费费率高时少充电，节约用户用电总成本。此外由于不同季节，用户的用电行为不同，所以不同季节的 DL 应该设置不同，如用电负荷高的季节，如夏季和冬季的用电负荷由于制冷负荷和制热负荷的加入要高于春秋季节，所以夏季和冬季的 DL 应该设置较高。考虑到春秋季节用电负荷相似，所以春秋季节的 DL 可以相同设置。因此共设置 9 个 DL 并进行优化。

需要优化的参数及其物理意义总结于下表：

参数	物理意义
EC	储能额定容量(kWh)
PC	储能额定功率(kW)
DL _{Spring&Autumn,8_18}	春秋 8:00-18:00 负荷限制(kW)
DL _{Spring&Autumn,18_22}	春秋 18:00-22:00 负荷限制(kW)
DL _{Spring&Autumn,22_8}	春秋 22:00-次日 8:00 负荷限制(kW)
DL _{Summer,8_18}	夏季 8:00-18:00 负荷限制(kW)
DL _{Summer,18_22}	夏季 18:00-22:00 负荷限制(kW)
DL _{Summer,22_8}	夏季 22:00-次日 8:00 负荷限制(kW)
DL _{Winter,8_18}	冬季 8:00-18:00 负荷限制(kW)
DL _{Winter,18_22}	冬季 18:00-22:00 负荷限制(kW)
DL _{Winter,22_8}	冬季 22:00-次日 8:00 负荷限制(kW)

表 2.3 优化的储能设计参数与系统控制参数

2.3.3 优化方法——遗传算法

如前所述,本文需要优化的参数有 11 个,求解空间为 11 维,因此选择遗传算法加速寻优过程。遗传算法是一种启发式优化方法。其原理是将多个优化参数编码为类染色体的数据结构,使用交叉算子和变异算子等算子来改变参数组合,然后对产生的组合进行评估,以消除较差的组合并留下较好的组合^[49]。本文采用的遗传算法中,将需要优化的 11 个参数组合为个体,11 个参数对应个体的 11 个基因,每一代种群中个体的个数为 10,个体评估函数为居民用户全年总成本。首先通过选择过程筛选使全年总成本降低的个体,然后对经过选择的个体执行变异和交叉过程进入下一代。继续依次执行选择、变异、交叉。如此迭代 1000 代,得到使全年总成本最低的个体。

DL 的初始值设置为每个季节的平均负荷;PC 的初始值设置为全年平均负荷与实际负荷差值的绝对值的平均值;EC 的初始值设置为全年实际负荷与 DL 差值的绝对值的每日累计平均值。

本文采用的遗传算法工具为基于 Python 的开源进化算法库 Distributed Evolutionary Algorithms in Python (DEAP)。算法库提供了丰富的选择算子、交叉算子、变异算子等工具,并且可以根据研究问题对提供的工具按需修改。^[50]

2.4 本章小结

基于电价的需求响应下，电价制度对用户的用电行为具有决定性作用。因此，电价制度的选择一定程度上决定了用户的用能策略。所以选择合适的电价制度对于储能等设备的控制策略的制定以及能源系统的经济性具有重要意义。本章首先介绍了本文选择的电价制度，一种再分配功率电价制度。该种电价制度是再分配电价制度，允许居民用户集群作为一个用户从电网购电，再按需分配到每一户，因此适用于居民用户集群需求响应。该电价制度是功率电价制度，功率电价制度以用户全月最高负荷（单位 kW）为计费单位，相比于常见的以用电量计费的电量电价制度，该种电价制度能够引导用户自发分散用电行为，减少用户负荷波动，提高电网稳定性。其次介绍了基于此电价制度提出的储能充放电控制策略——分时负荷限制控制策略。即对用户设置对电网的净负荷限制 DL (Demand Limit)，当负荷超过 DL 时，储能放电削减对电网的净负荷，负荷低于 DL 时，储能充电，提高对电网的净负荷，削峰填谷，使全天总体负荷更平稳，削减电费；同时对该电价制度规定的三个收费费率不同的时间段，分别设置不同的 DL，费率高时设置的 DL 较低，费率低时设置的 DL 较高，以进一步平移负荷，降低用电总成本；同时不同季节由于用户的用电行为不同，用电负荷不同，因此设置不同的 DL。然后介绍了电器负荷模型与储能负荷模型，电器负荷模型利用美国典型家庭各种电器的各个时刻开启概率的统计数据，通过随机过程生成各种电器各个时刻的功率数据。储能负荷模型重点介绍了液流电池的效率。最后介绍了能源系统的优化目标、优化参数与优化方法，优化目标为用户全年总成本最低，优化的参数包括储能设备设计参数——额定功率 PC、额定容量 EC 与储能充放电控制参数 DL。由于优化的参数有 11 个，求解空间为 11 维，所以采用启发式优化方法——遗传算法加速优化过程。

3 储能系统结构与集群规模案例研究

本章研究集群用户的储能系统结构，包括集中储能与分布储能，比较两种储能系统在再分配功率电价制度和提出的储能充放电控制策略下的经济性。同时研究集群用户规模、储能设备效率对经济性的影响。

3.1 储能系统结构与控制策略——集中储能与分布储能

本文采用的两种储能系统结构如下图所示。图(a)为集中储能，该系统结构包括 20 户居民用户组成的集群，20 户用户共享的集中储能设备，以及控制储能设备充放电行为的集中控制单元。20 户用户和集中储能设备从电网获取电能，同时 20 户用户也可以从集中储能设备获取电能。集中储能设备的设计参数额定功率 PC ，额定容量 EC 根据用户集群负荷设计。中心控制单元搜集集群用户负荷 P ，集中储能设备的电量状态 SoC ，根据预设的集群负荷限制 DL ，以及集中储能设备额定功率 PC ，决定储能设备的充放电行为。具体为，当集群负荷低于集群负荷限制 DL 时，集中储能设备充电，充电功率由集群负荷与集群负荷限制 DL 的差值、集中储能设备的额定功率 PC 、集中储能设备的电量状态 SoC 决定（电量充满即不再继续充电），见公式(3.1)；当集群负荷高于集群负荷限制，集中储能设备放电，放电功率由集群负荷与集群负荷限制 DL 的差值，集中储能设备的额定功率 PC ，集中储能设备的电量状态 SoC 决定（电量低至 $SoC=0.1$ 即不再放电，保证储能设备的能量转换效率与使用寿命），见公式(3.2)。居民用户集群对电网的净负荷为集群负荷与集中储能设备负荷之和，见公式(3.3)，并以此计算居民用户集群的总用电费用。

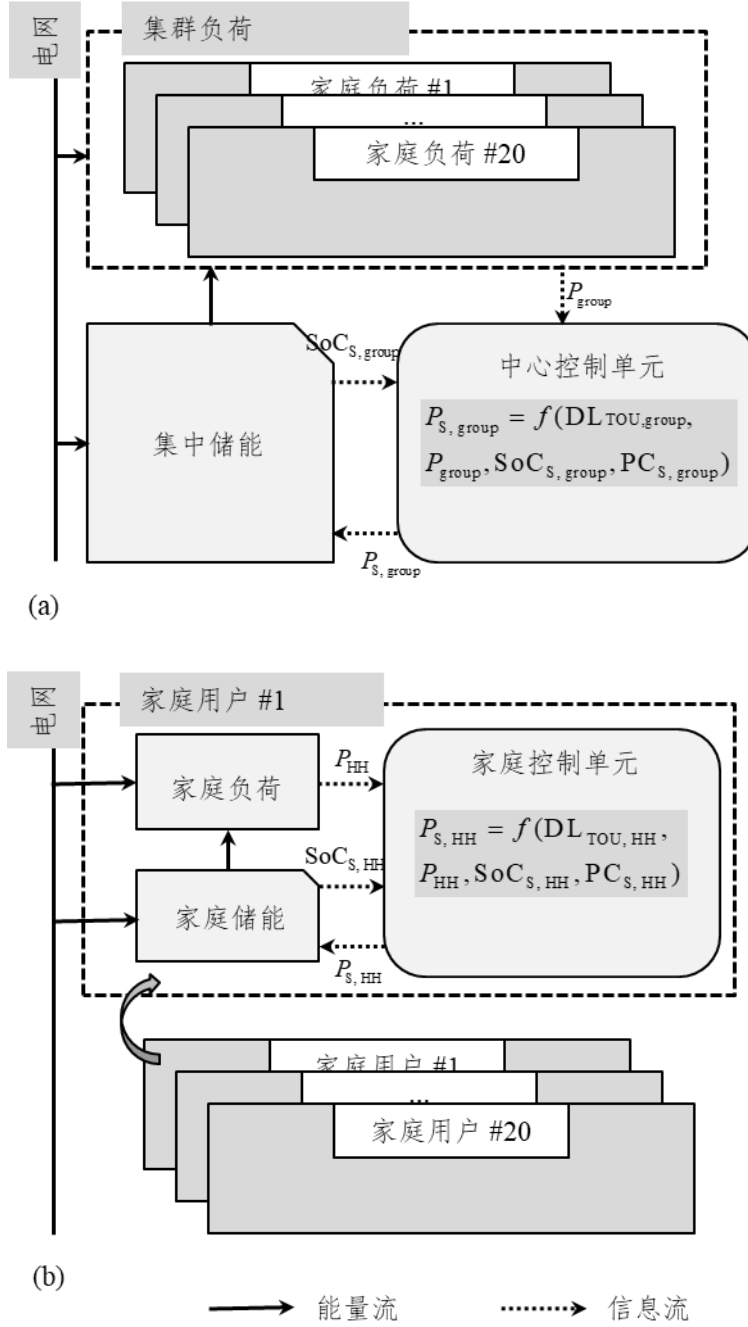


图 3.1 集中储能与分布储能系统结构图：(a)集中储能，(b)分布储能

$$P_{\text{charge, S, group}}(t) = \min(DL_{\text{TOU, group}} - P_{\text{group}}(t), PC_{\text{S, group}}, \frac{60 \times \frac{EC_{\text{S, group}}}{\eta_{\text{grid-storage}}} \times (1 - SoC_{\text{S, group}}(t))}{\eta_{\text{grid-storage}}}) \quad (3.1)$$

$$P_{\text{discharge, S, group}}(t) = -\min(P_{\text{group}}(t) - DL_{\text{TOU, group}}, PC_{\text{S, group}}, \frac{60 \times \frac{EC_{\text{S, group}}}{\eta_{\text{grid-storage}}} \times (SoC_{\text{S, group}}(t) - SoC_{\text{min}}) \times \eta_{\text{storage-appliance}}}{\eta_{\text{grid-storage}}}) \quad (3.2)$$

$$P_{\text{grid, group}}(t) = P_{\text{group}}(t) + P_{\text{(dis)charge, S, group}}(t) \quad (3.3)$$

图(b)为分布储能，与集中储能相同，该系统结构包括 20 户居民用户组成的集群。不同点在于，每户用户有独立的家庭储能设备，以及控制该家庭储能设备充放电行为的家庭控制单元。每个家庭储能设备的设计参数根据每个居民用户的负荷分别设计。每个家庭控制单元搜集用户负荷 P ，家庭储能设备的电量状态 SoC ，根据预设的家庭负荷限制 DL ，以及家庭储能设备额定功率 PC ，决定储能设备的充放电行为。决定方法与集中储能相同，具体见公式(3.4)，(3.5)。每户居民用户对电网的净负荷为家庭负荷与家庭储能设备负荷之和，见公式(3.6)，并以此计算每户居民用户的用电费用。将 20 户居民用户对电网的净负荷与用电费用分别累加得到集群对电网的净负荷与集群的总用电费用。

$$P_{\text{charge, S, HH, } i}(t) = \min(\text{DL}_{\text{TOU, HH, } i} - P_{\text{HH, } i}(t), \text{PC}_{\text{S, HH, } i}, \frac{60 \times \frac{\text{EC}_{\text{S, HH, } i}}{\eta_{\text{grid-storage}}} \times (1 - \text{SoC}_{\text{S, HH, } i}(t))}{\eta_{\text{grid-storage}}}) \quad (3.4)$$

$$P_{\text{discharge, S, HH, } i}(t) = -\min(P_{\text{HH, } i}(t) - \text{DL}_{\text{TOU, HH, } i}, \text{PC}_{\text{S, HH, } i}, \frac{60 \times \frac{\text{EC}_{\text{S, HH, } i}}{\eta_{\text{grid-storage}}} \times (\text{SoC}_{\text{S, HH, } i}(t) - \text{SoC}_{\min}) \times \eta_{\text{storage-appliance}})}{\eta_{\text{grid-storage}}}) \quad (3.5)$$

$$P_{\text{grid, HH, } i}(t) = P_{\text{HH, } i}(t) + P_{(\text{dis})\text{charge, S, HH, } i}(t) \quad (3.6)$$

对于上述的两种能源系统，采用 Python 对电器负荷、储能控制策略、储能负荷进行建模，得到集中储能与分布储能两种储能结构下，用户集群对电网的净负荷和总用电成本。并采用 DEAP 遗传算法工具，对于集中储能结构，优化集中储能设备的设计参数（额定功率 PC 与额定容量 EC ）和集中储能的控制参数 DL ；对于分布储能，优化每个家庭储能设备的设计参数和控制参数。

3.2 研究结果

3.2.1 优化过程

下图为采用遗传算法优化集中储能与分布储能的设计参数和控制参数的优化过程。优化过程经过迭代 1000 代。由图中可以看出遗传算法加速了优化过程，两种案例在 150 代之前全年总成本随着迭代过程的进行快速下降，150 代之后下降速度放缓。500 以后全年总成本变化很小，降幅在 2% 以内，可认为 1000 代时优化过程完成，所得结果为近似最优解。

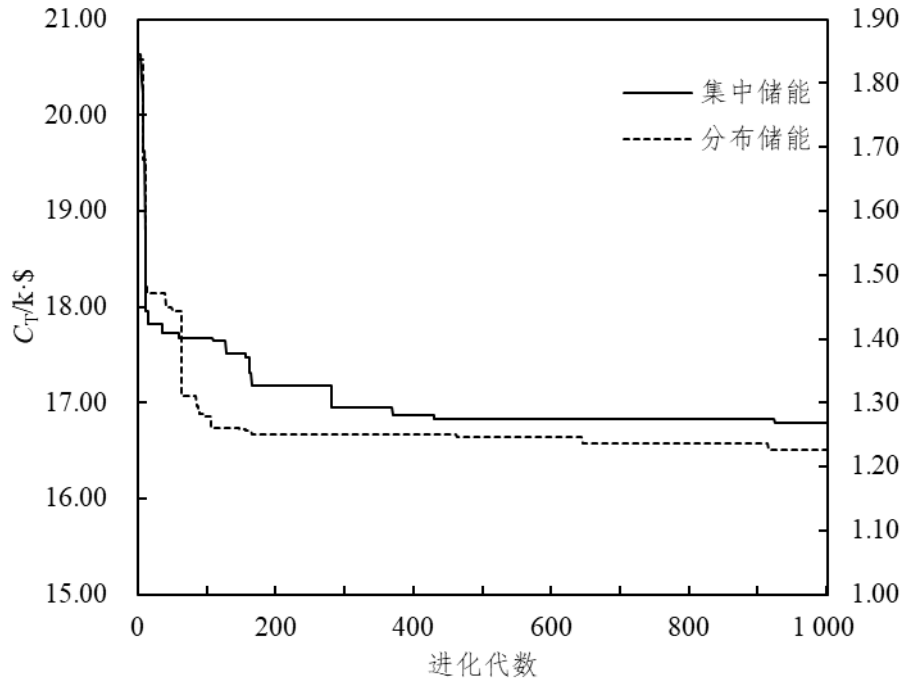


图 3.2 遗传算法优化过程

3.2.2 经济性

下图为无储能，分布储能，集中储能三种案例的全年总成本优化结果。由图中可以看出，在再分配功率电价制度下，相比于无储能的案例，采用分布储能与集中储能提供需求响应均可降低居民用户集群的全年总成本，分别降低 41.1%与 61.4%，证明了在该电价制度下，采用储能提供需求响应经济可行性。其中全年总成本削减量主要来自功率电费，相比于无储能的案例，分布储能与集中储能的功率电费分别降低 68.0%与 72.5%。电量电费方面，相比于无储能的案例，分布储能与集中储能的电量电费均有增加，原因是储能的加入为能源系统引入了充放电过程的能量转换损失。对比分布储能与集中储能两种案例，相比于分布储能，集中储能全年总成本削减 34.4%。全年总成本削减量主要来自储能购置成本，削减 75.3%，其次为功率电费，削减 14.1%。

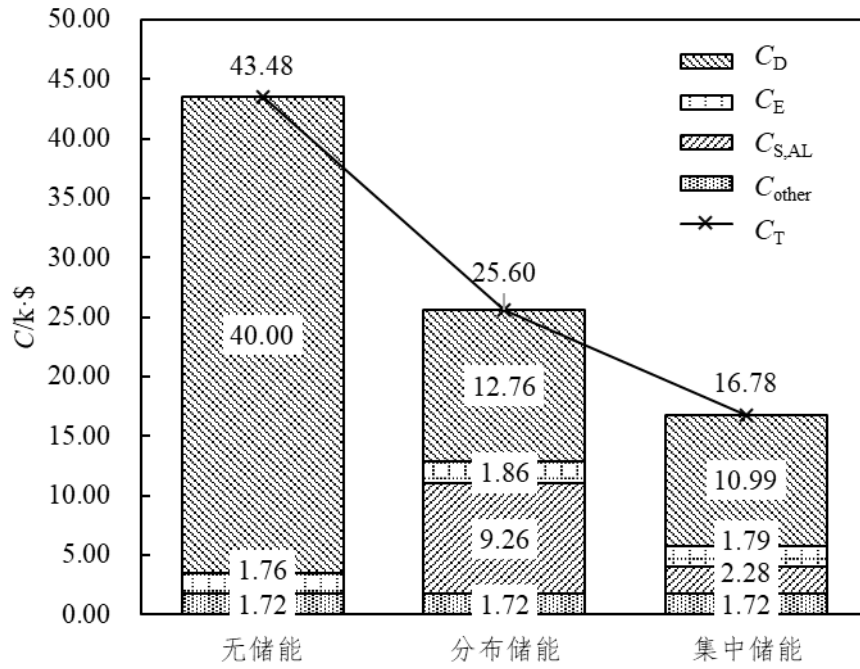


图 3.3 三种案例全年成本组成

3.2.3 参数优化结果

下表为集中储能与分布储能两种案例的储能设备设计参数与控制参数优化结果。对于分布储能，表中优化结果为其中一户居民用户的家庭储能设备的参数值；对于集中储能，优化结果为居民用户集群共享的集中储能设备的参数值，为了将该优化结果与分布储能的优化结果对比，表中将该值对 20 户用户求取平均值。由表中数据可知，相比与分布储能，集中储能平均到每户用户的储能额定功率 PC 与额定容量 EC 均有降低，分别降低 73.0% 和 73.5%，这也解释了集中储能的储能折算年均成本更低。控制参数 DL 方面，两种案例的数据均有相同的趋势，即对于每个季节，22:00-次日 8:00 时段的 DL 均为不同时段三个 DL 中的最大值，如集中储能在春秋季节，22:00-次日 8:00 时段的 DL 为 0.82，大于其他两个时段的 DL 为 0.69。分析原因可知，在 22:00-次日 8:00 时段的电费费率最低，优化结果将该时段的 DL 设置为最高，以将更多的负荷平移到此时段，降低总功率电费。

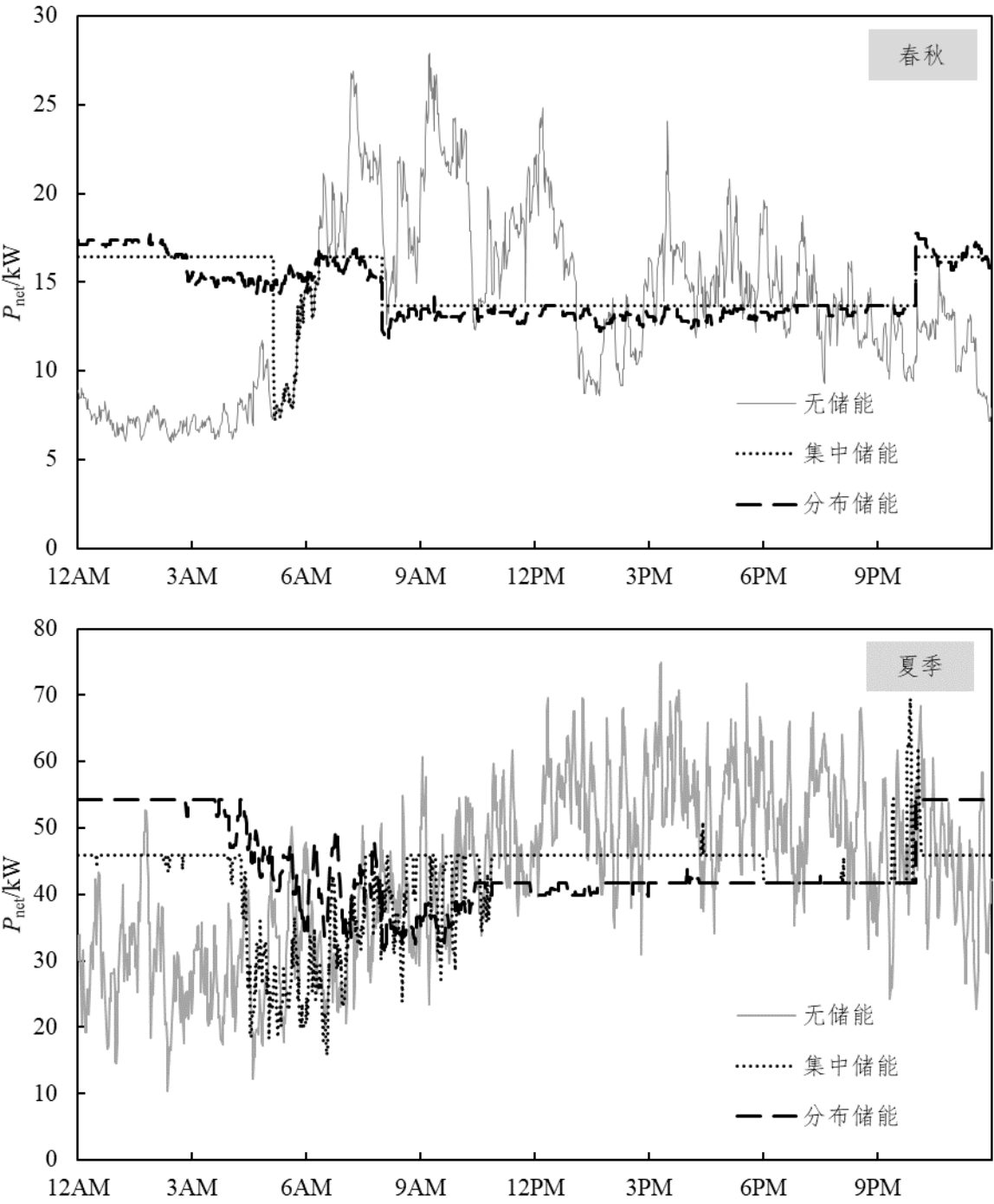
参数	集中储能 (20 户)	集中储能 (平均每户)	分布储能 (1 户)
PC	8.64	0.43	1.59
EC	348.84	17.44	65.83
DL _{Spring&Autumn,8_18}	13.70	0.69	0.70
DL _{Spring&Autumn,18_22}	13.70	0.69	0.70
DL _{Spring&Autumn,22_8}	16.44	0.82	0.91
DL _{Summer,8_18}	45.87	2.29	2.10

DL _{Summer,18_22}	41.70	2.09	2.10
DL _{Summer,22_8}	45.87	2.29	2.73
DL _{Winter,8_18}	28.10	1.41	1.26
DL _{Winter,18_22}	28.10	1.41	1.26
DL _{Winter,22_8}	30.91	1.55	2.66

表 3.1 集中储能与分布储能参数优化结果

3.2.4 负荷曲线

下图为无储能,分布储能,集中储能三种案例中居民用户集群对电网的净负荷曲线(春秋季节、夏季、冬季各随机选取一天)。以春秋季节为例,由图中可以看到,相比于无储能的案例,集中储能与分布储能均能大幅削减负荷高峰。分布储能的案例,对电网的净负荷仍存在小幅波动。集中储能的案例,对电网的净负荷曲线大部分时间等于集群负荷限制 DL,没有出现分布储能的小幅波动现象。分析原因是由于分布储能存在储能资源不能充分利用的情况,即当一户用户的家庭储能完全放电仍不能削减该用户超过负荷限制的部分时,其他用户的家庭储能还有放电的功率余量,导致储能功率的浪费,而集中储能将储能资源集中调度,不会出现上述情况,这也是集中储能的优势之一。此外对于冬季,由图中可以看到,分布储能的优化结果导致对电网的净负荷出现新的集中用电时段,即 22:00-次日 8:00 净负荷远高于其他时段,而集中储能则不存在此种情况,分析原因为分布储能的结果为每户家庭的最优值,因而会出现家庭最优而集群未达到最优的情况,而集中储能的结果为集群整体的最优值。另外一个值得注意的现象是,春秋季节和夏季,对于集中储能,在清晨至上午时段会出现对电网的净负荷波动的情况,接下来将继续分析此种情况出现的原因。



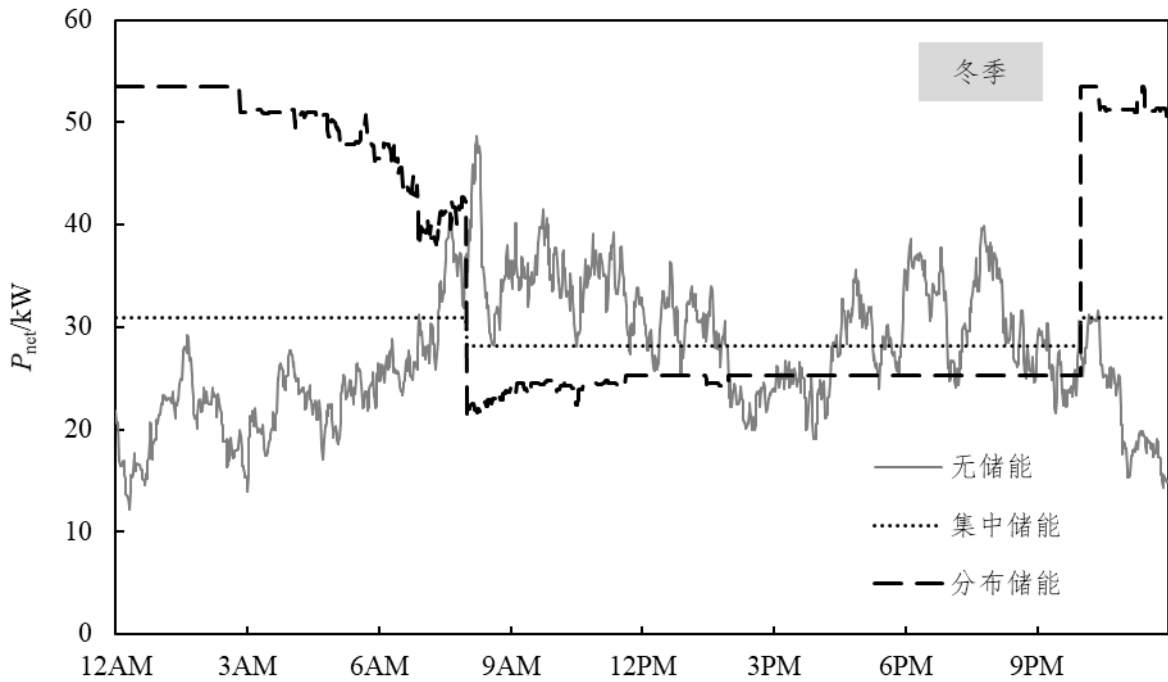
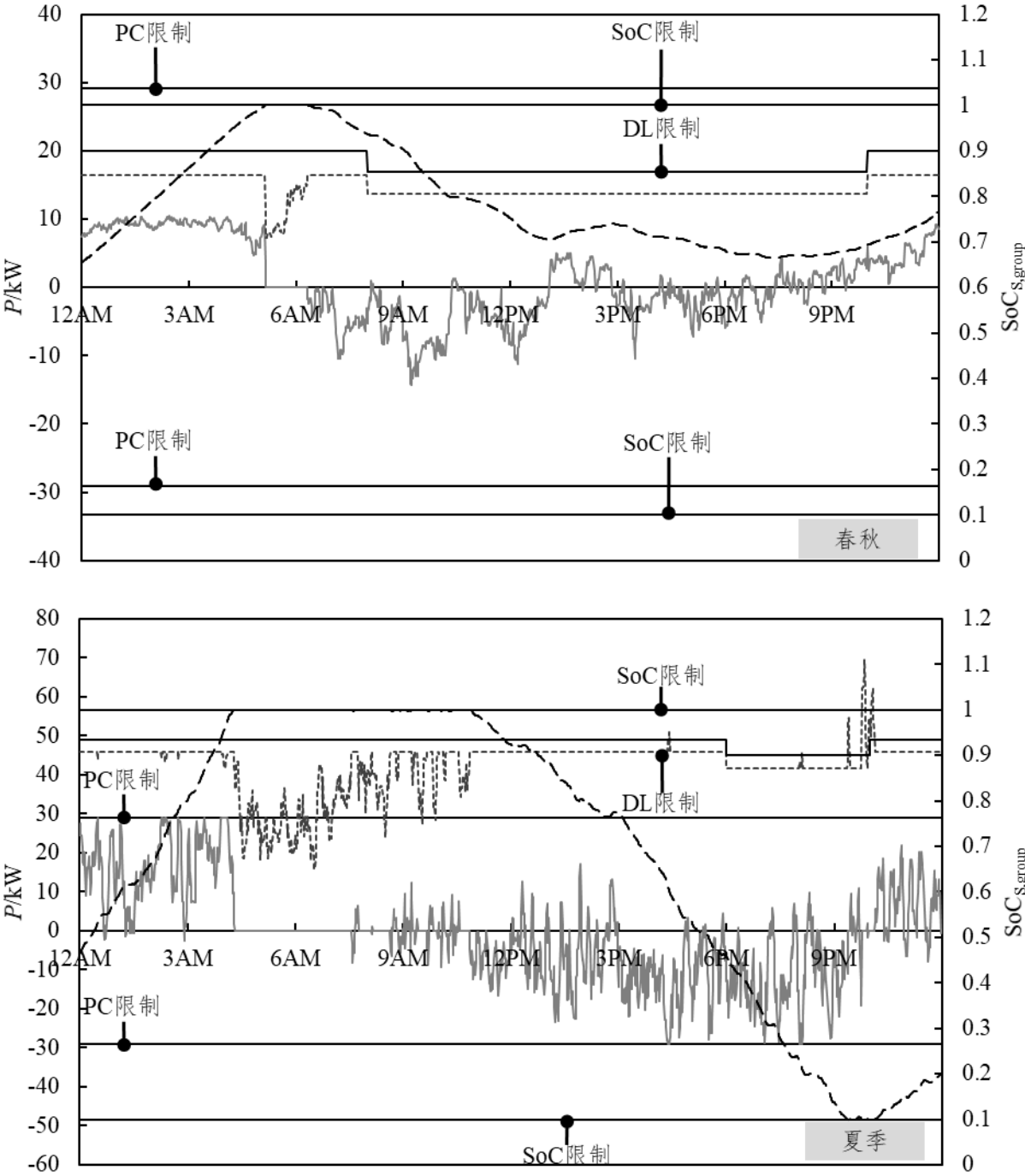


图 3.4 各季节三种案例中集群对电网净负荷

下图为集中储能案例，居民用户集群对电网的净负荷曲线，储能设备负荷曲线以及储能设备电量状态曲线。该图反映了储能设备的负荷受储能设备额定功率 PC ，电量状态 SoC ，集群负荷限制 DL 的限制（其中由于集群负荷限制与对电网的净负荷曲线有重叠部分，为了区分集群负荷限制与对电网的净负荷曲线，将集群负荷限制向上平移了一段距离）。对于春秋季节与夏季，当电网净负荷在清晨至上午时段出现波动时，储能设备的电量状态为已充满，此时储能设备不能继续充电填谷，导致该时段储能无法参与需求响应，对电网的净负荷出现波动。而对于冬季，则没有出现储能设备充满的情况，因此也未出现对电网的净负荷波动的情况。



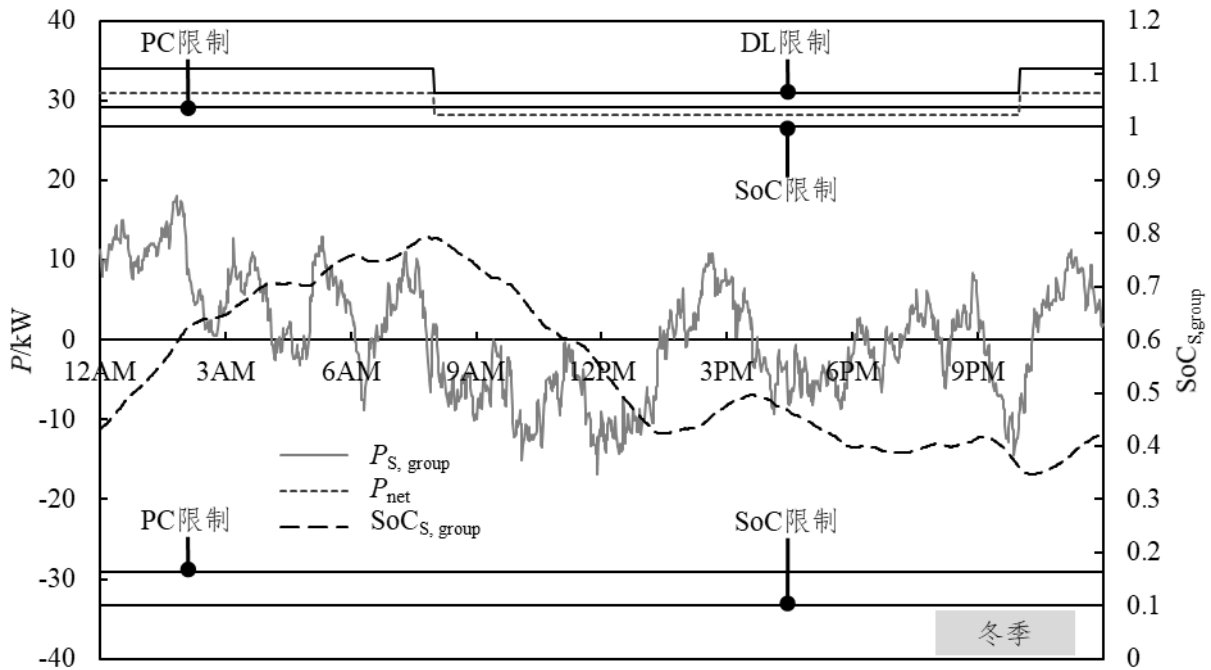


图 3.5 各季节集中储能功率与电量状态曲线

3.2.5 集群规模与经济性

集群规模扩大会充分利用用户之间用能行为互补效应，降低储能设备边际成本，因此有必要研究使集群经济性最大的集群规模。下图为集中储能案例，集群规模与经济性的关系曲线。集群规模由参与集中储能提供需求响应的居民用户户数表示，经济性由集群平均到每户的全年总成本表示。由图中可以看出，随着集群规模的扩大，户均全年总成本先降低，后趋于平缓，分析原因可知随着集群规模的扩大储能设备的边际成本降低，因此户均全年总成本降低。在 400 户左右基本达到最低值，400 户以后波动范围小于 1.5%。因此 400 户可认为使户均全年总成本最低的集群规模。

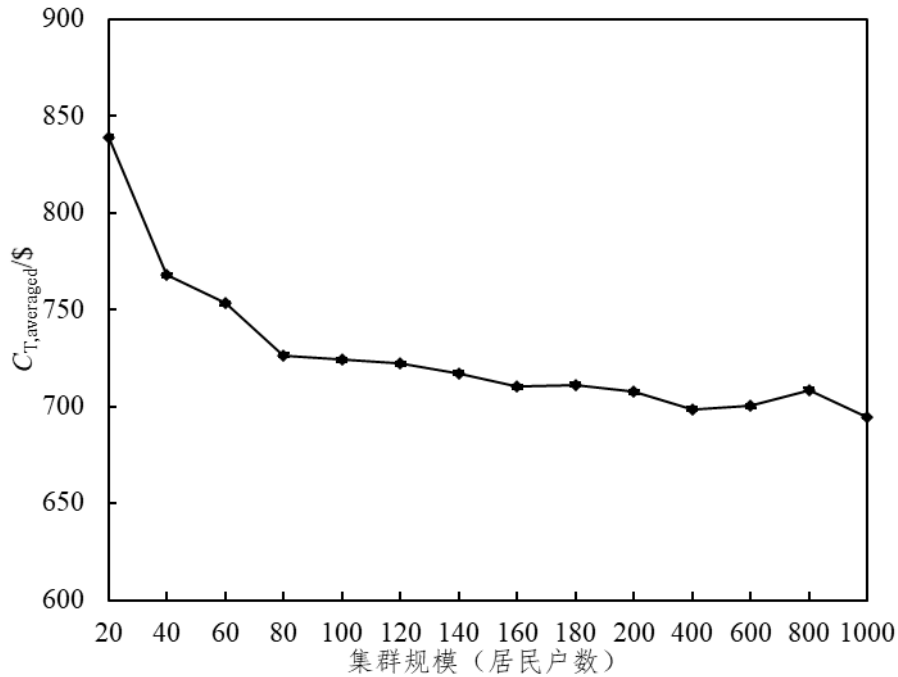


图 3.6 集群规模与集群平均每户全年总成本

3.2.6 储能效率与经济性

储能设备的能量转换效率会随着充放电循环次数的增加而降低, 过低的能量转换效率会带来过大的能量损失, 进而带来经济损失。因此研究储能效率与全年总成本的关系具有现实意义。本节以储能设备充放电效率为研究对象, 研究其对集群全年总成本的影响。研究的集群规模为 20 户居民用户集群。研究结果如图所示, 可以看到随着储能充放电效率的降低, 集群全年总成本上升, 效率低至 0.3 时, 全年总成本为 20.6k 美元, 相比于无储能的 43.5k 美元, 集中储能仍然可以降低 52.6%, 证明了集中储能及提出的控制策略在储能效率低至 0.3 时仍然具有经济可行性。图中未显示低于 0.3 的情况, 因为实验结果发现, 当储能效率小于等于 0.2 时, 其全年总成本与无储能相同。因此为了保证集中储能及提出的控制策略的经济可行性, 储能设备的充放电效率应不低于 0.3。

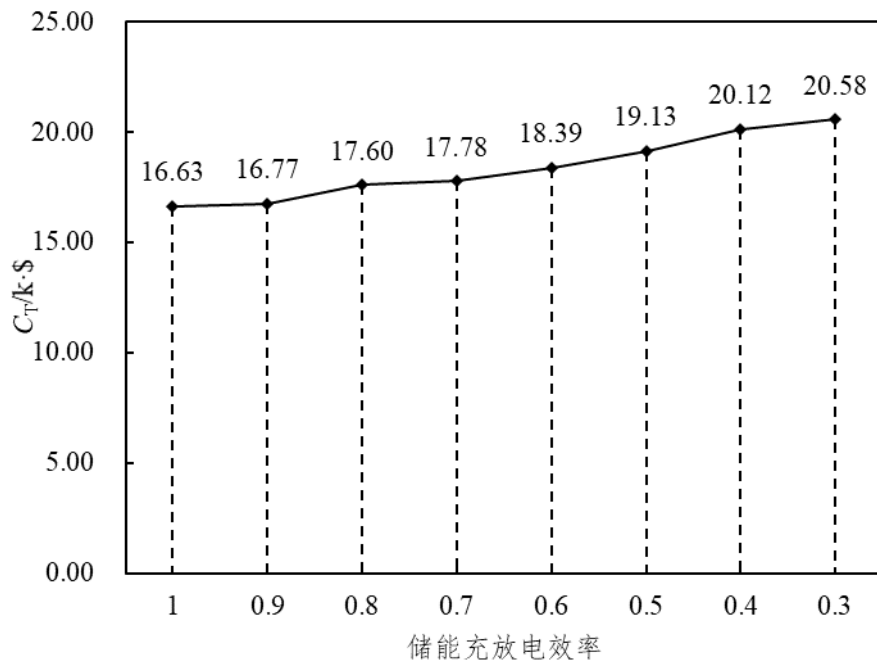


图 3.7 储能充放电效率与集群全年总成本

3.3 本章小结

居民集群用户的储能系统结构（集中储能与分布储能）影响储能设备的成本与集群用电成本；集群规模影响集群用户之间用能行为的互补效应与储能设备边际成本，进而影响集群的总成本；储能设备的能量转换效率影响集群的用电成本。因此研究储能系统结构，集群规模与储能设备的能量转换效率对用户集群的经济性的影响具有现实意义。本章首先介绍了两种储能系统结构——集中储能与分布储能及相应的储能充放电控制策略，并对由 20 个居民用户组成的集群分别研究两种储能系统结构的最优全年总成本和储能设计参数与控制参数。研究结果表明：（1）经济性方面，相比于无储能的案例，采用分布储能与集中储能提供需求响应均可降低居民用户集群的全年总成本，分别降低 41.1%与 61.4%；对比分布储能与集中储能两种案例，相比于分布储能，集中储能全年总成本削减 34.4%。全年总成本削减量主要来自储能购置成本，削减 75.3%，其次为功率电费，削减 14.1%，证明了集中储能相比于分布储能能够降低储能购置成本，削减用电成本，带来更多的经济效益。（2）参数优化方面，相比与分布储能，集中储能平均到每户用户的储能额定功率 PC 与额定容量 EC 均有降低，分别降低 73.0%和 73.5%，这也解释了集中储能的储能年均折算成本更低。控制参数 DL 方面，两种案例的数据均有相同的趋势，即对于每个季节，22:00-次日 8:00 时段的 DL 均为不同时段三个 DL 中的最大值，原因是在 22:00-次日 8:00 时段的电费费率最低，优化结果将该时段的 DL 设置为最高，以将更多的负荷平移到此时段，

降低总功率电费。(3) 负荷曲线方面, 相比于无储能的案例, 集中储能与分布储能均能大幅削减负荷高峰。集中储能由于将储能资源集中调度, 能够避免分布储能存在储能资源不能充分利用导致负荷波动的情况。此外春秋季节和夏季, 对于集中储能, 在清晨至上午时段会出现明显的负荷不足, 导致对电网的净负荷波动的情况, 分析可知该种情况出现的原因是储能设备已充满, 导致暂时无法参与需求响应。(4) 集群规模方面, 研究结果表明, 随着集群规模的扩大, 户均全年总成本先降低, 后趋于平缓, 在 400 户左右基本达到最低值, 400 户以后波动范围小于 1.5%。因此 400 户可认为使户均全年总成本最低的最小集群规模。(5) 储能效率方面, 随着储能充放电效率的降低, 集群全年总成本上升, 效率低至 0.3 时, 全年总成本为 20.6k 美元, 相比于无储能的 43.5k 美元, 集中储能仍然可以降低 52.6%, 证明了集中储能及提出的控制策略在储能效率低至 0.3 时仍然具有经济可行性。同时当储能效率小于等于 0.2 时, 其全年总成本与无储能相同。因此为了保证集中储能及提出的控制策略的经济可行性, 储能设备的充放电效率应不低于 0.3。

4 储能与电动车集群协同参与需求响应案例研究

电动车集群集中充电对电网稳定性带来冲击。电动车可以视为一种特殊的储能设备，即对充电量和充电时间有限制的储能设备。因此电动车集群可与其他固定储能设备协同参与需求响应，一方面可以削减电动车集群集中充电带来的负荷高峰，削减用电成本，同时也可以替代一部分固定储能设备，节约储能设备购置成本，从而降低系统的总成本。本章将研究在再分配功率电价制度下，储能与电动车集群协同参与需求响应的能源系统、控制策略及经济性，同时研究用户集群规模与电动车需求响应参与率对经济性的影响。

4.1 能源系统结构与协同控制策略

4.1.1 能源系统结构与协同控制策略

首先介绍本文提出的基于优先级的储能与电动车集群协同控制策略。该策略的基本思想是：充电时，储能与电动车按充电优先级排序，充电优先级高的优先充电；放电时，储能与电动车按放电优先级排序，放电优先级高的优先放电。并定义了衡量充放电优先级的参数 w ，如下式：

$$w = \frac{PC - \frac{Q_j}{t_j}}{PC} \quad (4.1)$$

该参数综合考虑了设备的剩余接入时间 t ，剩余充电电量 Q ，与充电额定功率 PC ，反映了设备的参与需求响应的可调度潜能。当剩余充电电量较大，剩余接入时间较短时，剩余时间所需的充电功率与设备的额定充电功率差值较小，此时设备充电优先级较高，放电优先级较低， w 较小；反之当剩余充电电量较小，剩余接入时间较长时，剩余时间所需的充电功率与设备的额定充电功率差值较大，此时设备充电优先级较低，放电优先级较高， w 较大。由于储能接入时间可视为无限长，所以储能 $w=1$ ，即充电时储能优先级最低，放电时储能优先级最高。

接下来介绍研究的四种对比案例及相应的控制策略。

案例 1：无需求响应。（1）系统组成：此案例中包含 20 户居民用户组成的集群与电动车集群，无储能设备提供需求响应。（2）电动车充放电策略：电动车作为普通家庭负载，不参与需求响应，其充电行为为：接入时即以最大充电功率充电直至充满。（3）系统能量流：系统的能量流为家庭集群与电动车集群从电网获取电能。

案例 2：储能单独提供需求响应。(1) 系统组成：此案例中包含 20 户居民用户组成的集群、电动车集群以及集中储能设备。(2) 电动车充放电策略：电动车作为普通家庭负载，不参与需求响应，其充电行为为：接入时即以最大充电功率充电直至充满。(3) 储能充放电策略：集中储能设备提供需求响应，其充放电行为为：当家庭集群与电动车集群总负荷超过集群负荷限制 DL 时放电，直至总负荷等于集群负荷限制；当家庭集群与电动车集群总负荷低于集群负荷限制 DL 时充电，直至总负荷等于集群负荷限制。(4) 系统能量流：系统的能量流为家庭集群与电动车集群可以从电网获取电能，也可以从集中储能获取电能，集中储能从电网获取电能。(5) 系统信息流：集群控制单元采集家庭集群和电动车集群的总负荷 P ，储能单元的电量状态 SoC ，根据预设的集群负荷限制 DL 与储能单元的额定功率 PC ，决定储能单元的充放电行为和功率。

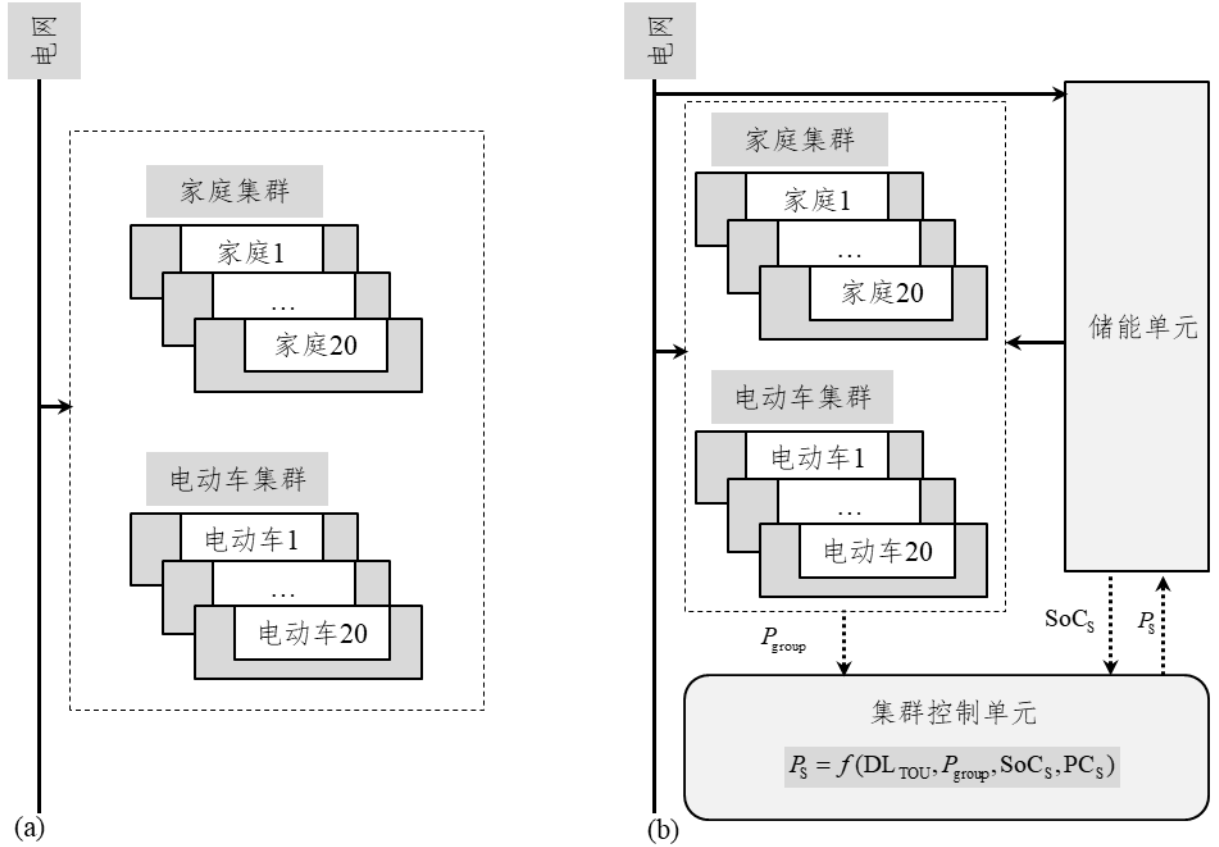
案例 3：储能与电动车集群协同参与需求响应(不考虑充放电优先级)。(1) 系统组成：同案例 2。(2) 电动车集群与储能充放电策略：电动车作为可调度负载，与储能协同参与需求响应。具体控制策略为：首先将此刻接入的电动车中必须充电的电动车视为不可调度负载，将其负荷加入集群总负荷中，其余接入的电动车为可调度负载。当家庭集群总负荷超过集群负荷限制 DL 时储能首先放电削减总负荷，直至总负荷等于集群负荷限制 DL ，如果储能充分放电后总负荷仍高于集群负荷限制 DL ，超出的部分平均到电动车集群中的各辆可调度电动车，各辆电动车放电削减总负荷；当家庭集群总负荷低于集群负荷限制 DL 时，不足的部分平均到电动车集群中的各辆可调度电动车，各辆电动车充电增加总负荷，直至总负荷等于集群负荷限制 DL 。如果电动车集群充电后总负荷仍低于集群负荷限制 DL ，则储能继续充电直至总负荷等于集群负荷限制 DL 。(4) 系统能量流：系统的能量流为家庭集群与电动车集群可以从电网获取电能，也可以从集中储能获取电能，集中储能从电网获取电能。同时电动车集群内部可以存在能量流动(部分电动车在接入电网后期即将离开时，需要强制充电满足用电需求，此时非强制充电的电动车可以为其充电)，电动车也可以为家庭集群提供电能。(5) 系统信息流：集群控制单元采集家庭集群负荷 P ，储能单元的电量状态 SoC ，电动车的电量状态 SoC ，剩余接入时间 t 与剩余充电电量 Q ，根据预设的集群负荷限制 DL 与储能单元和电动车的额定功率 PC ，决定储能单元和电动车的充放电行为和功率。

案例 4：储能与电动车集群协同参与需求响应(考虑充放电优先级)。(1) 系统组成：同案例 3。(2) 电动车集群与储能充放电策略：电动车作为可调度负载，与储能协同参与

需求响应，同时对每辆电动车和储能设备设置充放电优先级，决定充放电顺序。具体控制策略为：首先将此刻接入的电动车中必须充电的电动车视为不可调度负载，将其负荷加入集群总负荷中，其余接入的电动车为可调度负载。根据设定的衡量设备充放电优先级的参数 w ，确定电动车和储能的充放电优先级。当家庭集群总负荷超过集群负荷限制 DL 时储能与电动车按照 w 从大到小依次以最大放电功率放电削减总负荷，直至总负荷等于集群负荷限制 DL ；当家庭集群总负荷低于集群负荷限制 DL 时储能与电动车按照 w 从小到大依次以最大充电功率充电，直至总负荷等于集群负荷限制。

(4) 系统能量流：同案例 3。

(5) 系统信息流：集群控制单元采集家庭集群负荷 P ，储能单元的电量状态 SoC 与优先级参数 w ，电动车的电量状态 SoC 与优先级参数 w ，根据预设的集群负荷限制 DL 与储能单元和电动车的额定功率 PC ，决定储能单元和电动车的充放电行为和功率。



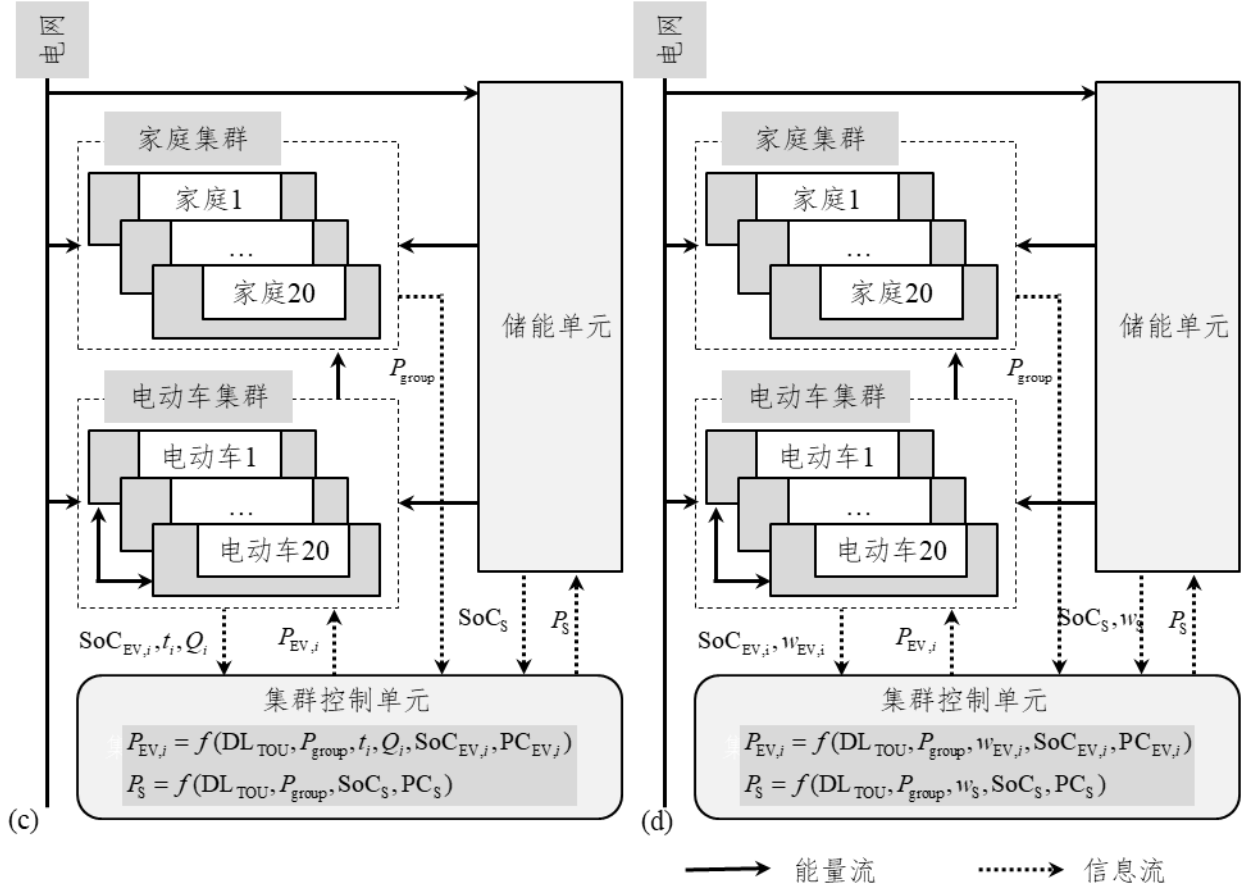


图 4.1 四种案例的系统结构图：

(a) 案例 1 无需求响应

(b) 案例 2 储能单独提供需求响应

(c) 案例 3 储能与电动车集群协同参与需求响应（不考虑充放电优先级）

(d) 案例 4 储能与电动车集群协同参与需求响应（考虑充放电优先级）

4.1.2 电动车负荷建模

电动车模型包括：电池模型、达到时间模型、离开时间模型、每日行驶里程模型。电池模型：电池充放电效率为 0.88，电池最大放电深度 0.9，额定功率为 7kW，额定容量为 30kWh，百公里耗电量 13.9kWh/100km^[51]。到达时间模型、离开时间模型、每日行驶里程模型采用 Tehrani 等^[52]提出的统计模型，该模型采用美国交通部的全国家庭出行调查数据进行概率建模，得出电动车离开时间和每日行驶里程服从韦布分布，如式(4.2)，电动车到达时间服从广义极值分布，如式(4.3)，该模型已经过验证。

$$f(x) = ba^{-b} x^{b-1} e^{-(x/a)^b} \quad (4.2)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} \left(1 + k \frac{(x-\mu)}{\sigma} \right)^{-(1+(1/k))} e^{-\left(1 + k \frac{(x-\mu)}{\sigma} \right)^{-1/k}} \quad (4.3)$$

随机变量	服从分布	参数
离开时间	韦布分布	$a = 7.67$ $b = 21.83$
每日行驶里程	韦布分布	$a = 32.04$ $b = 1.23$
到达时间	广义极值分布	$k = -0.06$ $\mu = 17.3$ $\sigma = 0.85$

表 4.1 电动车模型参数

电器负荷、储能负荷模型同第 3 章。对于上述的 4 种案例，采用 Python 对电器负荷、储能与电动车集群协同控制策略、储能负荷、电动车负荷进行建模，得到 4 种案例用户集群对电网的净负荷和全年总用电成本。并采用 DEAP 遗传算法工具，优化集中储能设备的设计参数（额定功率 PC 与额定容量 EC）和控制参数 DL。

4.2 研究结果

4.2.1 优化过程

下图为案例 2，案例 3，案例 4 储能设计参数和控制参数的优化过程。优化过程经过迭代 1000 代。由图中可以看出遗传算法加速了优化过程，3 种案例在 200 代之前全年总成本随着迭代过程的进行快速下降，200 代之后下降速度放缓。800 代以后全年总成本变化保持不变，1000 代时可认为优化过程完成，所得结果为近似最优解。

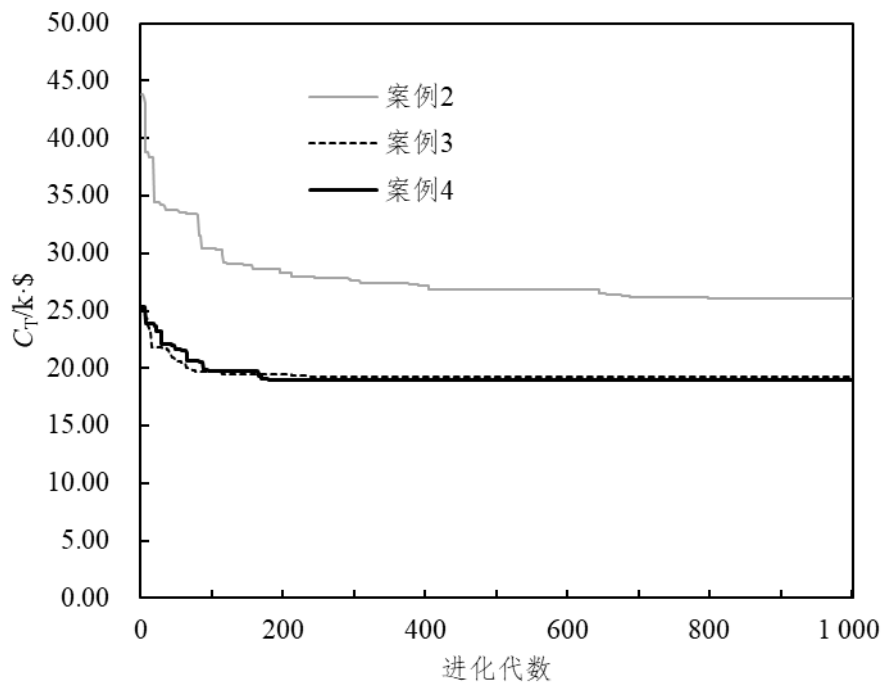


图 4.2 遗传算法优化过程

4.2.2 经济性

下图为四种案例的全年总成本优化结果。由图中可以看出，在再分配功率电价制度下，相比于案例 1（无需求响应），案例 2（储能单独提供需求响应）、案例 3（不考虑充放电优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应）与案例 4（考虑充放电优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应）均可降低居民用户集群的全年总成本，分别降低 44.8%，59.3%，与 59.7%。相比于案例 2，案例 3 与案例 4 均可降低居民用户集群的全年总成本，分别降低 26.2%与 27.0%，削减的总成本主要来自储能购置成本，分别降低 72.6%与 74.9%，占总成本削减的 75.1%与 74.9%，其次为功率电费，分别降低 11.0%与 11.4%，占总成本削减的 24.2%与 24.3%。证明了储能与电动车协同参与需求响应相比于储能单独参与需求响应能够通过削减储能购置成本与功率电费带来更多经济效益。对比案例 3 与案例 4，案例 4 相比案例 3 居民用户集群的全年总成本降低 1.2%，其中削减的总成本主要来自储能购置成本，降低 8.3%，占总成本削减的 70.3%，证明了相比于不考虑优先级，考虑储能与电动车集群充放电优先级可以带来更多经济效益。

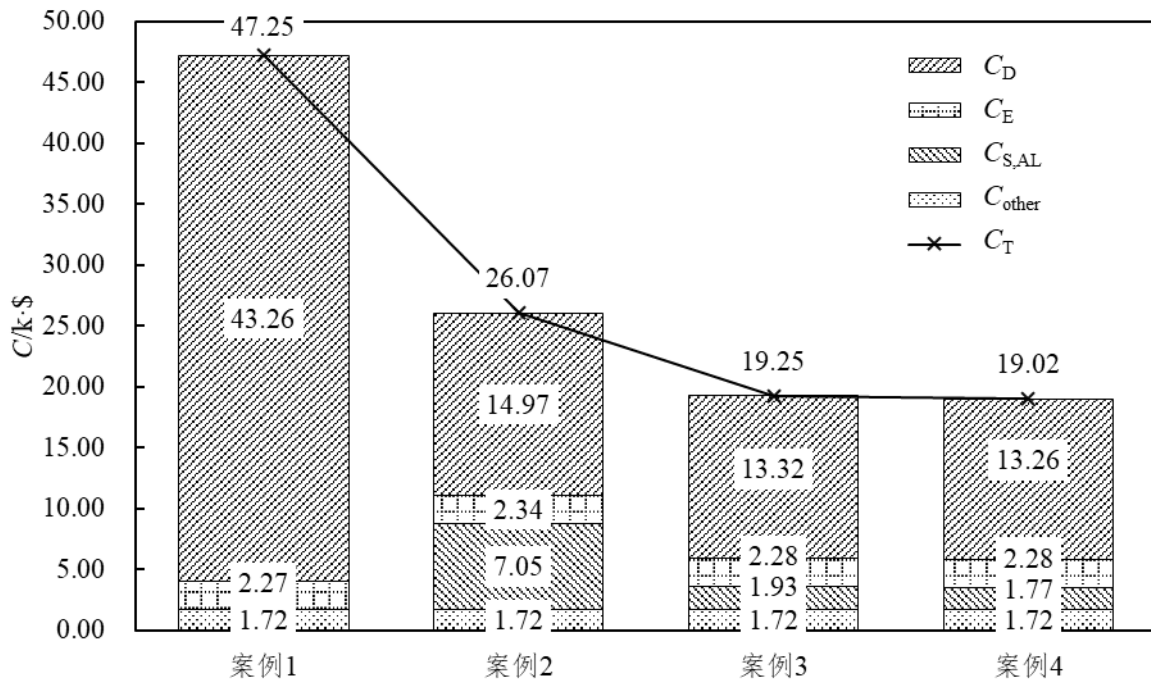


图 4.3 四种案例全年成本组成

4.2.3 参数优化结果

下表为案例 2（储能单独提供需求响应），案例 3（不考虑充放电优先级的储能与电动

车集群协同参与需求响应), 案例 4 (考虑充放电优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应) 的储能设备设计参数与控制参数优化结果。由表中数据可知, 相比于案例 2, 案例 3 与案例 4 储能额定功率 PC 均有降低, 分别降低 70.9%和 74.5%, 储能额定容量 EC 也有降低, 降低均为 76.9%, 这也解释了案例 3 与案例 4 的储能折算年均成本更低。相比于案例 3, 案例 4 的储能额定功率 PC 更低, 降低 12.3%, 这也解释了案例 4 相比于案例 3 的储能折算年均成本更低。控制参数 DL 方面, 三种案例的数据均有相同的趋势, 即对于每个季节, 22:00-次日 8:00 时段的 DL 均为不同时段三个 DL 中的最大值, 如案例 3 春秋季节, 22:00-次日 8:00 时段的 DL 为 33.4, 大于其他两个时段的 DL 为 16.7。分析原因可知, 在 22:00-次日 8:00 时段的电费费率最低, 优化结果将该时段的 DL 设置为最高, 以将更多的负荷平移到此时段, 降低总功率电费。此外相比于案例 2, 案例 3 与案例 4 在该时段的 DL 设置更高, 其他两个时段 DL 设置更低, 这也解释了案例 3 与案例 4 的功率电费更低。对比案例 3 与案例 4, 两者 DL 基本相同, 唯一不同点在于冬季 22:00-次日 8:00 时段的 DL, 案例 3 更高, 这也解释了案例 4 的功率电费更低。

参数	案例 2	案例 3	案例 4
EC	285.99	66.00	66.00
PC	100.83	29.30	25.67
DL _{Spring&Autumn,8_18}	22.96	16.70	16.70
DL _{Spring&Autumn,18_22}	20.87	16.70	16.70
DL _{Spring&Autumn,22_8}	22.96	33.40	33.40
DL _{Summer,8_18}	53.99	49.08	49.08
DL _{Summer,18_22}	53.99	49.08	49.08
DL _{Summer,22_8}	53.99	58.90	58.90
DL _{Winter,8_18}	42.61	31.96	31.96
DL _{Winter,18_22}	39.06	31.96	31.96
DL _{Winter,22_8}	42.61	53.30	49.71

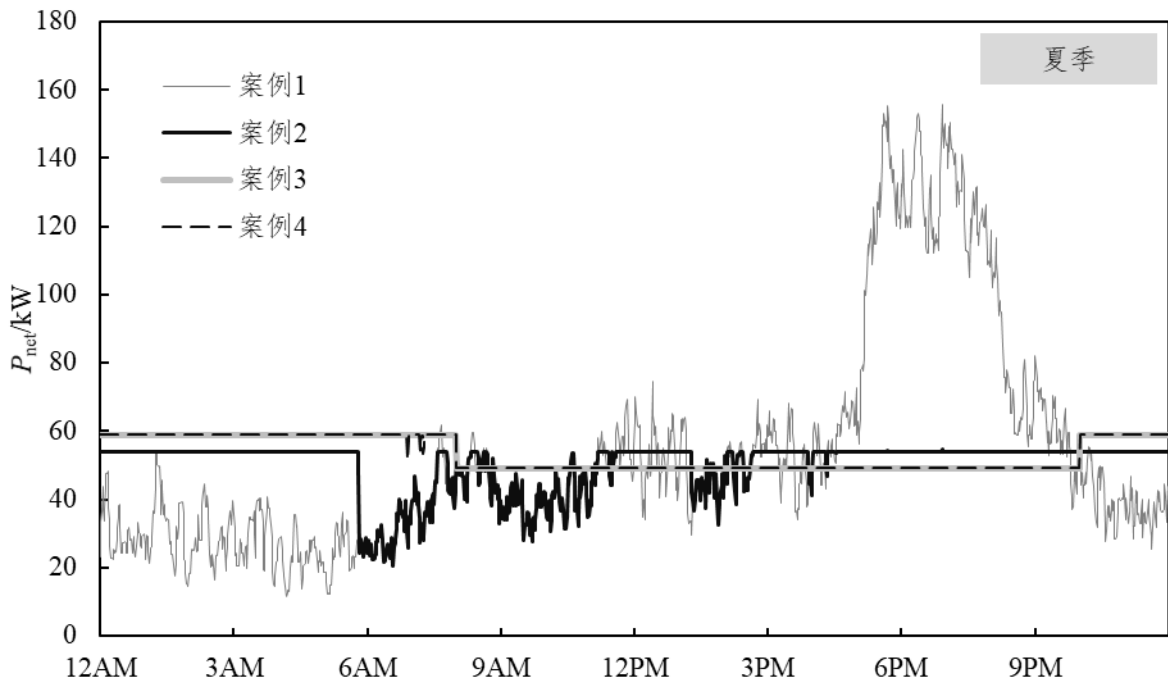
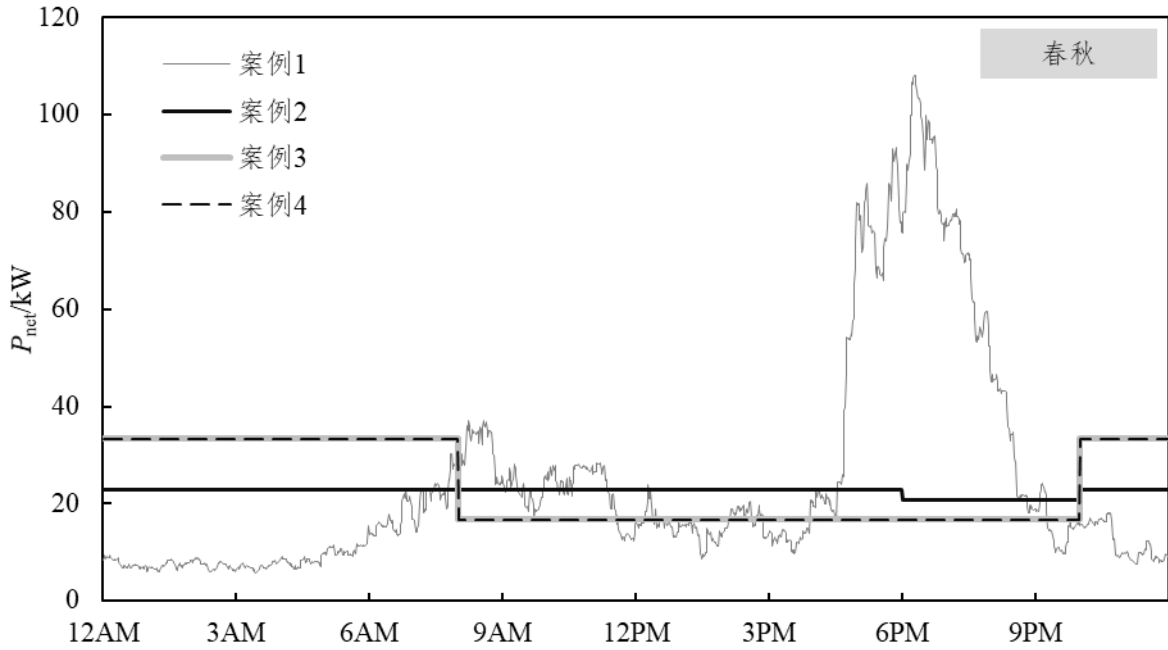
表 4.2 三种案例参数优化结果

4.2.4 负荷曲线

图 4.4 为案例 1 (无需求响应), 案例 2 (储能单独提供需求响应), 案例 3 (不考虑充放电优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应), 案例 4 (考虑充放电优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应) 四种案例中居民用户集群对电网的净负荷曲线 (春秋季节、夏季、冬季各随机选取一天)。

以春秋季节为例, 由图中可以看到, 案例 1 由于电动车在傍晚集中充电带来负荷高峰, 相比于案例 1, 案例 2, 3, 4, 均能大幅削减负荷高峰。案例 4 的负荷曲线长时间等于集

群负荷限制。而对于案例 2，在夏季与冬季出现大范围的负荷波动。案例 3 在冬季早晨的一段时间出现明显的负荷高峰，接下来分别分析两种情况出现的原因。



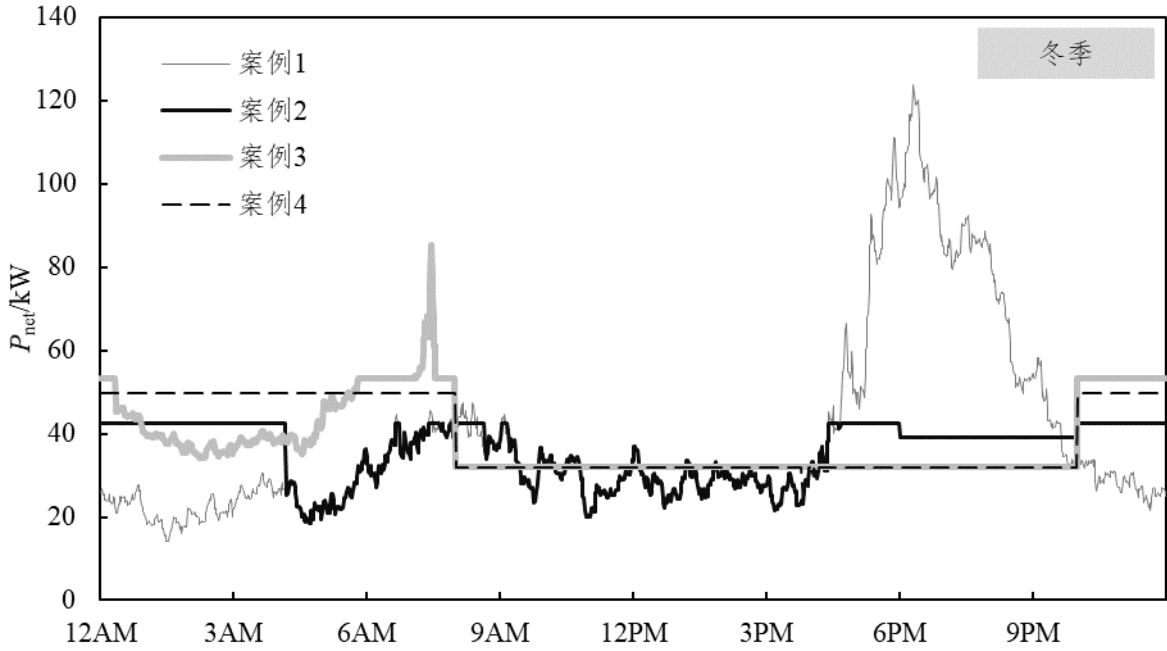


图 4.4 四种案例各季节对电网净负荷

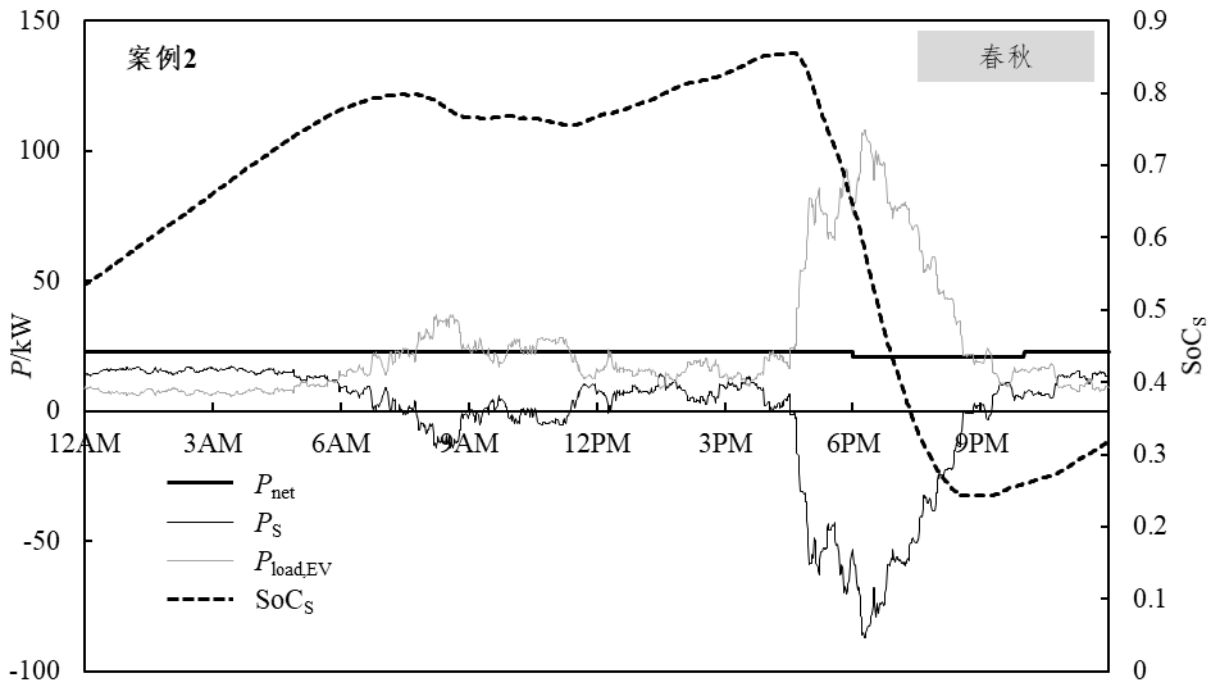
图 4.5(a)是选取春秋季节的一天中案例 2 的负荷曲线和储能电量状态。其中 P_{net} 为用户集群对电网的净负荷, P_s 为储能负荷, $P_{\text{load, EV}}$ 为家庭集群负载和电动车的总负荷 (此案例下电动车为不可调度的普通负载), SoC_s 是储能的电量状态。可以看到此案例下 P_s 与 $P_{\text{load, EV}}$ 互补, 即单独依靠储能充放电实现对 $P_{\text{load, EV}}$ 的削峰填谷。 P_s 在 6PM 时间点左右出现峰值, 放电功率达到 87.2kW, 因此此案例下储能的额定功率设计值高于此峰值。

作为对比, 图 4.5(b)为同一天, 案例 4 的负荷曲线图。其中 P_{EV} 和 P_{load} 分别为电动车集群负荷和家庭集群负荷 (此案例下, 电动车为可调度负载)。如图所示, 此案例下全天可以分为三个阶段: 阶段 1, 只有电动车参与需求响应: 由于此时家庭负载 P_{load} 小于 DL, 此时需要集中储能或电动车集群充电填谷, 由于储能充电优先级最低, 所以电动车集群优先充电, 电动车集群的充电负荷又可以完成填谷, 所以只有电动车集群与家庭集群负载互动, 此时 P_s 为 0, P_{EV} 和 P_{load} 互补, 两者之和为 DL; 阶段 2, 只有储能参与需求响应: 由于此时电动车已经离开, 能源系统中只有储能参与需求响应, 所以储能与家庭集群负载互动, P_s 和 P_{load} 互补; 阶段 3, 电动车集群和储能协同参与需求响应: 此时电动车已经接入能源系统, 由于此时段 P_{load} 在 DL 附近波动, 当 P_{load} 小于 DL 时, 电动车集群由于充电优先级

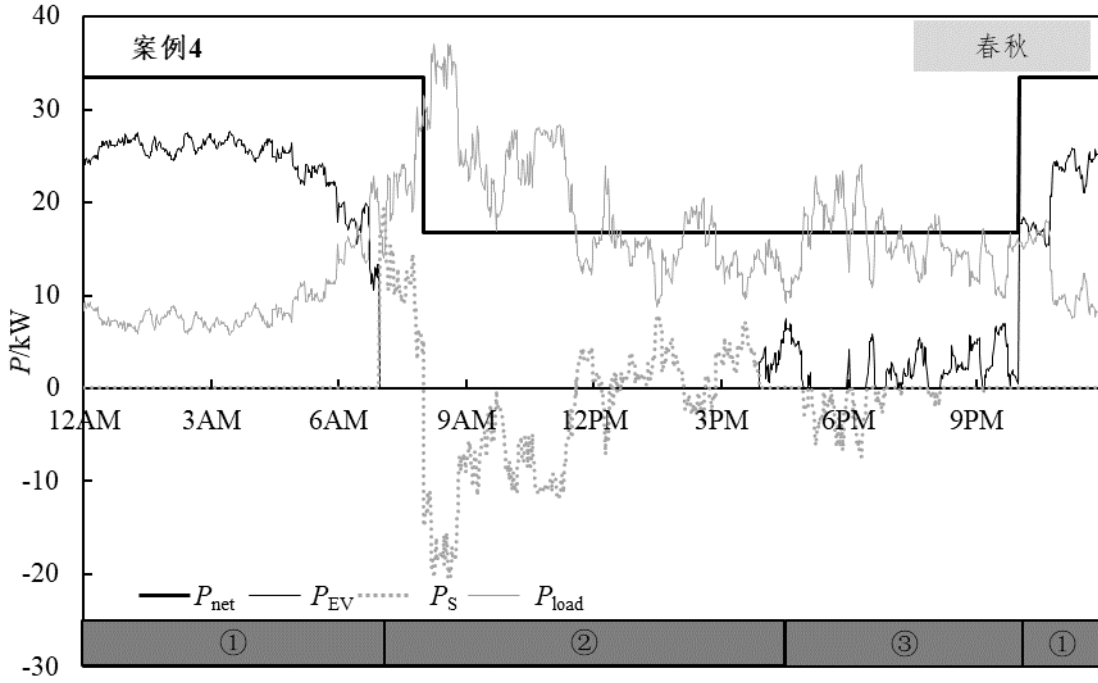
高于储能，优先充电，当 P_{load} 大于 DL 时，储能由于放电优先级高于电动车集群，优先放电。此情况下 P_s 的绝对值的最大值仅为 20.3kW，这解释了该种情况下储能的 PC 优化结果为 25.7kW 远低于储能单独需求响应的案例的 100.8kW，因此部分解释了该案例的储能成本较低。

图 4.5(c)-(f)分别选取夏季和冬季中一天的两种案例的负荷曲线图，如图所示，对于案例 2，当出现如前所述的电网负荷波动时，储能的电量状态时已充满，无法继续填谷，储能此时无法参与需求响应，因此无法削减家庭集群负载的负荷波动。案例 4 由于在夜间电动车集群充电，储能未充电，此时储能还可充电填谷，使储能参与需求响应。

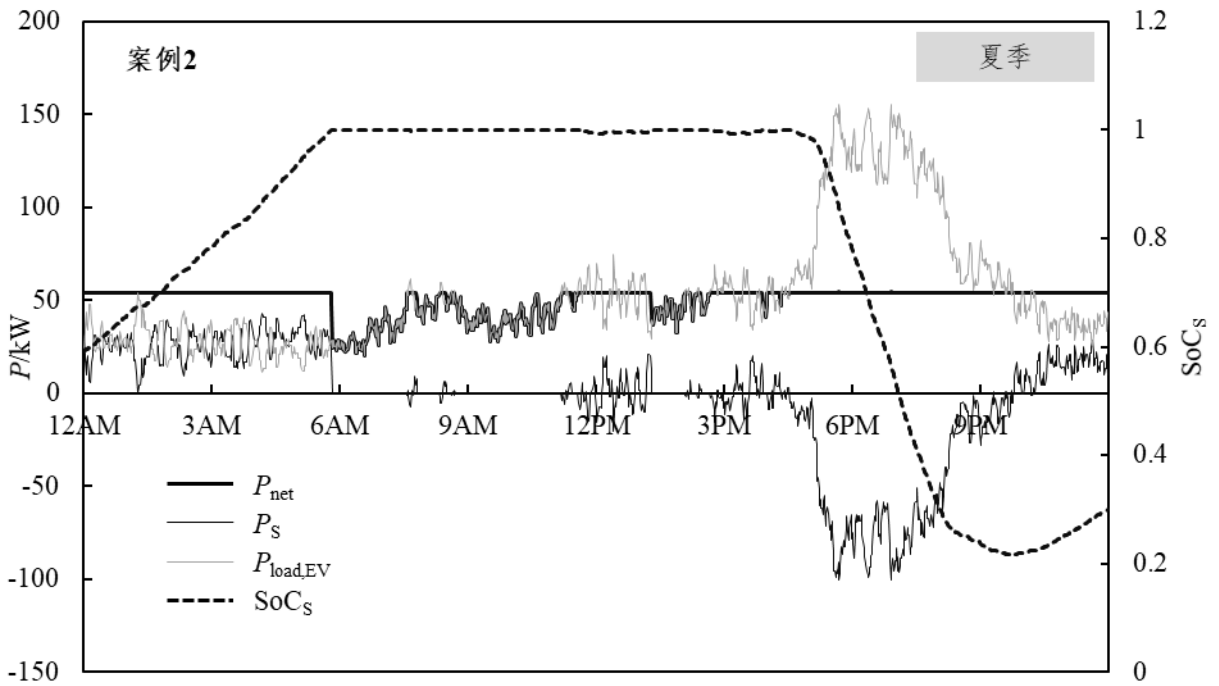
总结下来：相比于案例 2，案例 4 的优势是：1.避免电动车集群无序集中充电，主动削减了 6PM 时间点左右的负荷高峰，利于降低储能设备的额定功率设计值，削减储能成本；2.储能与电动车协同作用，夜间电动车充电，白天储能充电，避免储能单独参与需求响应出现的储能长时间无法参与需求响应的问题。



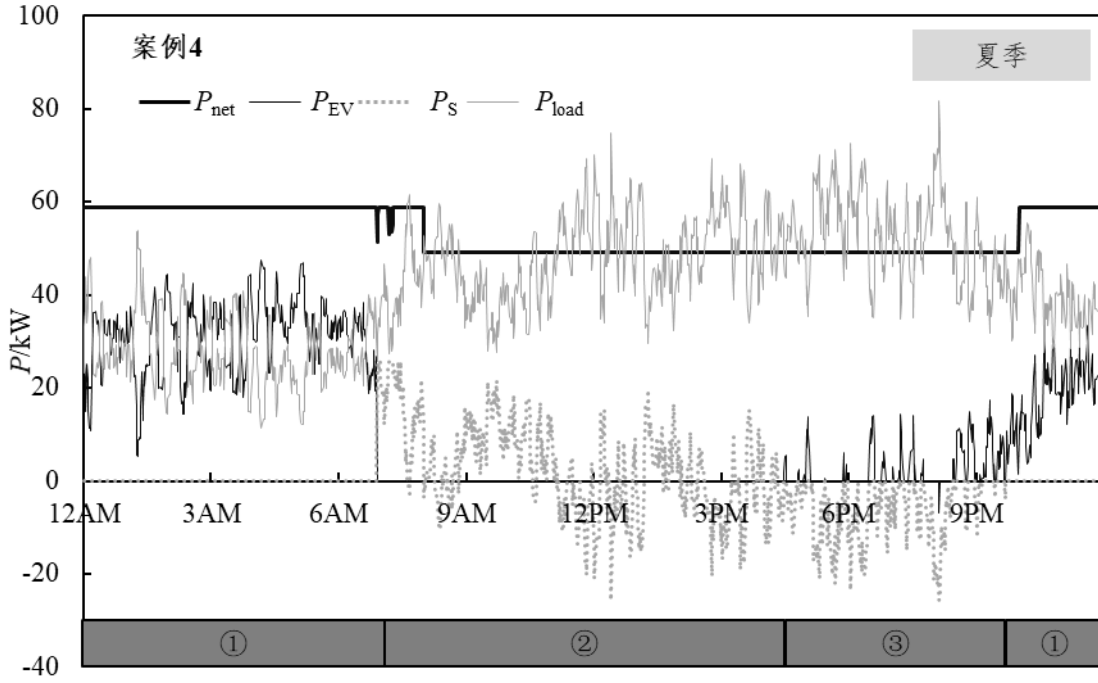
(a) 春秋季节案例 2 负荷曲线和储能电量状态



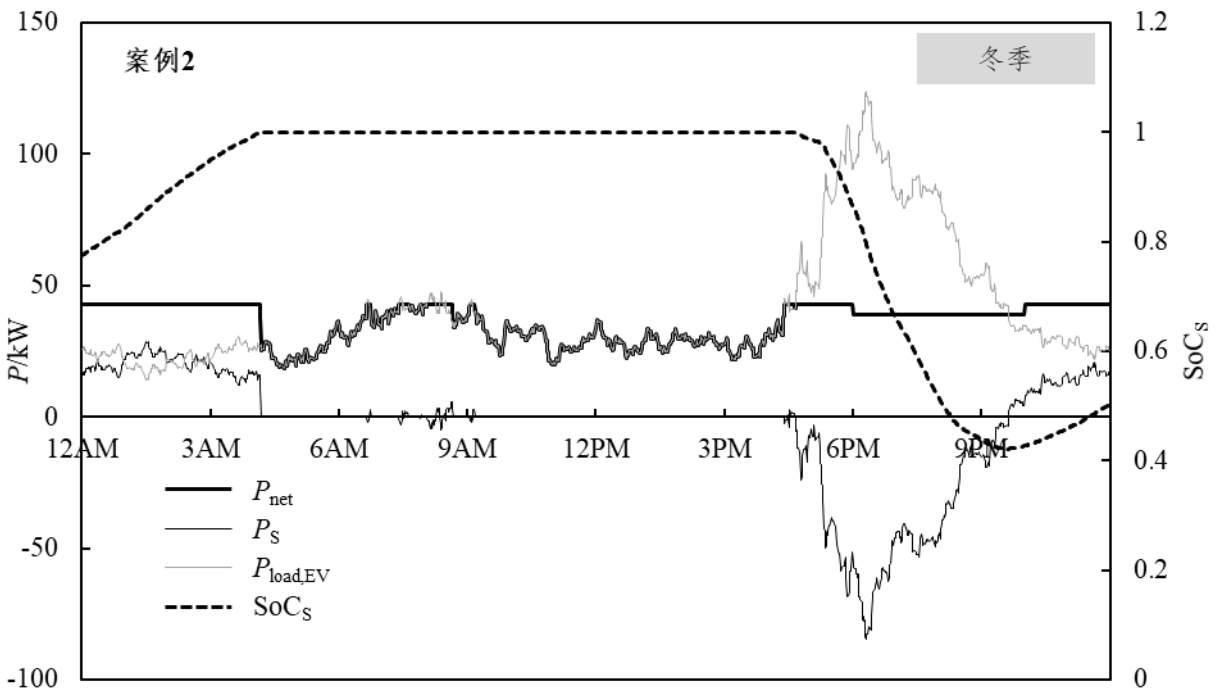
(b) 春秋季节案例 4 负荷曲线



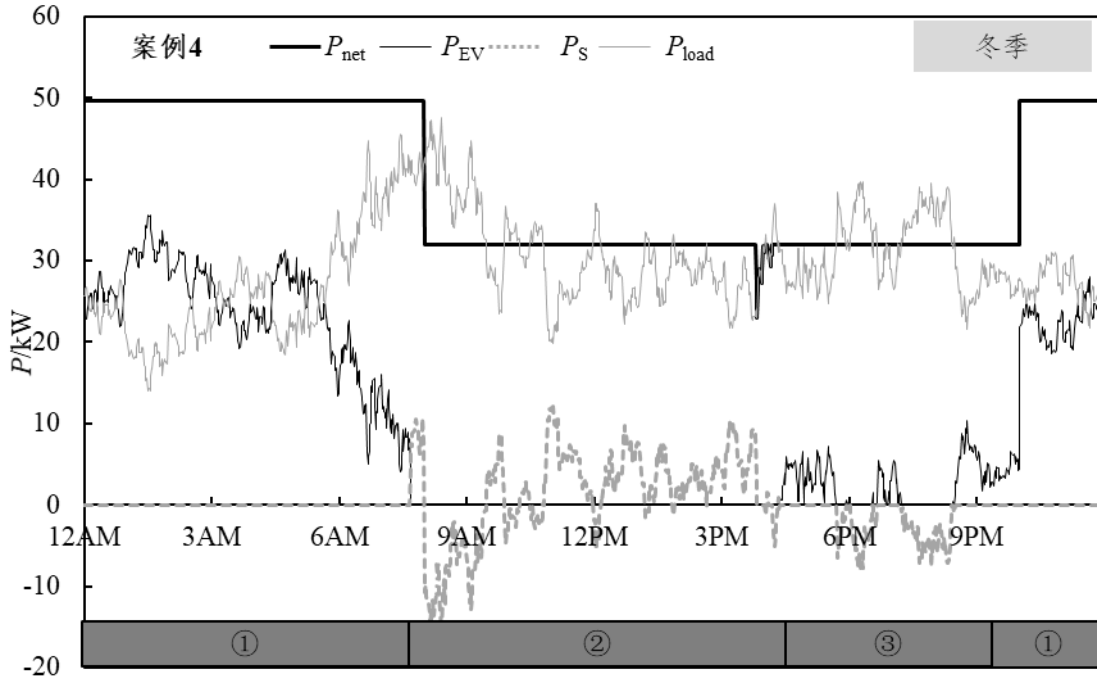
(c) 夏季案例 2 负荷曲线和储能电量状态



(d) 夏季案例 4 负荷曲线



(e) 冬季案例 2 负荷曲线和储能电量状态

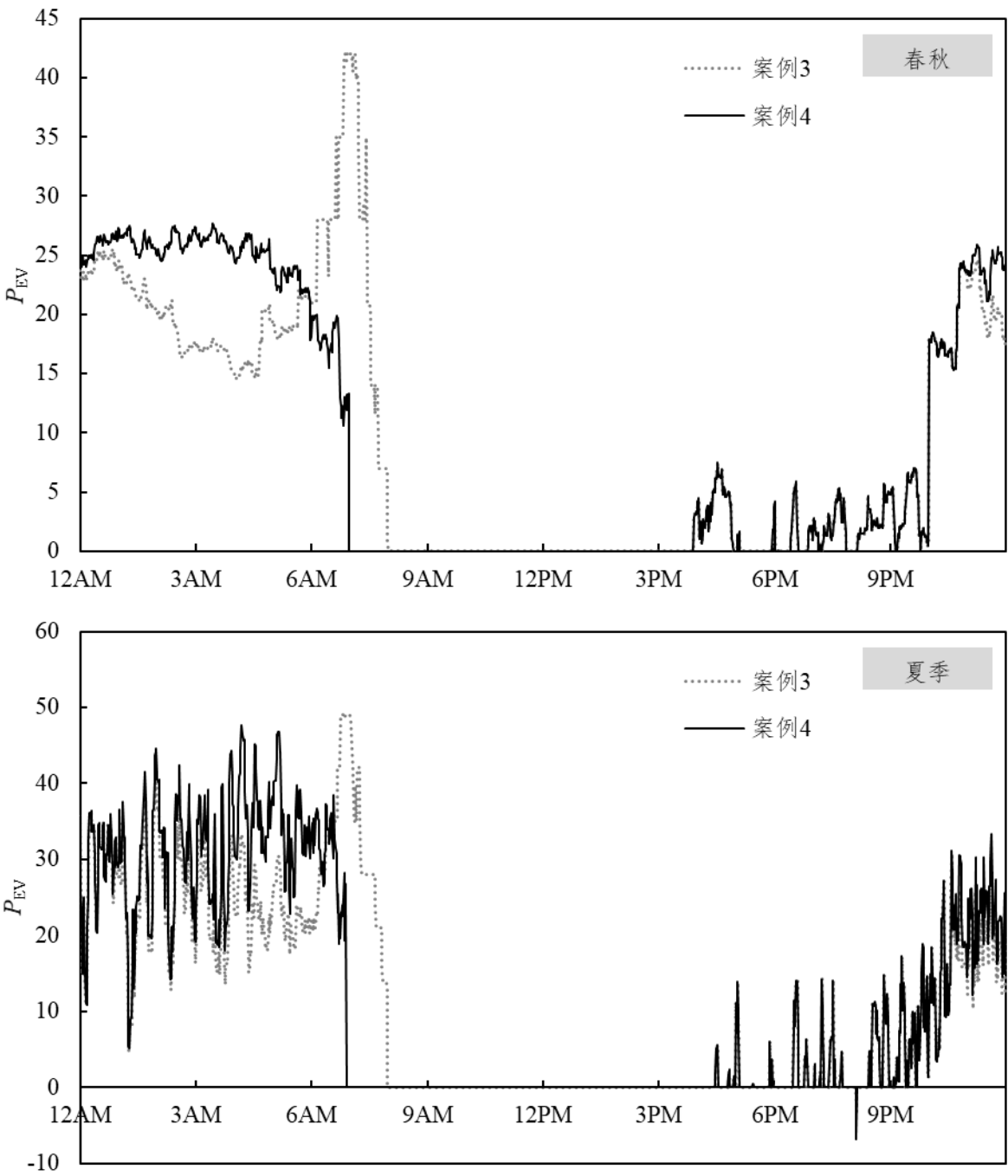


(f) 冬季案例 4 负荷曲线

图 4.5 案例 2 与案例 4 功率曲线对比

图 4.6 为案例 3 与案例 4 的电动车集群负荷曲线。在 0:00-8:00 时间段电动车集群负荷曲线可以分为两个阶段：第一阶段案例 4 的电动车集群负荷明显高于案例 3，此阶段由于案例 4 按照优先级电动车和储能设备逐个充电，直至集群对电网净负荷等于负荷限制 DL，充分利用电动车和储能的可充电功率，而案例 3 由于采用每辆电动车平均充电的策略，虽然各个电动车由集中控制单元决定的充电的功率相同，但是不同电动车实际的可充电功率不同，如有的电动车已经充至所需电量，此时不再充电，而其他电动车还可以高于集中控制单元决定的充电功率充电，但是受集中控制单元的限制而无法以较高功率充电，导致这部分充电能力浪费；第二阶段案例 3 的电动车集群负荷明显高于案例 4，是由于前期案例 3 浪费了可充电能力，充电功率小于案例 4，后期需要提高充电功率以满足电动车的充电需求，这也导致后期出现负荷反弹，出现新的高峰。

图 4.7 为案例 3 与案例 4 的平均 w 曲线，案例 4 的 w 曲线 0:00-8:00 时间段的趋势是上升直至等于 1，而案例 3 的 w 曲线的趋势是先下降，直到充电快结束时才短暂上升。案例 4 的 w 始终高于案例 3，反映了案例 4 的电动车集群其可调度潜能始终高于案例 3，说明案例 4 采用考虑优先级的控制策略，相比于不考虑优先级的平均充放控制策略能够提高系统参与需求响应的可调度潜能，避免电动车即将离开时出现的负荷反弹。



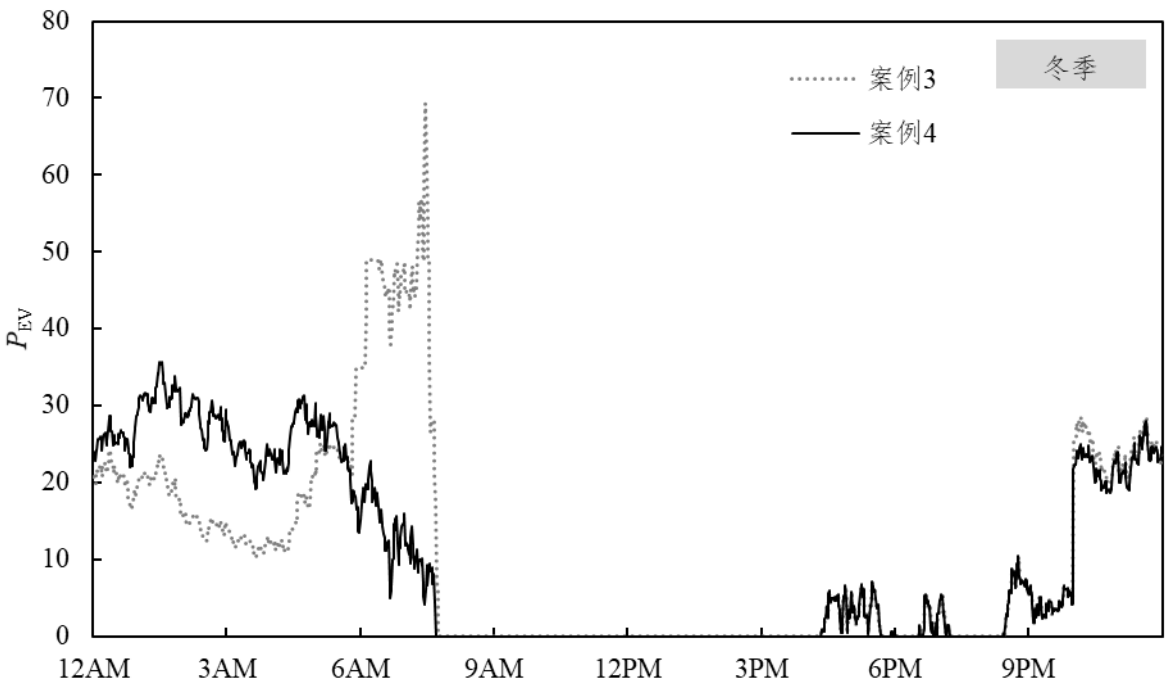
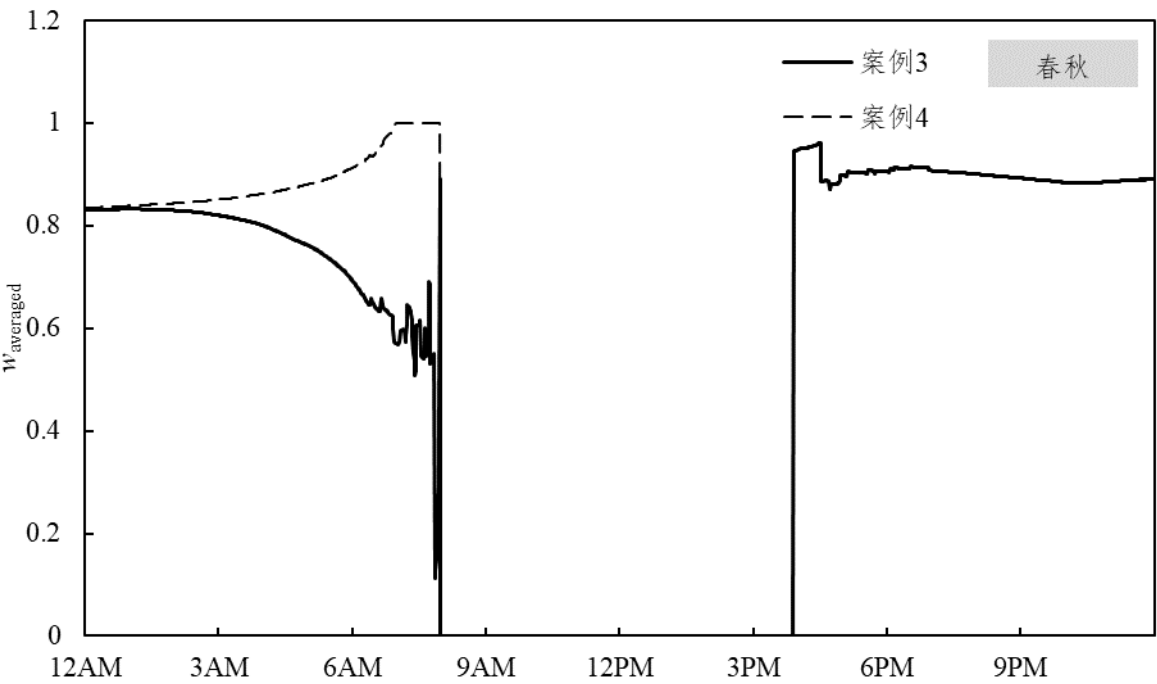


图 4.6 案例 3 与案例 4 电动车集群功率曲线对比



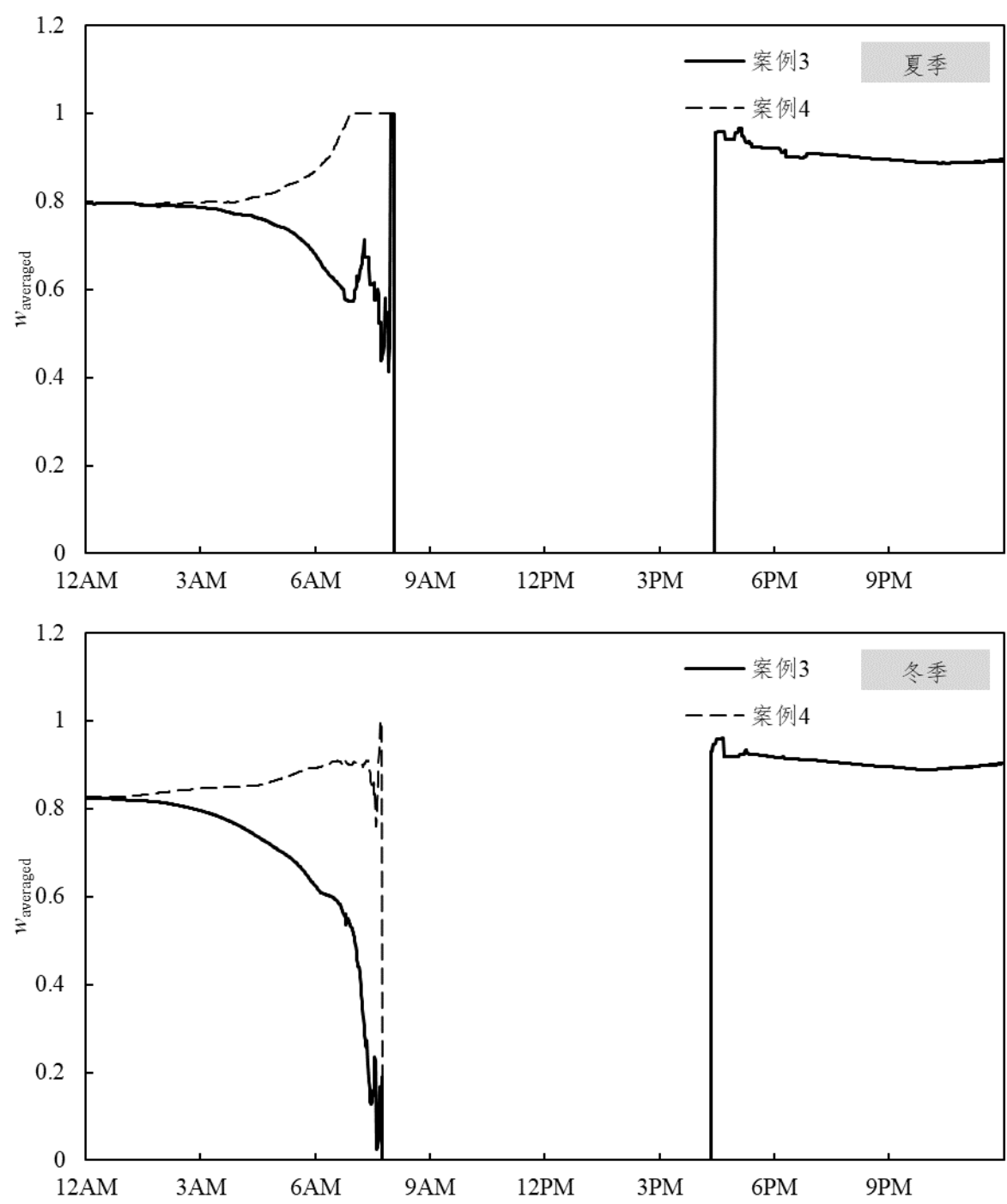


图 4.7 案例 3 与案例 4 电动车集群平均 w 对比

4.2.5 集群规模与经济性

本节讨论集群规模对系统经济性的影响，实验得出了 10 户，20 户，40 户居民用户集群的户均全年总成本，列于下表。由表中数据可知，随着集群规模的增大，平均每户全年总成本降低，降低的总成本主要来自其他费用（即电表的安装租用费用）与储能折算年均成本。表明随着集群规模的扩大降低了其他费用（即电表的安装租用费用）与储能设备的边际成本。

集群规模/户数	$C_T/\$$	$C_{other}/\$$	$C_{S,AL}/\$$	$C_E/\$$	$C_D/\$$
10	1083.5	171.7	100.0	113.8	698.1
20	951.2	85.9	88.5	113.9	662.8
40	882.6	42.9	33.0	113.2	693.5

表 4.3 集群规模与经济性

4.2.6 电动车需求响应参与率与经济性

本节讨论居民用户集群中电动车需求响应参与率对全年总成本的影响。本节研究的案例为案例 4，集群规模为 20 户，对于不参与需求响应的电动车将其视为不可调度负荷，其余电动车与储能设备协同参与需求响应。实验结果如图所示，可以看出，电动车需求响应参与率为 0 时，案例 4 的结果简化为案例 2，即储能独立参与需求响应，随着电动车需求响应参与率的提高，全年总成本逐渐降低，电动车需求响应参与率每提高 0.1，集群的全年总成本平均降低 704.8 美元。

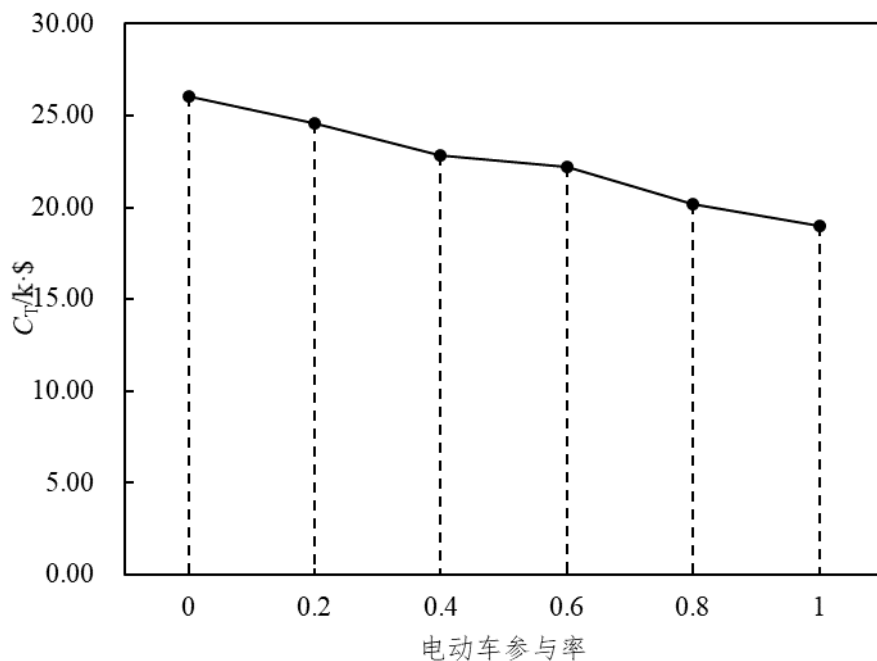


图 4.8 电动车需求响应参与率与经济性

4.3 本章小结

本章研究了在再分配功率电价制度下，居民用户集群实现基于储能与电动车集群协同控制的需求响应的经济性。本章首先介绍了 4 种研究案例，分别为无需求响应（案例 1），储能单独参与需求响应（案例 2），储能与电动车集群协同参与需求响应（不考虑优先级）（案例 3），储能与电动车集群协同参与需求响应（考虑优先级）（案例 4），并提出了一种基于优先级的储能与电动集群协同参与需求响应的控制策略，提出的衡量储能与电动车充

放电优先级的参数 w 能够反应储能与电动车的可调度潜能。然后介绍了本文采用的电动车模型，包括电池模型，离开时间，到达时间与每日行驶里程模型，并综合第 3 章介绍的负载模型，储能模型，利用 Python 进行编程模拟得到 4 种案例的负荷曲线，并采用遗传算法优化得到各案例储能最优设计参数（额定功率 PC，额定容量 EC）与控制参数 DL。最后研究了集群规模和电动车需求响应参与率对集群经济性的影响。研究结果表明：（1）经济性方面，采用需求响应可以降低集群全年总成本；相比于储能单独参与需求响应，储能与电动车集群协同参与需求响应可以通过降低储能折算年均成本和功率电费降低集群全年总成本；相比于不考虑优先级的控制策略，考虑优先级的储能与电动车集群控制策略可以降低全年总成本。（2）负荷曲线方面，采用需求响应可以明显削减由电动车集群集中充电带来的电网净负荷高峰；相比于储能独立参与需求响应，考虑优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应的优势是，一方面降低了储能额定功率，从而降低储能成本，另一方面储能与电动车集群协同充放电，避免了储能独立参与需求响应出现的储能长时间无法参与需求响应带来的负荷波动问题；相比于不考虑优先级，考虑优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应的优势是使电动车集群的可调度潜能始终高于前者，避免电动车即将离开时出现的负荷反弹。（3）集群规模与经济性的关系：随着集群规模的增大，平均每户全年总成本降低，降低的总成本主要来自其他费用（即电表的安装租用费用）与储能折算年均成本。（4）电动车需求响应参与率与经济性的关系：随着电动车需求响应参与率的提高，全年总成本逐渐降低，电动车需求响应参与率每提高 0.1，集群的全年总成本平均降低 704.8 美元。

5 总结与展望

5.1 研究内容总结

在全球倡导低碳的背景下,电动车在城市的普及率逐年提高,在已有的分时电量电价制度下(以用电量计算电费),电动车集中在夜间低费率时段充电,带来新的负荷高峰,因此已有分时电量电价制度已经无法达到引导用户削峰填谷的目的。本文采用一种新型电价制度——再分配功率电价制度(以用户负荷峰值计算电费),该电价制度能够引导用户自发限制负荷峰值,达到削峰填谷的目的。本文研究再分配功率电价制度下居民集群实现基于储能与电动车集群的需求响应,提出了三个研究问题:(1)在再分配功率电价制度下,居民集群应采取的储能系统结构、储能需求响应控制策略与经济可行性;(2)集群规模对集群需求响应经济性的影响;(3)储能与电动车集群协同参与需求响应应采取的控制策略与经济可行性。基于以上提出的三个研究问题,本文完成了以下研究内容:

(1)采用实际的再分配功率电价制度,在该电价制度下,提出了用户的储能充放电控制策略,该策略的思想为:对于全年不同季节与全天不同时间段分别设置负荷限制 DL ,当用户负荷低于 DL 时,储能充电,当用户负荷高于 DL 时,储能放电;将提出的控制策略应用于采用两种储能系统结构——集中储能与分布储能的居民集群,通过编程模拟验证得出集群全年负荷曲线与全年总成本,并采用遗传算法优化得到使全年总成本最低的储能设计参数与控制参数。

(2)研究了集群规模对集群经济性的影响,得出使户均全年总成本最低的最小集群规模;研究了储能能量转换效率对集群经济性的影响。

(3)研究了包含电动车集群的居民集群能源系统,提出了一种基于优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应的控制策略,提出了能够反映储能与电动车可调度潜能的参数 w ,采用 w 确定储能与电动车充放电优先级;对比研究了 4 种案例,分别为无需求响应,储能单独参与需求响应,储能与电动车集群协同参与需求响应(不考虑优先级),储能与电动车集群协同参与需求响应(考虑优先级),通过编程模拟得出四种案例的集群全年负荷曲线与全年总成本,并采用遗传算法优化得到使全年总成本最低的储能设计参数与控制参数;研究了集群规模和电动车需求响应参与率对集群经济性的影响。

研究结果为:

(1) 在采用的实际的再分配功率电价制度下, 提出的分时负荷限制策略能够降低集群全年总成本 41.1% 以上, 并削减负荷高峰; 集中储能结构相比于分布储能结构能够降低集群全年总成本 34.4%, 全年总成本削减量主要来自储能购置成本, 削减 75.3%, 其次为功率电费, 削减 14.1%, 证明了集中储能相比于分布储能能够带来更多的经济效益; 同时相比于分布储能, 集中储能能够充分利用储能资源, 避免分布储能存在储能资源不能充分利用导致负荷波动的问题。

(2) 集群规模方面, 研究结果表明, 随着集群规模的扩大, 户均全年总成本先降低, 后趋于平缓, 400 户可视为使户均全年总成本最低的最小集群规模; 储能效率方面, 随着储能充放电效率的降低, 集群全年总成本上升, 为了保证提出的需求响应的经济可行性, 储能设备的充放电效率应不低于 0.3。

(3) 四种案例中, 考虑充放电优先级的储能与电动车协同控制策略能够带来最低的集群全年总成本; 相比于储能独立参与需求响应, 考虑优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应的优势是, 一方面降低了储能的设计参数——额定功率, 从而降低储能成本, 另一方面储能与电动车集群协同充放电, 避免了储能独立参与需求响应出现的储能长时间因充满而无法参与需求响应带来的负荷波动问题; 相比于不考虑优先级, 考虑优先级的储能与电动车集群协同参与需求响应的优势是使电动车集群的可调度潜能始终高于前者, 避免电动车即将离开时出现的负荷反弹; 集群规模与经济性的关系: 随着集群规模的增大, 户均全年总成本降低, 降低的总成本主要来自其他费用(即电表的安装租用费用)与储能折算年均成本; 电动车需求响应参与率与经济性的关系: 随着电动车需求响应参与率的提高, 全年总成本逐渐降低, 电动车需求响应参与率每提高 0.1, 集群的全年总成本平均降低 704.8 美元。

5.2 研究展望

本文证明了在再分配功率电价制度下, 基于储能和电动车集群的居民集群需求响应的经济可行性, 未来的研究方向总结如下: (1) 电动车参与需求响应的负面影响是电动车增加了充放电次数, 降低了电池使用寿命, 同时变动的充电放电功率对电池的寿命也会带来影响, 因此在考虑经济性时可以将此种负面影响考虑进来。(2) 居民集群由于储能和电动车参与需求响应带来的经济效益分配机制有待研究, 分配机制应考虑以下几方面, 一是考虑用户负荷曲线(包括家庭负载和电动车的不可调度负荷)与期望负荷曲线的差异性, 该差异性体现了用户对集群负荷曲线的直接影响; 二是考虑电动车的调度负荷, 该负荷也体

现了用户对集群负荷曲线的直接影响；三是考虑电动车的调度次数、调度负荷对电池寿命的影响，因其反应了参与需求响应对用户带来的负面影响。

参考文献

- [1] 苏伟, 钟国彬, 徐凯琪, 等. 储能技术经济性评估方法综述[J]. 广东电力, 2019,32(01):29-35.
- [2] Turgut M. Gür. Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage[J]. Energy Environ.Sci., 2018,11:2696-2767
- [3] 王朔, 周格, 禹习谦, 等. 储能技术领域发表文章和专利概览综述[J]. 储能科学与技术, 2017,6(04):810-838.
- [4] Parra D, Swierczynski M, Stroe D I, et al. An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017,79:730-749.
- [5] Aneke M, Wang M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review[J]. Applied Energy, 2016,179:350-377.
- [6] Hannan M A, Hoque M M, Mohamed A, et al. Review of energy storage systems for electric vehicle applications: Issues and challenges[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017,69:771-789.
- [7] Alotto P, Guarnieri M, Moro F. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014,29:325-335.
- [8] Beaudin M, Zareipour H, Schellenberglobe A, et al. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review[J]. Energy for Sustainable Development, 2010,14(4):302-314.
- [9] Chen H, Cong T N, Yang W, et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review[J]. Progress in Natural Science, 2009,19(3):291-312.
- [10] 罗星, 王吉红, 马钊. 储能技术综述及其在智能电网中的应用展望[J]. 智能电网, 2014,2(01):7-12.
- [11] 董振斌, 王文, 周珏, 等. 需求响应参与系统频率调节研究综述[J]. 电力需求侧管理, 2017,19(04):18-22.

- [12]周琳,黄勇,郭珂,等.微电网储能技术研究综述[J].电力系统保护与控制,2011,39(07):147-152.
- [13]朱文韵.全球储能产业发展动态综述[J].上海节能,2018(01):2-8.
- [14]杨旭英,周明,李庚银.智能电网下需求响应机理分析与建模综述[J].电网技术,2016,40(01):220-226.
- [15]黄海新,邓丽,张路.基于需求响应的实时电价研究综述[J].电气技术,2015(11):1-6.
- [16]徐箴,孙宏斌,郭庆来.综合需求响应研究综述及展望[J].中国电机工程学报,2018,38(24):7194-7205.
- [17]党东升,韩松,周珏,等.需求响应参与系统调峰研究综述[J].电力需求侧管理,2017,19(05):13-17.
- [18]王鹏,刘敏.需求响应技术原理及建模综述[J].新型工业化,2018,8(07):115-118.
- [19]Huang W, Zhang N, Kang C, et al. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019,4(1).
- [20]Jordehi A R. Optimisation of demand response in electric power systems, a review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019,103:308-319.
- [21]阮文骏,刘莎,李扬.美国需求响应综述[J].电力需求侧管理,2013,15(2):61-64.
- [22]徐峰,何宇俊,李建标,等.考虑需求响应的虚拟电厂商业机制研究综述[J].电力需求侧管理,2019,21(03):2-6.
- [23]Esther B P, Kumar K S. A survey on residential Demand Side Management architecture, approaches, optimization models and methods[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016,59:342-351.
- [24]Zheng M, Meinrenken C J, Lackner K S. Agent-based model for electricity consumption and storage to evaluate economic viability of tariff arbitrage for residential sector demand response[J]. Applied Energy, 2014,126:297-306.
- [25]樊玮,周楠,刘念,等.基于需求响应的用户侧微电网多目标优化运行方法[J].电网与清洁能源,2016,32(04):17-23.
- [26]Wang X, Palazoglu A, El-Farra N H. Operational optimization and demand response of hybrid renewable energy systems[J]. Applied Energy, 2015,143:324-335.

- [27] 曹筱欧, 王冬, 周静, 等. 含储能及新能源发电的居民侧需求响应[J]. 信息与控制, 2017,46(03):379-384.
- [28] Amrollahi M H, Bathaee S M T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response[J]. Applied Energy, 2017,202:66-77.
- [29] Sattarpour T, Nazarpour D, Golshannavaz S. A multi-objective HEM strategy for smart home energy scheduling: A collaborative approach to support microgrid operation[J]. Sustainable Cities and Society, 2018,37:26-33.
- [30] Parvania M, Fotuhi-Firuzabad M, Shahidehpour M. Optimal Demand Response Aggregation in Wholesale Electricity Markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013,4(4):1957-1965.
- [31] Paridari K, Parisio A, Sandberg H, et al. Demand response for aggregated residential consumers with energy storage sharing, 2015[C]. IEEE, 2015.
- [32] Amicarelli E, Tran T Q, Bacha S. Optimization algorithm for microgrids day-ahead scheduling and aggregator proposal, 2017[C]. IEEE, 2017.
- [33] Zheng M, Wang X, Meinrenken C J, et al. Economic and environmental benefits of coordinating dispatch among distributed electricity storage[J]. Applied Energy, 2018,210:842-855.
- [34] Isaac J, Efraín O, Naysy L. Towards a Zero Net Energy Community Microgrid[C]. IEEE, 2016.
- [35] 唐虎, 陈爱伦, 崔浩, 等. 社区型能源互联网下的虚拟电厂参与电力市场策略分析[J]. 南方能源建设, 2019,6(03):40-47.
- [36] Falvo M C, Graditi G, Siano P. Electric Vehicles integration in demand response programs, 2014[C]. IEEE, 2014.
- [37] Zhong J, He L, Li C, et al. Coordinated control for large-scale EV charging facilities and energy storage devices participating in frequency regulation[J]. Applied Energy, 2014,123:253-262.
- [38] Rassaei F, Soh W, Chua K. Demand Response for Residential Electric Vehicles With Random Usage Patterns in Smart Grids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015,6(4):1367-1376.

- [39] Ghasemi A, Mortazavi S S, Mashhour E. Hourly demand response and battery energy storage for imbalance reduction of smart distribution company embedded with electric vehicles and wind farms[J]. *Renewable Energy*, 2016,85:124-136.
- [40] Baringo L, Sánchez Amaro R. A stochastic robust optimization approach for the bidding strategy of an electric vehicle aggregator[J]. *Electric Power Systems Research*, 2017,146:362-370.
- [41] Nan S, Zhou M, Li G. Optimal residential community demand response scheduling in smart grid[J]. *Applied Energy*, 2018,210:1280-1289.
- [42] Aliasghari P, Mohammadi-Ivatloo B, Alipour M, et al. Optimal scheduling of plug-in electric vehicles and renewable micro-grid in energy and reserve markets considering demand response program[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2018,186:293-303.
- [43] 国网安徽省电力公司. 安徽省峰谷分时电价时段划分标准[EB/OL]. [2019年12月6日]. http://www.ah.sgcc.com.cn/html/main/col2759/2016-08/25/20160825120713732181063_1.html.
- [44] 国网安徽省电力有限公司蚌埠供电公司. 安徽阶梯电价标准[EB/OL]. [2019年12月6日]. http://zwgk.bengbu.gov.cn/com_content.jsp?XxId=1085896718.
- [45] 国网安徽省电力公司. 安徽省发展改革委关于降低工商业及其他用电单一制电价的通知 [EB/OL]. [2019 年 12 月 6 日]. http://www.ah.sgcc.com.cn/html/main/col2759/2019-06/11/20190611091218801958891_1.html.
- [46] Consolidated Edison Company of New York, Inc. Rates and Tariffs [EB/OL]. [2019年12月6日]. <https://www.coned.com/en/rates-tariffs/rates>.
- [47] Zheng M, Smart households: Economics and emission impacts of distributed energy storage for residential sector demand response[D]. New York: Columbia University, 2015.
- [48] Zheng M, Sun J, Meinrenken C. Pathways Toward Enhanced Techno-Economic Performance of Flow Battery Systems in Energy System Applications[J] *Journal of Electrochemical Energy Conversion and Storage*, 2019,16:021001.
- [49] Darrel W. A genetic algorithm tutorial[J]. *Statistics and Computing*, 1994, 4:65-85.
- [50] Fortin F, Rainville F, Gardner M, et al. DEAP: Evolutionary Algorithms Made Easy[J] *Journal of Machine Learning Research*. 2012,13:2171-2175.

-
- [51]Li S, Wu H, Bai X, et al. Optimal Dispatch for PV-assisted Charging Station of Electric Vehicles, 2019[C]. IEEE, 2019.
- [52]Tehrani N H, Wang P. Probabilistic estimation of plug-in electric vehicles charging load profile[J]. Electric Power Systems Research, 2015,124:133-14

攻读硕士期间研究成果与获奖情况