

分类号: TM732
密 级: 公开

单位代码: 10335
学 号: 11510033

浙江大学
博士学位论文



中文论文题目: 多重不确定性下区域综合能源
系统协同优化运行研究
英文论文题目: Coordinated Optimal Operation of
District Integrated Energy Systems
Considering Multiple Uncertainties

申请人姓名: 江艺宝
指导教师: 宋永华 教授
合作导师: 万灿 研究员
专业名称: 电气工程
研究方向: 综合能源系统
所在学院: 电气工程学院

论文递交日期 2020 年 6 月

多重不确定性下区域综合能源
系统协同优化运行研究



论文作者签名: 江艺宝
指导教师签名: 宋永华

论文评阅人 1: 匿名盲审
评阅人 2: 匿名盲审
评阅人 3: 匿名盲审
评阅人 4: 匿名盲审
评阅人 5: 匿名盲审

答辩委员会主席: 郭创新 教授 浙江大学电气工程学院
委员 1: 陈积明 教授 浙江大学控制科学与工程学院
委员 2: 辛焕海 教授 浙江大学电气工程学院
委员 3: 朱炳铨 教授级高工 国网浙江省电力有限公司
委员 4: 万灿 研究员 浙江大学电气工程学院
委员 5: 宋永华 教授 浙江大学电气工程学院

答辩日期 2020 年 6 月 6 日

**Coordinated Optimal Operation of
District Integrated Energy Systems
Considering Multiple Uncertainties**



Author's signature: Jiang, Yibao

Supervisor's signature: [Signature]

External reviewers: Anonymous Reviewer
Anonymous Reviewer
Anonymous Reviewer
Anonymous Reviewer
Anonymous Reviewer

Examining Committee Chairperson:

Guo, Chuangxin Professor Zhejiang University

Examining Committee Members:

Chen, Jiming Professor Zhejiang University

Xin, Huanhai Professor Zhejiang University

Zhu, Bingquan Professor Zhejiang Electric Power Company

Wan, Can Professor Zhejiang University

Song, Yonghua Professor Zhejiang University

Date of oral defence: June 6, 2020

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:

江艺宝

签字日期: 2020 年 6 月 6 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:

江艺宝

导师签名:

宋永华

签字日期: 2020 年 6 月 6 日

签字日期: 2020 年 6 月 6 日

致谢

欣欣求是园，五载求学路。毕业之际，带着对过去的回忆和对未来的憧憬，真诚地感谢在攻博之路上给予我无限帮助的老师、同学、朋友和家人们。

感谢我的导师宋永华教授。宋老师治学严谨，视野开阔，鼓励博士生聚焦关键科学问题，解决重大技术难题，是我学术之途的引路人。宋老师倡导“脚踏实地，志存高远”的人生价值理念，至今仍使我受益匪浅。在科研工作中，宋老师对理论研究深稽博考，精益求精；在平时生活中，宋老师待人朴实无华，亦师亦友。宋老师的工作态度和人格魅力令人印象深刻，为我树立了一名科研教育工作者的榜样。读博之路，几经坎坷，在我最困难的时刻，宋老师一直在科研工作和个人生活方面给予我极大的支持和鼓励。在此，向宋老师致以最崇高的敬意和最诚挚的感谢，祝愿宋老师身体健康，工作顺利，桃李芬芳！

感谢我的导师万灿研究员。万老师学识渊博，思路敏捷，在电力能源学科发展和科研方向上拥有独到的见解和深刻的认识。万老师对待学术研究孜孜不倦，一丝不苟，始终站在学术前沿推动学科发展；对待学生循循善诱，诲人不倦，把“成为领域内的一流专家”作为博士培养的目标。在科研之路陷入迷茫之时，万老师给予我充分的信任与鼓励，倾注巨大的心血培养我严谨的学术态度和科学的研究方法，成为我人生的一笔宝贵财富。万老师还全力支持我出国交流，为我拓宽学术视野、积累科研才干提供宝贵机会。师恩难报，在此，向万老师表达最深切的感谢和最诚挚的祝福。

感谢我在麻省理工学院联合培养期间的导师 Audun Botterud 博士。感谢 Botterud 博士为我提供一流的科研条件和学术交流机会，通过交流讨论启发我的研究思路，并为我的论文写作和科研方向拓展提供悉心指导。感谢 Botterud 博士在我异地求学过程中给予的关怀和帮助，在 MIT 的学术交流是我人生中最难忘的一段经历之一。

感谢智能电网运行与优化实验室丁一教授、董树锋副教授和吴浩副教授在学术研究、工程实践上给予我的指点和帮助。老师们对学科发展的敏锐洞察和对科研教育的无限热情，激励着我不断努力前进、完善自我。

感谢智能电网运行与优化实验室各位同门的帮助和支持。感谢周永智、李怡宁、曹志昆、邱一苇、张洪财、林优、程祥、唐灿、彭勃、肖磊、加鹤萍、李林芝、陈晓爽等师兄师姐，为我提供良好的科研基础，与我分享科研方法和人生经验。感谢惠红勋、邵常政、邢学韬、罗浩成、曹清山、蒋星、何仲潇、陈烨、余德钊、由新红、孙明、曲欣瑶等所有同门，耐心地给予我科研上的帮助，感谢你们的支持与陪伴。感谢包铭磊、王

盛、谢敦见、崔文琪、尚楠、徐航、黄松渝、曹照静、赵长飞、郭立邦、唐坤杰、胡怡霜、方睿、朱嘉麒、何哲楠、王孝慈、庄欣然、徐成司、蒋嗣凡、宋智伟、余鹏、崔文康、陈大玮、贾妍博、李彪、徐胜蓝、钱韦廷、武梦景、赵琬彤、何子涵、项明俊、李昀熠、赵乐冰、沈开程等所有师弟师妹，与你们一起学习、互帮互助的日子终生难忘。感谢 MIT 交流期间杨经纬、刘羽霄、毛嘉晨、苗夏、徐博伦、黄通、耿歆博、Rupamathi Jaddivada 等同学给予我的帮助和关怀，与你们相处获益良多。

感谢我博士毕业论文撰写、评阅和答辩过程中辛勤付出的各位老师、同学。

最后，感谢我的父母和我的家人。没有你们的默默付出，我无法取得任何成绩。感谢浙江大学对我九年的养育之恩，有幸做一名浙大学子。

2020 年 6 月于求是园
江艺宝

项目致谢

本博士论文的研究得到了国家重点研发计划“智能电网技术与装备”重点专项项目(2018YFB0905000)“面向新型城镇的能源互联网关键技术及应用”、国家自然科学基金项目(51877189)“电力系统间歇性可再生能源发电功率概率预测理论及其应用研究”、国家自然科学基金国际(地区)合作与交流项目(51761135015)“环境交互下的海上风电系统：多物理场模型与大数据研究”、中国科协“青年人才托举工程”项目(2018QNRC001)“多重不确定性下电气热综合能源系统运行优化研究”、浙江大学“百人计划”科研启动经费项目和浙江大学博士研究生学术新星计划的资助，特此感谢。

摘要

高比例可再生能源的广泛接入从根本上改变了传统电力系统的运行与控制方式。电力系统学科亟需解决的一项关键科学与技术问题是如何在分布式可再生能源和用能负荷的多重不确定性环境下，以更加安全可靠、经济有效、环境友好的方式实现能量从生产、传输到使用的全环节优化配置。随着分布式热电联产机组、电动热泵、空调等分布式能量转换设备在配电系统和微电网中的广泛应用，电力系统和供热系统、供冷系统的能量转换和信息交互日益频繁，逐渐形成以主动配电系统为核心的区域综合能源系统。区域综合能源系统扩大了电力系统的运行控制边界，为提高能量转化利用效率、实现分布式可再生能源有效消纳提供了可行路径。然而，区域综合能源系统的理论研究和工程实践仍处于起步阶段。一方面，电力、热力系统网络潮流为非线性非凸模型，多能源系统耦合机理复杂，显著增加了区域综合能源系统的建模难度；另一方面，分布式可再生能源的固有不确定性给多能源系统协同运行带来严峻挑战，传统能源系统彼此独立的运行方式也不利于实现调控成本和可再生能源消纳的全局最优。为此，本文从考虑非线性网络潮流的区域综合能源系统建模出发，进而研究考虑热网储能特性的区域综合能源系统运行灵活性评估方法，并按照电-电热-电热冷气的递进顺序，研究考虑多重不确定性的区域综合能源系统协同优化运行方法，为区域综合能源系统的可靠、高效运行提供方法借鉴。主要工作和创新点包括：

(1) 提出了考虑非线性网络潮流的区域综合能源系统建模方法。基于 Z-bus 矩阵构建配电系统线性化电力潮流模型，建立了基于简化热力动态模型和约束松弛的电-热综合能源系统凸优化模型，并开发了基于动态双变量分割的自适应逼近算法，提高模型松弛质量和求解效率，降低综合能源系统运行策略的运行成本。所提出的区域综合能源系统建模方法能够有效平衡计算精度和计算效率，在满足建模精度的前提下，显著提高区域综合能源系统运行优化模型的可求解性和可扩展性。

(2) 提出了考虑热网储能特性的区域综合能源系统运行灵活性评估方法。基于供热系统不同的运行模式，如变供热流量模式、变供热温度模式等，建立了考虑供热管网储热特性的等效热储能模型，评估热电联合调度中供热管网能够提供的功率支撑和能量支撑，并采用基于序列线性规划的热电联合调度近似求解算法进行计算分析。所提出的区域综合能源系统运行灵活性评估方法克服了传统方法仿真计算量大的缺点，直接量化分析供热系统慢动态、高时延特性对电力系统运行产生的影响，实现供热系统应对功率扰动的灵活调度能力的事前快速评估。

(3) 提出了考虑不确定性的主动配电系统随机运行优化方法。针对可再生能源和电力负荷的多重不确定性，建立了考虑多元分布式可控资源的主动配电系统多时间尺度随机模型预测控制框架。构建了含电压机会约束的主动配电系统在线随机滚动优化调度模型，在保证电压合格率等概率型指标的前提下，降低硬约束带来的优化算法保守性。基于简化 Z-bus 灵敏度矩阵和序列线性规划方法，提出了基于随机滚动优化框架的主动配电系统运行优化方法。所提方法能够协调分布式灵活控制资源，解决含高比例可再生能源主动配电系统在线安全与高效运行的难题。

(4) 提出了基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒运行优化方法。针对可再生能源发电功率和电、热多能负荷的区间不确定性，提出了基于集合分析、计算几何和运筹优化的热电鲁棒联合调度高效算法。基于扩展的扰动不变集理论和约束紧缩加速算法，在不引入任何辅助变量和辅助约束的前提下，实现含不确定性变量鲁棒优化模型到确定性优化模型的转换，在保证算法鲁棒性的同时提高鲁棒优化模型的在线求解效率。引入 budget 不确定集合改进约束紧缩加速算法，实现鲁棒优化算法保守度的灵活调节。所提方法实现外界功率扰动下电-热综合能源系统的在线鲁棒运行，并显著提升鲁棒优化算法的可扩展性和求解效率。

(5) 提出了基于混合随机区间优化的微能源网多能协同优化运行方法。该方法采用基于凸组合的不确定运行域表征设备能效参数和运行状态的区间不确定性，采用概率密度函数和场景法表征可再生能源和多能负荷的概率不确定性，能够同时分析系统内外部异构多重不确定性对微能源系统运行策略产生的影响。开发了基于场景的两阶段混合随机区间优化模型求解算法，将不确定性的概率和区间信息同步传递至运行策略的优化结果。所提方法能够有效量化分析多重不确定性对微能源网多能协同运行策略产生的影响，并根据运行人员的风险偏好事前制定适应的运行计划。

关键词：综合能源系统；主动配电系统；凸优化；灵活性；模型预测控制；随机与鲁棒优化

Abstract

High penetration of renewable energy imposes significant challenges on power system operation and control. One fundamental issue in the power industry is to facilitate economically efficient and environmentally friendly system operation and resource management against inherent uncertainties from renewable power sources and loads while maintaining system reliability and security. Increasing deployment of distributed energy resources in power distribution systems and microgrids, such as distributed combined heat and power plants, electric heat pumps and air conditioners, dramatically intensifies energy interactions and information exchange among electric power systems and district heating/cooling systems, leading to the formation of district integrated energy systems. District integrated energy systems have been widely recognized for enlarging power system controllability, enhancing the overall energy utilization efficiency at a local level, and contributing to scalable renewable energy integration with cost reduction. However, many problems remain unexplored with respect to theoretical study and industrial practice in the field of integrated energy systems. Due to the nonlinearity in electric power and heating flow models and complex interactions among different energy systems, further research is needed to improve modeling accuracy and scalability of devices and networks. On the other hand, high penetration of renewable energy sources imposes significant uncertainties on secure and efficient operation of integrated energy systems. Traditional separate operation of different energy systems fails to guarantee global cost reduction and renewable energy integration. To this end, this dissertation covers topics including modeling of district integrated energy systems considering nonlinear network flows, flexibility evaluation for integrated energy systems with storage capability in district heating networks, and coordinated operation optimization of district integrated energy systems under multiple uncertainties. The overall goal to the dissertation is to provide essential tools and analytics for reliable and efficient operation of integrated energy systems.

(1) This dissertation proposes a comprehensive model for district integrated energy systems considering nonlinear and nonconvex network flows. A linearized power distribution flow model is developed based on simplified Z-bus sensitivities. A novel convex relaxation model of combined heat and power dispatch is proposed using simplified thermal dynamic models and constraint relaxation. An adaptive solution algorithm based on dynamic bivariate

partitioning is devised to improve relaxation quality with satisfactory computational performance. The proposed modeling scheme for district integrated energy systems can produce enhanced solutions with good accuracy and desirable computing efficiency, contributing to better modeling scalability for system operation optimization.

(2) This dissertation proposes a operational flexibility evaluation method of district heating networks in combined heat and power dispatch based on a generalized thermal storage model. A direct quantification method is developed to obtain flexibility metrics assessing the ability of heating networks in providing balancing service for integrated energy systems. Four different control modes of district heating systems, such as variable mass flow rates and variable supply temperature, are modeled separately to provide a comprehensive view into the operational principles of heating systems. A simplified solution algorithm for combined heat and power dispatch is developed based on sequential linear programming to significantly improve the computational efficiency with desirable modeling accuracy, avoiding extensive simulation in traditional methods. The proposed flexibility evaluation method is verified with comprehensive case studies to demonstrate the effectiveness and scalability in evaluating the operational flexibility of slow-dynamic heating networks.

(3) This dissertation proposes a stochastic receding-horizon control method for active power distribution systems considering probabilistic uncertainties of renewable energy and electricity loads. Multiple distributed controllable resources are jointly optimized in a multi-period online stochastic scheduling framework. The voltage limitations are reformulated as chance constraints to indicate the probabilistic reliability index of voltage qualification rate, and achieve trade-offs between cost reduction and voltage regulation. The affine-disturbance parameterization is utilized to render the stochastic chance-constrained problem computationally solvable via mixed-integer second-order cone programming. The simplified Z-bus sensitivity, combined with sequential linear programming, is developed for computationally efficient estimation of system nonlinearity while guaranteeing modeling accuracy. The proposed method can facilitate reliable and efficient online operation of active power distribution systems, and improve voltage regulation capability, control efficiency and renewable energy integration.

(4) This dissertation proposes an efficient robust dispatch method of combined heat and power systems based on extended disturbance invariant sets. The efficient robust dispatch

model is developed based on set analysis, computation geometry and mathematical programming to characterize uncertainty sets of renewable power and multi-energy loads and their impacts. The robustness and computational efficiency are enhanced by solving a nominal uncertainty-free problem without introducing auxiliary variables and constraints. A direct constraint tightening algorithm based on the dual norm is developed to efficiently derive multi-period tightened constraints. The budget uncertainty set is newly combined with constraint tightening to flexibly adjust the level of conservativeness of the robust solutions. The proposed efficient robust dispatch method can provide robust scheduling strategies for combined heating and power systems with significantly improved computational and economic performance.

(5) This dissertation proposes a hybrid stochastic-interval operation strategy for multi-energy microgrids. A novel formulation of uncertain operation regions is proposed to describe performance and efficiency uncertainties of distributed energy resources using interval-based convex combination. Probability density functions are utilized to capture injection uncertainties from renewable power sources and multi-energy loads. A scenario-based two-stage algorithm is devised to solve the hybrid optimization problem, which can preserve heterogeneous information of interval and probabilistic uncertainties in the entire optimization process. The proposed hybrid stochastic-interval operation scheme for multi-energy microgrids comprehensively characterizes both internal and external uncertainties to generate scheduling strategies presented as a set of intervals with probability attributes, which provide more credible guidelines for decision making.

Keywords: Integrated energy systems; active power distribution system; convex optimization; flexibility evaluation; model predictive control; stochastic and robust optimization

目录

致谢	I
项目致谢	III
摘要	V
Abstract	VII
目录	XI
图目录	XV
表目录	XVII
缩写与术语表	XIX
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 主动配电系统运行优化研究现状	3
1.2.2 综合能源系统运行优化研究现状	4
1.2.3 综合能源系统灵活性评估研究现状	6
1.2.4 综合能源系统不确定性分析与运行优化研究现状	7
1.3 现有研究存在的问题	8
1.4 本文主要工作与章节安排	10
第2章 考虑非线性网络潮流的区域综合能源系统建模	13
2.1 引言	13
2.2 能量生产/转换设备和多能储能装置建模	14
2.2.1 能量生产与转换设备建模	15
2.2.2 分布式多能储能装置建模	17
2.2.3 非线性能效和模型近似处理	18
2.3 电力潮流线性化模型	19
2.3.1 电压幅值和系统网损灵敏度分析	19
2.3.2 基于状态空间方程的线性化配电潮流模型	22
2.4 电-热综合能源系统凸优化模型	23
2.4.1 考虑网络潮流约束的热电联合调度模型	24
2.4.2 简化热力动态模型	29

2.4.3 二次等式约束和双线性约束的凸松弛	30
2.4.4 自适应逼近求解算法	31
2.5 算例分析	34
2.5.1 微能源网建模精度验证	34
2.5.2 配电系统线性化潮流精度验证	36
2.5.3 电-热综合能源系统凸优化模型效果验证	39
2.6 本章小结	44
第3章 考虑热网储能特性的区域综合能源系统灵活性评估	46
3.1 引言	46
3.2 热电联合运行模型	47
3.2.1 简化热电联合调度模型	47
3.2.2 供热系统运行方式建模	52
3.3 热电联合调度灵活性评估方法	52
3.3.1 广义等效热储能模型	52
3.3.2 热网灵活性直接评估算法	54
3.3.3 热电联合调度近似求解算法	56
3.4 算例分析	57
3.4.1 10 节点电力系统 +8 节点热力系统算例	57
3.4.2 123 节点电力系统 +30 节点热力系统算例	62
3.5 本章小结	64
第4章 考虑不确定性的主动配电系统随机运行优化	65
4.1 引言	65
4.2 主动配电系统随机运行优化模型	66
4.2.1 运行优化目标函数	66
4.2.2 设备运行约束	68
4.2.3 网络运行约束	72
4.3 电压机会约束和扰动仿射控制	73
4.3.1 电压机会约束	73
4.3.2 扰动仿射参数化方法	73
4.4 主动配电系统在线随机滚动优化运行框架	75
4.5 算例分析	78

4.5.1 33 节点配电系统算例	78
4.5.2 123 节点配电系统算例	84
4.6 本章小结	87
第 5 章 基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒运行优化	88
5.1 引言	88
5.2 考虑区间不确定性的热电联合调度模型	89
5.3 仿射状态反馈控制和扩展扰动不变集	93
5.3.1 基本定义	93
5.3.2 扰动不变集的扩展方法	94
5.4 约束紧缩加速算法	95
5.4.1 基于边界不确定集合的约束紧缩加速算法	95
5.4.2 基于 budget 不确定集合的约束紧缩加速算法	97
5.5 算例分析	98
5.5.1 ERD 算法鲁棒性验证	99
5.5.2 约束紧缩加速算法计算效率验证	100
5.5.3 ERD 算法保守性和计算效率分析	100
5.6 本章小结	103
第 6 章 基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化	104
6.1 引言	104
6.2 微能源网确定性运行优化模型	105
6.2.1 目标函数	105
6.2.2 运行约束	107
6.3 微能源网多重不确定性建模	109
6.3.1 DER 出力不确定性建模	109
6.3.2 DER 效率不确定性建模	110
6.3.3 系统功率不确定性建模	111
6.4 电-气-冷-热微能源网混合随机区间运行优化模型	112
6.4.1 微能源网混合随机区间优化模型精简形式	112
6.4.2 基于场景的两阶段求解算法	114
6.5 算例分析	118
6.5.1 确定性运行策略分析	118

6.5.2 区间运行策略分析	121
6.5.3 混合概率-区间运行策略分析	121
6.6 本章小结	124
第7章 总结与展望	126
7.1 全文总结	126
7.2 未来工作展望	127
参考文献	129
作者简历	151
攻读博士学位期间的学术成果与科研奖励	153

图目录

图 1.1 研究框架示意图	11
图 2.1 变速电动离心水泵的凸运行域.....	32
图 2.2 分段线性松弛示意图	33
图 2.3 CHPD 问题求解策略流程图	35
图 2.4 DER 的再调度策略、主网电力输入和天然气输入功率	36
图 2.5 33 节点配电系统示意图.....	37
图 2.6 节点 10 电压幅值相对节点 18 注入功率的灵敏度系数	38
图 2.7 主动配电系统节点电压幅值	39
图 2.8 电-热综合能源测试系数示意图.....	39
图 2.9 管道 (1, 2) 的温度动态变化过程	40
图 2.10 基于 STD 模型和节点方法的 DHS 温度变化	40
图 2.11 固定流量 CHPD 模型的调度策略	42
图 2.12 CHPD-MISOCP 模型的调度策略	43
图 2.13 自适应逼近算法迭代过程中目标函数值变化曲线	44
图 3.1 集中热力传输损耗模型示意图	50
图 3.2 热力管网供热温度调节示意图	53
图 3.3 热力管网供水流量调节示意图	53
图 3.4 10 节点 EPS+8 节点 DHS 电-热综合能源测试系统示意图	57
图 3.5 供热系统灵活性指标计算结果	58
图 3.6 电-热综合能源系统在不同运行模式下的调度结果	59
图 3.7 不同模式下热网储热水平变化过程	60
图 3.8 电-热综合能源系统在 CF-VST 模式下的灵活性指标灵敏度分析	61
图 3.9 电-热综合能源系统在 VF-VST 模式下的灵活性指标灵敏度分析	62
图 3.10 简化热电联合调度模型温度估计精度	62
图 3.11 电-热综合能源大测试系统示意图	63
图 4.1 有载调压器等效电路图	71
图 4.2 主动配电系统随机滚动优化运行流程图.....	76

图 4.3 随机滚动优化运行递进执行示意图	76
图 4.4 主动配电系统随机滚动优化运行框架组成示意图	77
图 4.5 分布式可再生能源的出力预测值、预测区间和实际值	78
图 4.6 不同预测时间尺度下随机滚动优化运行方法的运行成本和电压调节表现	80
图 4.7 主动配电系统随机滚动优化运行策略	82
图 4.8 四类主动配电系统运行优化方法的效果	83
图 4.9 SRHC 和 OLC 两类方法的电压调节效果	84
图 4.10 节点 18 电压幅值在不同电压约束违反概率下的日波动曲线	84
图 4.11 总运行成本和电压约束违反概率的关系	85
图 4.12 123 节点配网测试系统示意图	85
 图 5.1 CHPS 示意图	98
图 5.2 电力净负荷和热负荷曲线	98
图 5.3 ERD 模型运行策略	99
图 5.4 不含紧缩约束的确定性优化模型运行策略	100
图 5.5 ERD 模型采用 box 和 budget 不确定集合的调度结果	101
图 5.6 不同 budget 系数的运行策略灵敏度分析	101
 图 6.1 微能源网示意图	105
图 6.2 热泵出力不确定性和效率不确定性示意图	111
图 6.3 基于场景的两阶段求解算法流程图	117
图 6.4 典型夏日微能源网确定性协同运行优化结果	120
图 6.5 考虑 DER 出力不确定性的微能源网运行策略	122
图 6.6 考虑内外部不确定性的微能源网运行策略	123
图 6.7 微能源网混合随机区间优化目标函数	123

表目录

表 2.1 DER 非线性能效曲线参数 ^[85, 165]	20
表 2.2 三种灵敏度分析方法的计算精度和计算时间	37
表 2.3 CHPD 凸优化、CHPD-MISOCP 和固定流量 CHPD 模型比较	41
表 2.4 自适应逼近算法和通用非凸求解器对比.....	43
表 3.1 10 节点 EPS+8 节点 DHS 电-热综合能源测试系统参数.....	57
表 3.2 热网不同运行模式下的运行指标比较	60
表 3.3 不同运行模式下电-热综合能源大测试系统的运行指标比较	63
表 3.4 不同运行模式下大测试系统的灵活性指标	63
表 3.5 SCHPD 和 CHPD 模型的计算时间对比	64
表 4.1 33 节点配电系统部分参数	78
表 4.2 随机滚动优化采用序列线性规划的有效性	80
表 4.3 不同不确定性场景下四类主动配电系统运行优化方法的比较	83
表 4.4 SRHC 和 OLC 两类方法的优化方法效果	84
表 4.5 DMPC 和 SRHC 在 33 节点和 123 节点配电测试系统上的表现	86
表 4.6 SRHC 计算时间比较	86
表 5.1 多时段紧缩约束计算时间比较.....	100
表 5.2 DO、RO 和 ERD 模型的计算复杂度	102
表 5.3 DO、RO 和 ERD 模型的运行优化效果	103
表 6.1 DCS 模型所包含的约束	109
表 6.2 HSI 和 DCS 模型的约束映射关系	113
表 6.3 DER 容量、运行边界和维护成本参数 ^[85]	118
表 6.4 办公楼和冷冻室的建筑参数	119
表 6.5 分时电价与气价	119
表 6.6 微能源网 DCS 模型和规则策略比较	119
表 6.7 HSI/STO/INO 模型决策结果的运行成本比较	123
表 6.8 采用不同保守度的可调微能源网运行策略	124

缩写与术语表

ACL	吸收式制冷机 (Absorption Chiller)
BU	电池单元 (Battery Unit)
CF-CST	固定流量固定供热温度 (Constant Flow and Constant Supply Temperature)
CF-VST	固定流量变化供热温度 (Constant Flow and Variable Supply Temperature)
CHP	热电联产 (Combined Heat and Power)
CHPD	热电联合调度 (Combined Heat and Power Dispatch)
CHPS	电-热综合能源系统 (Combined Heat and Power System)
CUOR	组合不确定运行域 (Combined Uncertain Operation Region)
DCHP	分布式热电联产机组 (Distributed Combined Heat and Power Plant)
DCS	确定性优化运行 (Deterministic Coordinated Scheduling)
DER	分布式能源 (Distributed Energy Resource)
DHN	区域供热网络 (District Heating Network)
DHS	区域供热系统 (District Heating System)
DMPC	确定性模型预测控制 (Deterministic Model Predictive Control)
DO	确定性优化 (Deterministic Optimization)
EH	能量枢纽 (Energy Hub)
EPS	电力系统 (Electric Power System)
ERD	高效鲁棒优化 (Efficient Robust Dispatch)
GB	燃气锅炉 (Gas Boiler)
GH	储气罐 (Gas Holder)
HP	热泵 (Heat Pump)
HSI	混合随机区间优化 (Hybrid Stochastic Interval)
HT-GB	高温燃气锅炉 (High-Temperature Gas Boiler)
INO	区间优化 (Interval-Based Optimization)
LT-GB	低温燃气锅炉 (Low-Temperature Gas Boiler)
MEM	微能源网 (Multi-Energy Microgrid)
MINLP	混合整数非线性规划 (Mixed-Integer Nonlinear Programming)
MISOCP	混合整数二阶锥规划 (Mixed-Integer Second-Order Cone Programming)
MOV	最小目标函数值 (Minimum Objective Value)

MPC	模型预测控制 (Model Predictive Control)
NLP	非线性规划 (Nonlinear Programming)
OLC	开环控制 (Open-Loop Control)
PBC	完全信息控制 (Perfect Bound Control)
PDF	概率密度函数 (Probability Density Function)
PtG	电转气设备 (Power to Gas Device)
PV	光伏 (Photovoltaic)
RC	制冷空调 (Refrigeration Conditioner)
RO	鲁棒优化 (Robust Optimization)
SCHPD	简化热电联合调度 (Simplified Combined Heat and Power Dispatch)
SLP	序列线性规划 (Sequential Linear Programming)
SMPC	随机模型预测控制 (Stochastic Model Predictive Control)
SRHC	随机滚动优化 (Stochastic Receding-Horizon Control)
SSM	状态空间模型 (State Space Model)
SSVD	稳态电压波动 (Steady-State Voltage Deviation)
STD	简化热力动态 (Simplified Thermal Dynamic)
STO	随机优化 (Stochastic Optimization)
TGU	火电机组 (Thermal Generation Unit)
TST	热储能装置 (Thermal Storage Tank)
UOR	不确定运行域 (Uncertain Operation Region)
VF-CST	变化流量固定供热温度 (Variable Flow and Constant Supply Temperature)
VF-VST	变化流量变化供热温度 (Variable Flow and Variable Supply Temperature)
WT	风电 (Wind Turbine)

第1章 绪论

1.1 研究背景与意义

日益严峻的环境污染、气候变暖和能源安全等问题使得能源工业体系的转型与升级迫在眉睫。政策支持、技术发展等因素推动光伏、风电等可再生能源的装机容量快速增长。国际可再生能源研究组织 REN21 发布的《2019 年全球可再生能源发展报告》指出^[1]: 2018 年全球新增可再生能源装机容量 181GW (包括风力发电、太阳能发电、水力发电、生物质和地热等)，全年可再生能源发电量占比达到 26%。近年来我国风电、光伏发展迅速，总装机容量已位居世界第一。截至 2019 年底，我国可再生能源发电装机容量已达 7.94 亿千瓦，同比增长 9%^[2]。但是，受限于电力系统运行灵活性不足，我国弃风、弃光现象严重，2019 年全国平均弃风率达 4%^[2]。相比于可再生能源技术应用和商业发展较为迅速的电力工业，供热、供冷等其他形式能源系统受政策和技术限制，可再生能源的部署应用较为缓慢。尽管供热和供冷能量占终端能源消耗的 51%^[1]，只有 10% 来自可再生能源，而这一比例在电力工业中已达到 25%。能源低碳转型仍然面临如何实现多能源系统协同可持续化发展的难题。随着热电联产、热泵、电储能、蓄热/蓄冷、天然气发电等分布式清洁能源技术的快速发展，电力系统与供热/供冷等其他能源系统的能量耦合和信息交互日益加深，逐渐形成以电力系统为核心的区域综合能源系统。依托快速发展的信息技术、分布式发电和储能技术，综合能源系统能够打破传统孤立能源系统之间的壁垒，扩大电力系统控制边界和运行灵活性，促进多能高效互补和源-网-荷协同运行，加速供热/供冷系统的可再生能源渗透^[3, 4]，为提高综合能源利用效率、推动能源系统低碳化转型提供可行路径。2016 年 2 月，国家发展改革委、国家能源局、工业和信息化部联合发布《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》^[5]，通过互联网与能源技术的融合，构建绿色低碳、安全高效的现代综合能源利用体系，并围绕城镇综合能源开发、园区多能互动、虚拟电厂、智慧楼宇等方向公布一系列“互联网+”智慧能源（能源互联网）示范项目。以国家电网、南方电网为代表的国有大型央企和以新奥能源、协鑫光伏为代表的民营企业也积极响应国家能源革命号召，推动综合能源系统的技术发展和工程实践。

区域综合能源系统以电力系统为核心，应用分布式发电、可再生能源、储能和需

求响应，促进电、热、冷、气等多种能源形式的供需互动，以提高区域能源利用效率和可再生能源消纳水平。区域综合能源系统在概念上与能源互联网有很多共通之处。能源互联网以电力系统为枢纽，借助能源系统与互联网技术的深度融合，构建绿色低碳、开放共享的能源生态^[6-9]。目前，国内外企业和科研机构在综合能源领域开展了诸多有益的实践。冀北电网采用蓄热式电锅炉替代高耗能、重污染的散煤取暖，并依托虚拟电厂技术开展电力调峰和实时需求侧响应，预计减排 63.65 万吨二氧化碳，消纳 7.2 亿千瓦时清洁电力^[10]。江苏扬中正在建设首批国家级高比例新能源示范城市，利用当地屋顶光伏、渔光互补电站和江滩风电，提高分布式新能源消纳比例和综合能效^[11]。新奥集团基于物联网和数据智能技术打造泛能网平台，重点针对工业园区和大型公共服务设施，实现区域用电、用热和用气的协同管理，降低能源使用成本和运行维护费用。美国能源部在 2007 年颁布《能源独立与安全法》，利用分布式能源和冷热电联供技术推动主要供用能环节的综合能源发展规划。2020 年，美国能源部资助科罗拉多大学波德分校和乔治华盛顿大学开展关于热电联产、综合储能和电-热区域能源网络的研究工作^[12]。德国于 2008 年启动了 E-Energy 计划，在库克斯港、曼海姆等多地开展试点项目，推动能量梯级利用、信息通信技术和市场化需求响应在电力能源系统中的应用^[13]。丹麦是较早发展分布式能源和区域供热的国家之一，其管辖的博恩霍姆岛在 Ecogrid-EU 项目^[13, 14] 基础上，引入锂电池、电动汽车和储热水箱建设多能互补系统，显著提高可再生能源渗透率。由此可见，综合能源系统是下一代能源系统的转型演进方向，在促进分布式可再生能源的消纳和降低系统综合用能成本方面具有显著作用。

然而，目前学术界关于综合能源系统的研究仍处于起步阶段，在系统建模、运行优化和不确定性分析方面存在诸多尚待深入研究的问题。在综合能源系统网络潮流建模方面，区域热网热力传输过程和配电系统电力潮流有许多相似之处，但在能量传输时长、动态过程时间尺度方面具有显著区别。具体来讲，热力系统的传输载体为热水或高温蒸气，载体经过热网从热源传递到负荷具有明显的时间延迟，对于长达几十千米的供热管网而言可能需要数小时。电力系统优化调度问题一般采用稳态电力潮流模型，忽略电力传输暂态过程，而考虑供热管网热力潮流的热电联合调度问题则必须考虑热力传输时延和供热系统温度动态变化。现有热电联合模型大多基于节点方法^[15] 表征热网节点水温映射关系，虽然在热力仿真分析中具有良好精度，但约束、变量众多，难以直接应用于电-热综合能源系统最优协同调度中。在综合能源系统运行优化方面，电力、热力等能源系统过去彼此孤立运行，其多能源互补和多系统协同运行的收益没有被最大化利用。供热系统与电力系统的能量耦合为扩展电力系统运行边界、提高电力系统

运行灵活性提供了有益补充。得益于供热管网的慢动态、高时延特性，热力系统可以扮演被动热储能的角色，协助电力系统进行削峰填谷，消纳高波动性、强间歇性可再生能源。在不确定性分析与优化方面，分布式可再生能源和各类新型用电设备广泛应用，系统供需双侧呈现显著的多重不确定性风险，综合能源系统的安全和高效运行面临巨大挑战，限制了确定性运行优化方法的应用。现有方法大多基于特定的可再生能源出力场景进行仿真分析和优化计算，无法量化分析系统内外部多重不确定性对系统运行产生的影响。此外，如何提高不确定优化模型的求解效率和算法可扩展性，保证强扰动下综合能源系统的实时功率平衡和在线安全运行也是一项关键研究课题。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 主动配电系统运行优化研究现状

主动配电系统是指可主动控制分布式电源、储能单元、柔性负载等灵活资源，借助拓扑调整实现潮流有效管理的配电系统^[16]。主动配电系统依托能量和信息的双向流动，实现规模化分布式能源的协调管理和可再生能源的积极消纳^[17, 18]。为了验证主动配电系统在需求侧管理、分布式能源接入等方面的效果，应用最新的电力电子技术和通讯技术（如同步相量量测单元、统一潮流控制器），世界各国纷纷开展主动配电系统工程示范项目^[19]，并针对分布式发电调度^[20, 21]、配电系统无功电压控制^[22-24]、配电系统状态估计^[25-27]、电动汽车控制^[28-30]和需求侧管理^[31, 32]等问题进行科学的研究。通过协调供给侧的分布式电源、储能系统和需求侧的灵活负荷，主动配电系统能够降低电力传输损耗^[33]、节省输电线路投资费用^[34]、避免电压波动或线路过载^[35]、提高电力供应可靠性^[36]并有效消纳分布式可再生能源^[37, 38]。借助数据采集与监视控制系统，主动配电系统可以采用集中式运行管理方式，获取关于分布式发电、网络拓扑和潮流以及用电负荷的全局信息，实现分布式可控机组、无功补偿装置、开关和可中断负荷的协调控制。然而，伴随分布式能源设备和拥有不同运营主体微电网的广泛接入，传统的集中式配电系统管理方式面临集中控制鲁棒性低、通信负担与问题规模骤增、无法有效协调多主体利益和隐私等问题。主动配电系统可采用分布式优化^[39, 40]和混合层级能量管理策略^[41-44]，在满足负载和微网分布式自治控制的同时，通过信息交互^[45]和配网重构^[46]协调配电系统分布式可控资源。

为了实现主动配电系统多时间尺度在线优化运行，模型预测控制（Model Predictive Control, MPC）^[47]获得广泛关注^[22, 42, 48]。模型预测控制的核心思想是基于系统的动态预测信息求解有限时间范围内的最优控制问题。模型预测控制与动态最优潮流^[49]、多

时段优化^[50]有很多相似之处。因此，模型预测控制能够有效预测系统未来变化，并系统性地对多变量优化约束进行建模。同时，模型预测控制通过在滚动时间尺度内迭代求解最优控制问题，实现隐性反馈控制。这种特性使得模型预测控制能够有效应对建模误差和量测误差，在提高算法鲁棒性的同时消除诸如动态规划带来的算法复杂度^[49]。文献 [48] 提出了一种利用智能软开关的主动配电网模型预测控制方法；文献 [42] 提出了一种双层电压调节控制策略以实现分布式电源的协调运行。然而，上述模型均采用确定性模型预测控制算法，即分布式不可控发电单元的出力和电力负荷为确定性输入时序。随着分布式可再生能源的广泛接入，主动配电系统的安全和高效运行面临多重不确定性的影响，如可再生能源发电功率波动^[51]、用电负荷变化、设备/线路故障以及政策与市场环境因素等。考虑不确定性的主动配电系统随机运行优化^[52-54]是近年来的研究热点，通过多时间尺度调度^[52]、多场景优化^[55]提高可再生能源消纳比例并降低系统运行控制成本。概率密度函数和场景采样法是主动配电网随机优化中最常用的方法^[56]，其问题规模会随场景数目而显著增长。除此之外，鲁棒优化^[54, 57, 58]和分布式鲁棒优化^[59]通过建立功率扰动的不确定集合或概率分布模糊集，提高主动配电系统能量管理和无功优化算法的鲁棒性。随着智能电表、同步相量量测单元和数据采集与监视控制系统在配电系统中的普及，数据分析和机器学习方法在主动配电网状态估计^[60, 61]和运行控制^[62, 63]中也得到广泛应用。

1.2.2 综合能源系统运行优化研究现状

依托于先进的信息通讯、能量转换和优化控制技术，综合能源系统能够整合分布式灵活资源，实现电、热、冷、气等多种能源系统的互补协同高效运行，降低整体供能成本。综合能源系统涵义较为广泛，从能源输配网络来讲，包含电力、供热/供冷、天然气网络等；从一次能源来讲，包含煤炭、石油、天然气、水能、核能、太阳能、风能、生物质能、潮汐能等；从地理范围来讲，可分为局域综合能源系统^[3, 64, 65]、区域综合能源系统^[66, 67]和广域综合能源系统^[68, 69]，其中局域综合能源系统主要指楼宇、社区、工厂等小范围、分布式、本地化的综合能源系统，区域综合能源系统主要指实现电、热、冷、气多能耦合和区域供给的城区级综合能源系统，广域综合能源系统则指代城市级、跨区域级甚至跨国级的综合能源系统，借助高压输电和天然气传输管道实现能量远距离传输。综合能源系统通过集成电、热、冷、气等多能输配网络，可以显著提高系统整体供能效率^[70-73]。此外，通过协同调度和全系统优化，综合能源系统还能实现高波动性风电、光伏等新能源电力的大规模消纳^[74-76]。冷热电联供系统^[77-83]是一种

典型的局域综合能源系统，通过建立不同能源系统之间的能量耦合关系和梯级利用关系^[64, 70, 84, 85]，显著提高能量转换利用效率，降低综合能源系统协同运行成本。文献[84]分析了社区级微能源系统的多能需求响应灵活性。文献[85]提出了以运行成本和用能费用最小化为目标的冷热电联产系统优化调度方法。除了冷热电联供系统，考虑网络能量潮流约束的电-气综合能源系统^[86-88]和电-热综合能源系统^[89]协同优化运行也是最近的研究热点。电-气综合能源系统的能量耦合元件主要包括燃气机组、电转气设备等，相关研究主要集中在天然气动态传输过程建模^[90]、考虑安全约束的机组组合^[69, 91]、非线性电-气网络潮流求解算法等^[92, 93]。电-热综合能源系统的能量耦合元件主要包括热电联产（Combined Heat and Power, CHP）机组、电动热泵等，相关研究主要集中在电力、热力潮流联合建模^[89, 94, 95]、热电联合调度灵活性分析^[96]等。相比于电-气综合能源系统可能涉及跨地区远距离输送，电-热综合能源系统的地理跨度较小，一般适用于园区或城市级别。

苏黎世联邦理工学院 Göran Andersson 教授首先提出了基于能量枢纽（Energy Hub, EH）的综合能源系统建模方法^[97]。能量枢纽可以理解为一种用于描述综合能源系统能量转换元件输入、输出耦合关系的数学模型。能量枢纽是一种外部描述，利用耦合矩阵表示电、热、气等多种能量形式之间的转化、存储、传输关系^[98]。文献[99]基于能量枢纽模型研究包含电、气等多种能源形式的综合需求响应，并采用分布式算法求解博奕问题的纳什均衡点。基于能量枢纽的综合能源系统建模方法可以扩展至多能网络潮流分析^[98, 100-102]。为了求解包含非线性电力、天然气和热力潮流的多能网络潮流计算和优化问题，文献[93]提出了基于牛顿-拉佛逊法的稳态多能潮流分析模型。文献[103]采用基于多代理体遗传算法实现最优多能潮流问题的解耦并行求解。除此之外，也可以借助分段线性估计方法^[92, 104]或约束转换方法^[105]，通过混合整数线性规划求解考虑安全约束的最优化-气潮流模型。在电-气综合能源系统运行优化方面，通过实现电力网络和天然气网络的耦合运行并考虑天然气网络节点气压动态调节过程，电-气联合调度有助于降低天然气发电成本和气压稳定性^[91]，及时响应天然气系统管道故障造成的电力系统发电充裕度不足或电价波动问题^[106]。在电-热综合能源系统运行优化方面，热电联合调度可以在满足热电联产机组运行边界约束的条件下，最优安排电力和热力联合生产^[107, 108]，并利用热力管网的供热惯性提高新能源消纳比例^[89]。由于电力系统、天然气系统和热力系统属于不同管理主体，综合能源系统的联合调度与集中管理可能存在一定的技术障碍和制度壁垒。分布式求解算法可以保证多主体信息隐私，实现电-热综合能源系统和电-气综合能源系统的分布式解耦运行，典型的策略有 Benders 分解^[109]、

交替方向乘子法^[86, 110] 等。

1.2.3 综合能源系统灵活性评估研究现状

我国是全球可再生能源电力发展最快的国家之一，风电和光伏装机容量位居世界第一。然而，受风速、光照、环境温度等随机自然因素的影响，新能源出力具有显著的间歇性、波动性和不确定性，系统运行调节能力有限，弃风弃光问题十分严峻^[96]。如何提高综合能源系统的运行灵活性，实现可再生能源电力大规模消纳是学界和工业界亟待解决的重要问题。灵活性是指系统能够协调可调度资源维持实时能量供需平衡的能力^[111]，传统以火电机组为主的发电侧调节资源在应对可再生能源接入时面临一定的灵活性不足问题。近年来，随着分布式灵活资源在配电系统的广泛应用，电力、天然气、供热/供冷等多种形式能源系统的依赖关系和能量交互大大加强。通过促进能量互补、激活温控负荷的调度潜力、利用供热/供冷系统系统的固有储能，综合能源系统可以显著提高其运行灵活性^[112]。文献 [74] 从广域和局域能源传输网络两个角度实现了电力系统与供热、供气和供水系统的联合调度，并分析了在可再生能源消纳、降低投资运行成本和提高能源利用效率等方面的益处。具体来讲，热电联产电厂、热泵、燃气锅炉、电转气设备、吸收式制冷机等分布式能源设备^[113-115] 实现了能量在电力、天然气、供热和供冷等不同形式之间的灵活切换，并利用多种形式的储能系统（电池、储气罐、储热缸等）实现了能量的跨时域转移。通过电力系统和天然气系统的联合优化，盈余的可再生能源电力可以通过电转气技术转化成氢气或甲烷注入到天然气管道或地下储气池^[116]，从而提高新能源利用效率。燃气机组的最低技术出力和爬坡速率均优于传统燃煤机组，能够在保证天然气管网安全运行的前提下协助电力系统深度调峰^[117]。对于电-热综合能源系统，由热电联产机组、锅炉、热泵、蓄热装置组成的混合能源系统能够保证电力负荷和热力负荷具有多个供给来源，从而提高能量供给的可靠性和灵活性^[85, 118]。此外，温控负荷和热力管网具有典型的热惯性和慢动态特性^[89]，可以作为被动储能装置参与热电联合调度动态调峰。文献 [96] 引入了电锅炉和储热罐，扩大热电联产机组的运行边界，促进风电基地盈余电力的消纳。文献 [119] 分析了在电-热耦合能源网络中配置多个储热装置所能提供的调度潜力。文献 [120] 通过英国电-气耦合能源输出系统分析不同的电转气技术对于可再生能源消纳、天然气管网运行可靠性和电力系统运行成本的影响。

综合能源系统中各类分布式能源设备和储能装置的配置方案直接决定了系统运行灵活性。相关研究主要关注能源转换枢纽^[121-123]、热电联供系统^[124] 和电-气联合系统^[125]

的规划方案。文献 [121] 提出了考虑电力、热力和天然气负荷的能源枢纽规划模型，确定发电机组、燃气锅炉、热电联产电厂和输电线路的最优容量和规划方案。文献 [126] 提出了考虑能源价格长期不确定性的多能源发电系统规划模型，所提模型为考虑热电联产电厂、热泵、热储能等设备的随机混合整数优化模型，根据英国实际系统算例表明，多能源发电系统能够有效降低系统建设期望成本和运行风险。文献 [125] 提出了电-气联合系统的多阶段、多区域规划模型，所提的混合整数线性规划模型能够最小化系统投资和运行成本，确定所采取的技术类别、位置和连接关系。尽管多能源系统联合调度能够提升系统运行灵活性，但不合理的运行模式和技术手段会制约耦合能源系统的调节潜力，甚至引发连锁故障，综合能源系统灵活性和供能可靠性密切相关^[127, 128]。以热电联产电厂为例，如果热电联产机组只能以固定热电比运行，冬季的热负荷高峰会使得热电联产机组满载工作，从而限制了其向上调峰的能力，并间接导致波动性可再生能源的浪费^[96]。文献 [129] 计算了多能源系统的期望供能可靠性和能量不足期望值，并对能量转换单元进行灵敏度分析。英国采取措施鼓励居民用户使用热泵替代原有的燃料锅炉，通过供热网络的电气化和清洁化改造减少碳排放和空气污染，文献 [130] 采用基于蒙特卡洛仿真的概率计算方法分析了热泵对城市低压配电网的影响。虽然有效的燃气机组调度能够利用天然气资源进行电力系统调峰，但是，天然气价格浮动、管道故障等因素会对电力系统运行可靠性产生负面影响^[106]。文献 [131] 综合考虑电气系统和天然气系统不同的技术特征，在计及天然气网络传输容量限制和天然气供应盈余的基础上评估了联合循环燃气发电厂的最大电力供应能力。

1.2.4 综合能源系统不确定性分析与运行优化研究现状

高比例分布式可再生能源的随机波动对综合能源系统的安全和经济运行带来巨大挑战，综合能源系统运行优化面临外部可再生能源和电、热负荷功率不确定性以及系统内部参数不确定性的多重影响。考虑不确定性的综合能源系统运行优化模型可以根据所采用的方法分为随机优化、鲁棒优化或区间优化等几类。随机优化^[70, 132, 133] 采用概率密度函数（Probability Density Functions, PDFs）表征系统功率不确定性，并通过场景法^[132, 134, 135] 或参数化模型转换进行求解。文献 [136] 基于能源枢纽模型提出了多能潮流系统概率经济调度模型，并采用多代理体遗传算法进行求解。场景法是描述综合能源系统中可再生能源和负荷不确定性的一种通用方法^[70, 132]。文献 [132] 提出了考虑风电出力概率不确定性的电-气综合能源系统多阶段随机优化模型，并通过场景生成与缩减技术转化成确定性优化模型进行求解，分析不同风电渗透水平下英国电-气联合

系统的运行成本。基于机会约束 (Chance Constraints) 的随机优化是另一类常用的不确定优化算法，在考虑安全约束的最优潮流^[137, 138]、交直流混联电网最优潮流^[139]、机组组合^[140]、多能潮流优化^[141] 等问题中得到应用。含机会约束的随机优化模型主要使用采样平均估计、场景近似^[142] 等方法转化求解。如果不确定性参数服从正态分布，则可转换成确定性二阶锥优化问题。文献 [141] 使用 Cornish-Fisher 展开将包含能量传输上限机会约束的多能量枢纽最优潮流问题转化为确定性优化问题，并使用内点法求解非线性优化问题。随机优化所采用的概率分布是量化分析不确定性的有效手段^[143, 144]，但是部分不确定性参数由于数据缺失难以获取精确、可靠的概率分布。

鲁棒优化是另外一种常用的不确定优化方法，使用不确定集合表征参数变化范围^[145-149]。文献 [145] 提出了基于线性控制策略的热电联产机组鲁棒运行模型，最大化日前市场的售电利润。通过将线性控制策略改进为分段线性控制策略^[150]，可以进一步提高鲁棒优化的效果并降低算法保守性。同时，鲁棒优化模型也应用于建筑能源系统能量管理^[146]、热电联产微网^[151] 和能量枢纽优化调度^[152]。基于信息差的热电联合调度模型^[136] 可以同时求解排斥风险和承担风险的运行策略。部分研究^[90, 153, 154] 聚焦电-气综合能源系统的鲁棒运行模型，考虑输电线路和天然气管道的安全约束^[90]，并采用场景集模型转换法^[153] 和多阶段迭代算法^[154] 进行求解。相比于鲁棒优化使用不确定集合描述扰动的变化范围，分布式鲁棒优化采用模糊集表示不确定性参数概率分布的变化范围，并在考虑安全约束的最优潮流^[155]、考虑阻塞约束的机组组合^[156] 和电-气联合调度^[157] 中得到应用。除此之外，区间优化被应用于电-气综合能源系统运行优化^[158] 和社区冷热电微网能量管理^[159]，分别用来表征风电功率和多能负荷的波动范围。区间优化一般采用区间数或模糊集表示能源系统外部注入功率^[160] 或内部参数不确定性。文献 [161] 提出了基于区间-模糊优化的区域能源系统规划模型，并进一步分析可再生能源接入的影响^[162]，但并未考虑多能潮流耦合关系。

1.3 现有研究存在的问题

现有研究存在的问题 1：在区域综合能源系统建模方面，需要研究能够同时满足模型精度和计算效率要求的电-热综合能源系统网络潮流建模方法。在电-热综合能源系统最优调度问题中，电力潮流采用稳态模型而忽略毫秒级别的电力传输暂态过程，而热力传输过程必须考虑分钟甚至小时级别的节点温度变化和热力供给时延。现有的热电联合调度方法一般采用节点模型表征热网能量潮流约束，节点模型将管道出口水温表示为过去时刻管道入口水温的非线性函数，其物理含义较为清晰，能够以较高精度

进行热力传输过程仿真。但是，节点模型需要引入大量非线性方程和逻辑条件，很难直接应用于热电联合最优调度问题。因此，需要从热网建模和求解算法两方面展开研究，在保证热力潮流建模精度的前提下，尽可能降低模型复杂度，并针对考虑供热管网动态过程的热电联合调度问题开发通用、高效的求解算法。

现有研究存在的问题 2：在区域综合能源系统灵活性评估方面，需要研究直观、快速的灵活性评估方法，分析供热系统作为被动热储能装置的快速调节能力。供热系统与电力系统间的能量交互为提升电力系统运行灵活性提供了一种低成本、高可靠性的方式。供热系统中相互连接的供热管网能够储存大量热水，借助热力传输时延和慢温度变化特性，热力管网可以被看作为一种被动储热资源。通过有效的热电联合调度方法可以充分挖掘热力系统在平抑新能源波动、降低电力调峰成本方面的作用。已有关于热电联合调度的研究主要基于特定场景测试热力系统和电力系统协同运行的优势，无法量化分析供热系统作为一种被动储热装置所能提供的功率平衡调节潜力。因此，需要借助热电联合调度算法，构建等效热网储能模型，分析不同热网运行模式对系统调度策略的影响，定量评估供热系统在热电联合调度中能够提供的功率和容量支撑。

现有研究存在的问题 3：在主动配电系统运行优化方面，需要研究适应高比例可再生能源接入的主动配电系统在线运行控制方法。配电系统是实现分布式可再生能源高效和可靠接入的关键环节。主动配电系统通过协调分布式可控电源、储能单元和柔性负载，实现波动性可再生能源的灵活消纳并提高配电系统运行效率。但是，分布式可再生能源和各类新型用电设备的广泛应用使得主动配电网供需双侧呈现显著的不确定性，现有的配电网运行控制方法难以保证强扰动下系统实时功率平衡和运行安全。亟需研究通用和高效的主动配电系统在线滚动优化运行方法，有效表征分布式可再生能源和电力负荷的概率不确定性，协调控制多元分布式灵活资源，并实现含机会约束随机滚动优化问题的高效求解。

现有研究存在的问题 4：在区域综合能源系统鲁棒运行优化方面，需要研究同时具备计算可行性、模型可扩展性和鲁棒性的综合能源系统运行优化方法。针对可再生能源发电和多能负荷的功率区间不确定性，现有的鲁棒优化方法需要在构建鲁棒模型的过程中引入大量辅助变量和辅助约束。对于不确定性变量维度较高的综合能源系统鲁棒优化问题，变量和约束数目的显著增长。这使得综合能源系统在线鲁棒滚动优化计算效率较低，从而影响其应用的可行性和可扩展性。同时，传统的鲁棒算法由于优先满足最坏场景下的模型可行性，普遍过于保守。

现有研究存在的问题 5：在区域综合能源系统不确定性量化分析与决策方面，需

要研究能够考虑系统内外部多重异构不确定性因素的综合能源系统不确定性量化与运行调度方法。针对考虑多重不确定性的综合能源系统运行调度问题，现有的基于鲁棒优化或随机优化的方法普遍面临以下两方面的不足。其一，已有的综合能源系统优化调度方法大多数只考虑了可再生能源或负荷的功率不确定性，而忽视了系统内部参数（如设备能量转换效率）的不确定性；其二，已有的不确定性优化算法无法处理同时包含概率型和区间型不确定变量的混合优化问题。这些问题导致求解得到的综合能源系统运行策略可能仍然无法满足实时调度的要求，甚至在极端情况下完全不可行。因此，亟需研究计算高效且能够处理内外部多重不确定性的综合能源系统运行优化方法。

1.4 本文主要工作与章节安排

为了促进区域综合能源系统的安全高效运行，提高综合能源系统优化调度决策的模型精度和求解效率，全面评估内外部多重不确定性因素对系统运行策略产生的影响，本文从区域综合能源系统建模、灵活性评估和考虑不确定性的运行优化等方面开展研究，从而系统性地提高区域综合能源系统从建模分析到运行优化的全链条分析与优化能力，并为综合能源系统领域其他问题提供理论和方法上的借鉴。本文的研究框架如图1.1所示。首先，针对区域综合能源系统网络潮流建模问题，提出电-热综合能源系统凸优化模型及其求解算法；然后，研究基于广义等效热储能模型的区域综合能源系统灵活性评估方法；最后，按照主动配电系统-电热综合能源系统-电热冷气微能源网的递进关系，提出了考虑供需双侧不确定性的主动配电系统随机滚动运行优化方法，研究电热综合能源系统高效鲁棒优化方法和考虑系统内外部多重不确定性的微能源网多能协同优化运行方法。全文章节安排如下：

第一章为绪论。主要介绍课题研究背景与意义、国内外研究现状、现有研究存在的问题、全文章节安排等。

第二章为考虑非线性网络潮流的区域综合能源系统建模。针对现有综合能源系统模型精度低、计算效率差等问题，从设备建模和网络潮流建模两个层面展开研究。提出基于通用能量转移函数的分布式能源设备建模方法，并基于分段线性逼近方法描述非线性能量转换效率。然后，基于 Z-bus 矩阵推导电力系统线性化潮流模型，在保证潮流估计精度的前提下提高配电系统电力潮流在线计算效率。最后，提出基于简化热力动态模型和约束松弛的电-热综合能源系统凸优化模型，并开发基于分段线性松弛和动态变量分割的自适应求解算法。所提电-热综合能源系统凸优化模型降低了传统节点方法的模型复杂度，有效提高了热电联合调度的求解效率和运行策略经济性。

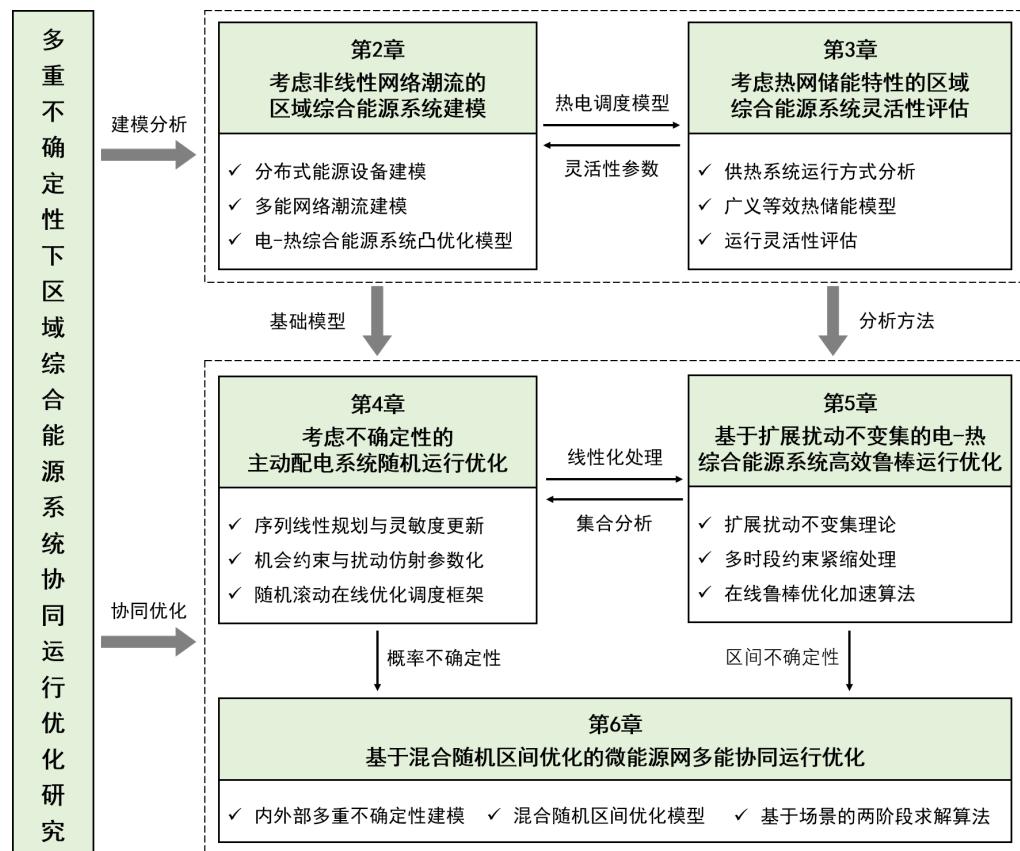


图 1.1 研究框架示意图

第三章为考虑热网储能特性的区域综合能源系统灵活性评估。现有热电联合调度方法大多基于特定场景，分析多能耦合对系统运行成本、可再生能源弃电比例的影响，未能充分挖掘供热系统中固有蓄热能力提供的调度潜力。本章从考虑多种热网运行模式的热电联合调度模型出发，提出一种通用的考虑热网储能特性的区域综合能源系统灵活性评估方法。基于等效热储能模型，评估供热管网作为一种被动热储能装置所能提供的功率支撑和能量支撑。在不依赖于大量热电联合调度仿真分析的情况下，量化分析供热管网在热功率输入、储热水平调节等方面的最大和最小边界，为系统调度人员提供热网灵活性度量和热电联合调度策略参考。

第四章为考虑不确定性的主动配电系统随机运行优化。针对分布式可再生能源和电力负荷的多重不确定性风险，提出考虑多元分布式可控资源的主动配电系统多时间尺度随机滚动优化控制框架。构建含电压机会约束的主动配电网在线随机模型预测控制模型，并采用扰动仿射参数化方法将含机会约束的随机优化问题转化为确定性二阶锥优化问题。采用序列线性规划和第二章所提的基于 Z-bus 矩阵的电力线性化潮流模型，实现主动配电系统潮流灵敏度系数的在线滚动参数更新和策略计算。所提方法在

保证可再生能源灵活接入的前提下有效协调分布式灵活资源，突破了多重不确定性下主动配电系统的在线优化控制难题。

第五章为基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒运行优化。针对现有综合能源系统鲁棒优化模型计算效率低、模型可扩展性差、算法过于保守等问题，基于集合分析和运筹优化理论，研究基于约束紧缩的电-热综合能源系统高效鲁棒优化方法。提出基于对偶范数的直接约束紧缩算法，实现多时段紧缩约束的快速线下计算。然后，通过求解不含不确定性、使用约束紧缩的标称优化问题，获得相对于可再生能源和多能负荷区间功率不确定性的鲁棒运行策略。最后，引入 budget 不确定集合并改进约束紧缩算法，实现算法保守度的灵活调节。所提方法极大提高了传统鲁棒优化算法的求解效率，为综合能源系统在线鲁棒运行奠定方法基础。

第六章为基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化。针对现有优化算法无法同时考虑系统内部参数和外部功率等多重不确定性的问题，融合区间优化、随机优化和多阶段优化等方法，提出基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化模型。该模型采用基于区间凸组合的不确定运行域和基于概率密度函数的场景法，同时处理系统内部参数的区间不确定性和系统外部功率的概率不确定性，并使用基于场景的两阶段算法实现优化模型的高效求解。最后，生成包含概率信息的微能源网区间运行策略，并根据调度人员的风险偏好计算最终的日前提调度策略。所提方法能够同时反应内外部多重不确定性对系统运行策略的影响，并根据调度人员的风险偏好制定更加全面的决策参考。

第七章为总结与展望，总结本文主要工作，并展望未来研究工作。

第2章 考虑非线性网络潮流的区域综合能源系统建模

2.1 引言

区域综合能源系统数学模型主要表征设备运行状态和能量耦合关系，系统协同运行策略优化的基础。由于能量生产和转换设备种类繁多，且电力、热力等不同能源传输网络具有显著的动态特性差异，区域综合能源系统数学模型具有维度高、非线性强等特点，提高综合能源系统模型精度一般以牺牲求解效率为代价。一方面，模型精度直接决定了求解得到的综合能源系统运行策略的可行性和最优性。另一方面，模型精度的提高一般需要引入更多的表征设备和系统运行状态的决策变量和运行约束，包括整数变量（如设备启停状态）和非线性约束（如非线性设备能量转换效率）。因此，区域综合能源系统建模的核心问题是如何平衡模型精度和计算效率这两个目标，在保证求解效率满足实际需求的前提下，尽可能提高区域综合能源系统建模精度。

本章主要从设备/元件建模和网络能量潮流建模两个维度进行研究。在综合能源系统设备建模层面，现有的数学模型大多忽略了分布式能源（Distributed Energy Resources, DERs）的关键运行特性，比如 DER 变工况特性^[84] 和制冷制热性能系数的温变特性^[64, 70, 84, 85]。这些设备运行特性会显著影响系统调度策略优化模型的可行性和决策精度。因此，本章使用通用的能量转移函数表征具有非线性能效的能量生产与转换设备的能量输入-输出关系，并建立分布式多能储能装置的动态储能水平时域模型。

在综合能源系统网络潮流建模层面，本章针对非线性电力潮流模型和热力潮流模型进行改进研究，在保证网络非线性潮流建模精度的前提下提高其应用于多时段运行优化的计算效率。本文所研究的区域综合能源系统主要涉及城市级别配电系统或园区级别微电网，一般采用精度较高的交流潮流模型，以便表征无功功率和系统节点电压变化。含交流潮流约束的运行优化模型为非凸问题，需要依赖于内点法或其他非线性迭代算法才能实现最优电力潮流求解，计算负担大且收敛性不好。为此，本章基于 Z-bus 矩阵建立电力系统迭代线性化潮流模型，与基于 Jacobian 矩阵的电力潮流灵敏度计算方法^[22, 42, 48] 相比，所提方法使用节点注入功率作为灵敏度更新的依据，计算系统节点电压幅值与节点注入功率的映射关系，可以在不使用交流潮流计算结果的前提下提高潮流估计精度。因此，基于 Z-bus 矩阵的线性化电力潮流模型可以在保证计算精度的同

时，提高灵敏度矩阵迭代更新频率，保证含非线性电力潮流优化问题的在线计算效率。

热电联合调度（Combined Heat and Power Dispatch, CHPD）可以实现电-热综合能源系统的协同运行，以达到降低系统运行成本、提高可再生能源接入效率的目的。在热电联合调度中，如何对非线性、非凸的热力潮流进行建模，并实现协同优化模型的高效求解是一个关键问题。相比于电力系统，热力系统具有热力传输时延长、温度动态变化慢等典型特征。考虑慢温度动态的热电联合调度优化模型一般属于非凸非线性规划（Nonlinear Programming, NLP）或混合整数非线性规划（Mixed-Integer Nonlinear Programming）范畴，很难在有限时间内得到最优解^[163]。已有研究大多依赖自定义迭代算法^[89]、启发式算法或通用非线性求解器进行求解，计算效果不佳。此外，已有研究^[119, 164]通常对热力系统运行模式进行限定，使热力系统运行在固定供热流量模式^[119]，以降低问题复杂度。但是，基于固定流量假设的热电联合调度模型显然以牺牲调度策略最优性为代价换取计算效率。为此，本章提出了简化热力动态模型，避免在热电联合调度优化模型中引入大量表征热力传输时延的整数变量和辅助约束。同时，采用约束松弛方法构建电-热综合能源系统凸优化模型，借助凸优化模型较高的求解效率降低热电联合调度优化求解复杂度。所提出的电-热综合能源系统凸优化模型不依赖于任何关于热力系统运行模式的假设，能够处理非线性、非凸电力网络和供热网络潮流约束，提高电-热综合能源系统运行策略优化模型的计算效率和最优性。为了进一步降低协同调度策略的运行成本，提出了基于动态双变量分割的自适应逼近算法，利用分段 McCormick 包络和混合整数二阶锥规划，逐步缩减松弛可行域空间，从而提高松弛质量并降低优化结果的运行成本。

本章具体结构如下：2.2 节介绍了能量生产/转换设备和多能储能装置的数学模型；2.3 节介绍了基于 Z-bus 矩阵的线性化配电潮流模型；2.4 节介绍了基于约束松弛和简化热力动态模型的电-热综合能源系统凸优化模型；2.5 节分别验证了考虑 DER 非线性能效微能源网和线性化电力潮流的建模精度，以及电-热综合能源系统凸优化模型的计算效率和调度策略有效性；2.6 节总结了本章主要工作。

2.2 能量生产/转换设备和多能储能装置建模

区域综合能源系统设备/元件建模主要分为能量生产设备建模、能量转换设备建模和储能装置建模。其中，能量生产设备主要包括分布式热电联产机组（Distributed Combined Heat and Power Plants, DCHPs）和燃气锅炉（Gas Boilers, GBs）。燃气锅炉可根据其产生的热能品质分为高温燃气锅炉（High-Temperature Gas Boilers, HT-GBs）

和低温燃气锅炉 (Low-Temperature Gas Boilers, LT-GBs)。能量转换设备主要包括电转气设备 (Power to Gas Devices, PtGs)、电动热泵 (Heat Pumps, HPs)、电制冷空调 (Refrigeration Conditioners, RCs) 和吸收式制冷机 (Absorption Chillers, ACLs)。多能储能装置主要包括电池单元 (Battery Units, BUS)、热储能装置 (Thermal Storage Tanks, TSTs) 和储气罐 (Gas Holders, GHs) 等。

2.2.1 能量生产与转换设备建模

区域综合能源系统运行优化以能量生产/转换设备的数学模型为基础。对于系统级运行优化而言，技术方案实施人员和系统调度管理人员更关注设备输入/输出等外部特性，而不是其具体内部参数和内部状态变量。因此，为了有效提高系统运行优化的计算效率，满足调度应用的实际需求，采用基于设备外特性的能量转移函数表征能量生产和转换设备的运行特性，并采用分段线性逼近策略进行模型近似处理。能量转移函数可以表示不同分布式能源设备的能量输入-输出转换关系，是一种统一、精简且满足精度要求的分布式能源设备建模方法^[165]。根据不同能量生产和转换设备的运行特性，其能量转移函数可表示为：

$$P_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}(t) = \eta_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}(Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t), \quad (2-1)$$

$$Q_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}(t) = \eta_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}(Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t), \quad (2-2)$$

$$Q_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}(t) = \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}(Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t), \quad (2-3)$$

$$Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(t) = \eta_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(P_{\text{elec}}^{\text{PtG}})P_{\text{elec}}^{\text{PtG}}(t), \quad (2-4)$$

$$Q_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}(t) = \eta_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}(Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}(t), \quad (2-5)$$

$$Q_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}(t) = \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}(Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}(t), \quad (2-6)$$

$$Q_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}(t) = \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}(P_{\text{elec}}^{\text{HP}})P_{\text{elec}}^{\text{HP}}(t), \quad (2-7)$$

$$Q_{\text{cool}}^{\text{RC}}(t) = \eta_{\text{cool}}^{\text{RC}}(P_{\text{elec}}^{\text{RC}})P_{\text{elec}}^{\text{RC}}(t), \quad (2-8)$$

$$Q_{\text{cool}}^{\text{ACL}}(t) = \eta_{\text{cool}}^{\text{ACL}}(Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}})Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}(t), \quad (2-9)$$

其中：式 (2-1)-(2-3) 分别表示分布式热电联产机组的电功率、高温热力和低温热力能量转换方程；式 (2-4)-(2-6) 分别为电转气设备、高温供热燃气锅炉和低温供热燃气锅炉的能量转换方程；供热和供冷单元的能量转换方程如式 (2-7)-(2-9) 所示； $Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t)$ 、 $P_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}(t)$ 、 $Q_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}(t)$ 分别表示分布式热电联产机组在 t 时刻的天然气输入功率、发电功率、高温热力和低温热力输出功率； $\eta_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}$ 、 $\eta_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}$ 和 $\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}$ 分别为热电联产机组发电效率、高温热转换效率和低温热转换效率； $P_{\text{elec}}^{\text{PtG}}(t)$ 和 $Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(t)$ 表示电转

气设备 t 时刻的输入电功率和输出天然气功率; $\eta_{\text{gas}}^{\text{PtG}}$ 表示电转气过程的能量转换效率; $Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}(t)$ 表示高温供热锅炉在 t 时刻的输入天然气功率和输出高温热功率; $\eta_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}$ 表示高温供热燃气锅炉的能量转换效率; $Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}(t)$ 表示低温供热燃气锅炉在 t 时刻的输入天然气功率和输出低温热功率; $\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}$ 表示低温供热锅炉的能量转换效率; $P_{\text{elec}}^{\text{HP}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}(t)$ 表示电动热泵在 t 时刻的输入电功率和输出低温热功率; $\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}$ 表示热泵的能量转换效率; $P_{\text{elec}}^{\text{RC}}(t)$ 和 $Q_{\text{cool}}^{\text{RC}}(t)$ 表示空调在 t 时刻的输入电功率和输出冷功率; $\eta_{\text{cool}}^{\text{RC}}$ 表示空调的能量转换效率; $Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}(t)$ 和 $Q_{\text{cool}}^{\text{ACL}}(t)$ 表示吸收式制冷机在 t 时刻的输入低温热功率和输出冷功率; $\eta_{\text{cool}}^{\text{ACL}}$ 表示吸收式制冷机的能量转换效率。注意公式中的能量转换效率不是常数,而是关于能量输入的非线性函数。这些分布式能源设备的输入功率上下限约束和热电联产机组的启停机约束表述为:

$$v^{\text{DCHP}}(t) \underline{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} \leq Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t) \leq v^{\text{DCHP}}(t) \overline{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}, \quad (2-10)$$

$$v^{\text{PtG}}(t) \underline{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} \leq P_{\text{elec}}^{\text{PtG}}(t) \leq v^{\text{PtG}}(t) \overline{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}}, \quad (2-11)$$

$$v^{\text{HT-GB}}(t) \underline{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}} \leq Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}(t) \leq v^{\text{HT-GB}}(t) \overline{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}, \quad (2-12)$$

$$v^{\text{LT-GB}}(t) \underline{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}} \leq Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}(t) \leq v^{\text{LT-GB}}(t) \overline{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}, \quad (2-13)$$

$$v^{\text{HP}}(t) \underline{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}} \leq P_{\text{elec}}^{\text{HP}}(t) \leq v^{\text{HP}}(t) \overline{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}}, \quad (2-14)$$

$$v^{\text{RC}}(t) \underline{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}} \leq P_{\text{elec}}^{\text{RC}}(t) \leq v^{\text{RC}}(t) \overline{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}}, \quad (2-15)$$

$$v^{\text{ACL}}(t) \underline{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}} \leq Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}(t) \leq v^{\text{ACL}}(t) \overline{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}, \quad (2-16)$$

$$v^{\text{DCHP}}(t) - v^{\text{DCHP}}(t-1) - v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}(t) + v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}(t) = 0, \quad (2-17)$$

$$v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}(t) + v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}(t) \leq 1, \quad (2-18)$$

$$\sum_{\tau=t}^{\min\{t+T_{\text{U}}^{\text{DCHP}}-1, T\}} (v^{\text{DCHP}}(\tau) - v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}(t)) \geq 0, \quad \sum_{\tau=t}^{\min\{t+T_{\text{D}}^{\text{DCHP}}-1, T\}} (1 - v^{\text{DCHP}}(\tau) - v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}(t)) \geq 0, \quad (2-19)$$

其中: 式 (2-10)-(2-13) 分别表示热电联产机组、电转气设备、高温锅炉和低温锅炉的能量输入上下界约束; 式 (2-14)-(2-16) 分别表示热泵、空调和吸收式制冷机的能量输入上下界约束; 约束 (2-17) 表示热电联产机组开停机状态变量和开机/停机动作变量的关系; 约束 (2-18) 表示热电联产机组不能同时开机和停机; 约束 (2-19) 表示最小开机时间和最小停机时间约束; $v^{\text{DCHP}}(t)$ 、 $v^{\text{PtG}}(t)$ 、 $v^{\text{HT-GB}}(t)$ 和 $v^{\text{LT-GB}}(t)$ 分别表示 t 时刻热电联产机组、电转气设备、高温锅炉和低温锅炉的开机状态变量; $v^{\text{HP}}(t)$ 、 $v^{\text{RC}}(t)$ 和 $v^{\text{ACL}}(t)$ 分别表示热泵、空调和吸收式制冷机的开机状态变量; $T_{\text{U}}^{\text{DCHP}}$ 和 $T_{\text{D}}^{\text{DCHP}}$ 分别表示热电联产机组的最小开机时间和最小停机时间。

2.2.2 分布式多能储能装置建模

电池、蓄热和储气等分布式储能装置的储能水平（荷电状态、储热水平等）均受限于时域动态约束，并且储能水平和充放能功率都存在边界约束，可表述为：

$$S^{\text{BU}}(t+1) = \eta^{\text{BU}} S^{\text{BU}}(t) + \Delta T \frac{\eta_{\text{in}}^{\text{BU}} P_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}(t) - P_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}(t)/\eta_{\text{out}}^{\text{BU}}}{C^{\text{BU}}}, \quad (2-20)$$

$$\underline{S}^{\text{BU}} \leq S^{\text{BU}}(t) \leq \bar{S}^{\text{BU}}, S^{\text{BU}}(t)|_{t=1} = S^{\text{BU}}(t)|_{t=T+1}, \quad (2-21)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{BU}} \underline{P}_{\text{elec,in}}^{\text{BU}} \leq P_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}(t) \leq v_{\text{in}}^{\text{BU}} \bar{P}_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}, v_{\text{out}}^{\text{BU}} \underline{P}_{\text{elec,out}}^{\text{BU}} \leq P_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}(t) \leq v_{\text{out}}^{\text{BU}} \bar{P}_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}, \quad (2-22)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{BU}} + v_{\text{out}}^{\text{BU}} \leq 1, \quad (2-23)$$

$$S^{\text{TST}}(t+1) = (1 - \eta^{\text{TST}}) S^{\text{TST}}(t) + \Delta T \frac{\eta_{\text{in}}^{\text{TST}} Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}(t) - \eta_{\text{out}}^{\text{TST}} Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}}(t)}{C^{\text{TST}}}, \quad (2-24)$$

$$\eta_{\text{in}}^{\text{TST}} = (1 - 0.5\eta^{\text{TST}})(1 - \beta_{\text{in}}^{\text{TST}}), \eta_{\text{out}}^{\text{TST}} = (1 - 0.5\eta^{\text{TST}})(1 + \beta_{\text{out}}^{\text{TST}}), \quad (2-25)$$

$$\underline{S}^{\text{TST}} \leq S^{\text{TST}}(t) \leq \bar{S}^{\text{TST}}, S^{\text{TST}}(t)|_{t=1} = S^{\text{TST}}(t)|_{t=T+1}, \quad (2-26)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{TST}} Q_{\text{heat}}^{\text{TST}} \leq Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}(t) \leq v_{\text{in}}^{\text{TST}} \bar{Q}_{\text{heat}}^{\text{TST}}, v_{\text{out}}^{\text{TST}} Q_{\text{heat}}^{\text{TST}} \leq Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}}(t) \leq v_{\text{out}}^{\text{TST}} \bar{Q}_{\text{heat}}^{\text{TST}}, \quad (2-27)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{TST}} + v_{\text{out}}^{\text{TST}} \leq 1, \quad (2-28)$$

$$S^{\text{GH}}(t+1) = \eta^{\text{GH}} S^{\text{GH}}(t) + \Delta T \frac{Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}(t) - Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}}(t)}{C^{\text{GH}}}, \quad (2-29)$$

$$\underline{S}^{\text{GH}} \leq S^{\text{GH}}(t) \leq \bar{S}^{\text{GH}}, S^{\text{GH}}(t)|_{t=1} = S^{\text{GH}}(t)|_{t=T+1}, \quad (2-30)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{GH}} Q_{\text{gas}}^{\text{GH}} \leq Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}(t) \leq v_{\text{in}}^{\text{GH}} \bar{Q}_{\text{gas}}^{\text{GH}}, v_{\text{out}}^{\text{GH}} Q_{\text{gas}}^{\text{GH}} \leq Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}}(t) \leq v_{\text{out}}^{\text{GH}} \bar{Q}_{\text{gas}}^{\text{GH}}, \quad (2-31)$$

$$v_{\text{in}}^{\text{GH}} + v_{\text{out}}^{\text{GH}} \leq 1, \quad (2-32)$$

其中：式(2-20)、(2-24)和(2-29)分别表示电池单元荷电状态、储热装置储热水平和储气罐储气量的时域动态约束；式(2-21)、(2-26)和(2-30)分别为电池单元荷电状态、储热装置储热水平和储气罐储气量的上下限约束以及时域解耦约束；式(2-22)、(2-27)和(2-31)分别为电池单元、储热装置和储气罐充放能功率的上下限约束；式(2-23)、(2-28)和(2-32)分别表示电池单元、储热装置和储气罐不能同时充能和放能；式(2-25)给出了储热装置的充放热效率计算方法； $S^{\text{BU}}(t)$ 为电池单元 t 时刻的荷电水平，其上下限为 $\underline{S}^{\text{BU}}$ 和 \bar{S}^{BU} ； $P_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}(t)$ 和 $P_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}(t)$ 分别表示电池单元 t 时刻的充放电功率，对应的电池充放电状态变量为 $v_{\text{in}}^{\text{BU}}$ 和 $v_{\text{out}}^{\text{BU}}$ ； C^{BU} 表示电池容量； η^{BU} 表示电池的自放电系数； $\eta_{\text{in}}^{\text{BU}}$ 和 $\eta_{\text{out}}^{\text{BU}}$ 分别表示电池单元的充电效率和放电效率； $S^{\text{TST}}(t)$ 为储热装置 t 时刻的储能水平，用%表示，并受限于 $[\underline{S}^{\text{TST}}, \bar{S}^{\text{TST}}]$ 的范围； $Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}}(t)$ 分别表示储热装置 t 时刻的充放热功率，对应的储热装置充放热状态变量为 $v_{\text{in}}^{\text{TST}}$ 和 $v_{\text{out}}^{\text{TST}}$ ； C^{TST} 表示储热

装置的储热容量； η^{TST} 表示储热装置的热损率； $\eta_{\text{in}}^{\text{TST}}$ 和 $\eta_{\text{out}}^{\text{TST}}$ 分别表示储热装置的充热效率和放热效率； $\beta_{\text{in}}^{\text{TST}}$ 和 $\beta_{\text{out}}^{\text{TST}}$ 分别表示储热装置的储热损耗率和放热损耗率； $S^{\text{GH}}(t)$ 表示储气罐 t 时刻的储气水平，处于 $[S^{\text{GH}}, \bar{S}^{\text{GH}}]$ 的范围内；储气罐在 t 时刻的天然气注入功率和天然气流出功率分别为 $Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}(t)$ 和 $Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}}(t)$ ，对应的充气状态变量和放气状态变量为 $v_{\text{in}}^{\text{GH}}$ 和 $v_{\text{out}}^{\text{GH}}$ ； C^{GH} 为储气罐的天然气储存容量； η^{GH} 为储气罐的气体储存密封保存率。

2.2.3 非线性能效和模型近似处理

能量生产和能量转换设备建模还需要考虑 DER 变工况特性、供热制冷设备性能系数温度变化特性对上述模型精度的影响。分布式能源设备的变工况特性是指分布式能源设备的能量转换效率会随着负载水平变化而变化。本章根据已有量测数据采用非线性函数拟合其能量转换效率，并用分段线性化方法将包含非线性约束的优化问题转化成可求解的混合整数线性优化问题。能量生产和转换设备的非线性能量转换效率可采用如下方式表示：

$$\begin{aligned} [\eta_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}, \eta_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}, \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}] &= f^{\text{DCHP}}(Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}), \eta_{\text{gas}}^{\text{PtG}} = f^{\text{PtG}}(P_{\text{elec}}^{\text{PtG}}), \\ \eta_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}} &= f^{\text{HT-GB}}(Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}), \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HT-GB}} = f^{\text{LT-GB}}(Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}), \\ \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} &= f^{\text{HP}}(P_{\text{elec}}^{\text{HP}}), \eta_{\text{cool}}^{\text{RC}} = f^{\text{RC}}(P_{\text{elec}}^{\text{RC}}), \eta_{\text{cool}}^{\text{ACL}} = f^{\text{ACL}}(Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}), \end{aligned} \quad (2-33)$$

式中： $f(\cdot)$ 表示关于能量输入的非线性效率函数，可以通用地表示为多项式函数 $f(x) = \sum_{k=0}^n a_k x^k$ 的形式。

性能系数一般表示供热或制冷机组的工作效率，等于有用热功率或输出冷功率除以设备总做工功率。对于空气源的供热或制冷机组，比如空气源热泵、电动制冷空调等，其性能系数会随着外界环境温度的变化而发生显著变化。例如，空气源热泵在高温天气下具有更高的性能系数，因为室内和室外的温度差较小。已有研究大多假设空气源供热或制冷设备的性能系数为常数，不随外界温度的变化而变化，这会导致模型误差较大，影响运行策略的精度和可行性。本章将电动热泵和空调的性能系数表示为关于外界环境温度的非线性函数，如下式所示：

$$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} = g^{\text{HP}}(\tau_a), \bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{RC}} = g^{\text{RC}}(\tau_a), \quad (2-34)$$

式中： τ_a 表示外界环境温度； $g(\cdot)$ 表示关于外界温度的非线性性能系数函数； $\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}$ 和 $\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{RC}}$ 分别表示热泵和空调的性能系数，即额定满载状态下的能量转换效率 $\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}$ 和 $\eta_{\text{cool}}^{\text{RC}}$ 。

表2.1列出了基于能量转移函数的分布式能源设备非线性能效函数。DER 变工况特性以及热泵和空调性能系数的温度变化特性均表示为归一化能量输入变量或能量输出变量的多项式函数。

DER 的非线性能效函数可采用分段线性方法进行近似处理，常用的方法由凸组合、增量式和多选择法^[166]。这里采用凸组合方法表示通用非线性函数的分段线性逼近结果。假设 DER 非线性能效通用地表示为 $y = f(x)$ ，并引入 n 个分段点 $x_i, i \in \mathbb{I}_1^n$ ，则分段线段数目为 $n - 1$ 。每个分段点对应一个连续变量 $\lambda_i, i \in \mathbb{I}_1^n$ ，每条线段对应一个二元变量 $\beta_i, i \in \mathbb{I}_1^{n-1}$ 。最终， $y = f(x)$ 可表示为：

$$y = \sum_{i=1}^n \lambda_i f(x_i), x = \sum_{i=1}^n \lambda_i x_i, \quad (2-35)$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1, \sum_{i=1}^{n-1} \beta_i = 1, \lambda_i \geq 0, \forall i \in \mathbb{I}_1^n, \quad (2-36)$$

$$\lambda_1 \leq \beta_1, \lambda_n \leq \beta_{n-1}, \lambda_i \leq \beta_{i-1} + \beta_i, \forall i \in \mathbb{I}_2^{n-1}. \quad (2-37)$$

2.3 电力潮流线性化模型

2.3.1 电压幅值和系统网损灵敏度分析

基于 Jacobian 矩阵的灵敏度系数矩阵在配电系统运行优化中应用广泛^[22, 42, 48]，然而，其依赖于完整的交流潮流计算结果。如果不进行交流潮流计算并假设电压是常数（比如 $1.0\angle0^\circ$ ），则对应的 Jacobian 灵敏度矩阵系数误差很大。这种依赖于完整交流潮流计算结果的性质使得基于 Jacobian 矩阵的灵敏度分析方法在滚动在线优化中面临计算负担和计算精度难以平衡的问题。

为了解决上述问题，本章采用基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法，对配电系统非线性潮流进行迭代线性估计，在保证线性估计精度的前提下，提高算法计算效率。基于 Z-bus 矩阵的灵敏度系数是关于节点复数电压 \dot{U}_i 和节点注入复数功率 \tilde{S}_i 的显式表达式^[167]，而基于 Jacobian 矩阵的灵敏度系数仅是关于节点复数电压的函数。简化的基于 Z-bus 矩阵的电力潮流灵敏度系数则假设节点复数电压 \dot{U}_i 为常数（不会更新）。由此可知，简化的基于 Z-bus 矩阵灵敏度系数的线性估计精度高于基于 Jacobian 矩阵的灵敏度系数，因为关于节点注入复数功率 \tilde{S}_i 的部分信息仍可实时更新。因此，简化的基于 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法能够在保证一定线性估计精度的前提下，降低因灵敏度矩阵频繁更新带来的交流潮流计算成本，便于在线滚动优化。本章主要介绍两类基于 Z-bus 矩阵的灵敏度系数计算方法：分别是电压幅值灵敏度系数矩阵和配电系统

表 2.1 DER 非线性能效曲线参数^[85, 165]

DER	能效符号	能效曲线	额定能效
DCHP	$\eta_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}$	$\bar{\eta}_{\text{elec}}^{\text{DCHP}} \times \begin{cases} -0.6445 + 9.8453 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} - 25.0935 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^2 + 26.9910 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^3 - 10.0983 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^4 \\ 4.1849 - 14.4358 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} + 24.3812 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^2 - 17.8728 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^3 + 4.7425 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^4 \end{cases}$	$\bar{\eta}_{\text{elec}}^{\text{DCHP}} = 30.00\%$
DCHP	$\eta_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}} \times \begin{cases} 4.1849 - 14.4358 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} + 24.3812 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^2 - 17.8728 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^3 + 4.7425 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^4 \\ 4.7998 - 5.8523 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} - 10.0351 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^2 + 22.4183 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^3 - 10.3307 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^4 \end{cases}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}} = 35.19\%$
DCHP	$\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}} \times \begin{cases} 4.7998 - 5.8523 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} - 10.0351 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^2 + 22.4183 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^3 - 10.3307 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}})^4 \end{cases}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}} = 13.96\%$
PtG	$\eta_{\text{gas}}^{\text{PtG}}$	$\bar{\eta}_{\text{gas}}^{\text{PtG}} \times \left[0.2867 + 3.4212 \dot{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} - 6.1941 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} \right)^2 + 4.9665 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} \right)^3 - 1.4802 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} \right)^4 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{gas}}^{\text{PtG}} = 48.00\%$
GB	$\eta_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}} \times \left[0.4111 + 7.4968 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}} - 45.7344 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^2 + 160.0692 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^3 - 342.1268 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^4 + 454.6458 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^5 - 367.0183 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^6 + 164.9068 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^7 - 31.6503 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}})^8 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}} = 88.00\%$
GB	$\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}} \times \left[0.4111 + 7.4968 \dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}} - 45.7344 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^2 + 160.0692 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^3 - 342.1268 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^4 + 454.6458 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^5 - 367.0183 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^6 + 164.9068 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^7 - 31.6503 (\dot{Q}_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}})^8 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}} = 90.00\%$
HP	$\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} \times \left[0.8590 + 0.0345 \dot{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}} + 0.0517 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}} \right)^2 + 0.0548 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}} \right)^3 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} = 4.572$
HP	$\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}$	$\bar{\eta}_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} = 1.668655 \times 10^{-6} (\tau_a(t))^3 + 5.077480 \times 10^{-4} (\tau_a(t))^2 + 5.954716 \times 10^{-2} \tau_a(t) + 4.259362$	
RC	$\eta_{\text{cool}}^{\text{RC}}$	$\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{RC}} \times \left[0.3220 + 1.2257 \dot{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}} - 0.4018 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}} \right)^2 - 0.1459 \left(\dot{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}} \right)^3 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{RC}} = 3.642$
RC	$\eta_{\text{cool}}^{\text{RC}}$	$\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{RC}} = -6.668237 \times 10^{-6} (\tau_a(t))^3 + 3.557981 \times 10^{-3} (\tau_a(t))^2 - 2.782560 \times 10^{-1} \tau_a(t) + 8.476853$	
ACL	$\eta_{\text{cool}}^{\text{ACL}}$	$\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{ACL}} \times \left[0.6021 + 1.4176 \dot{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}} - 1.2500 \left(\dot{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}} \right)^2 + 0.2303 \left(\dot{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}} \right)^3 \right]$	$\bar{\eta}_{\text{cool}}^{\text{ACL}} = 0.70$

¹ 表示满载状态下的额定能效。² 表示相对于其额定值的归一化变量。

² 热泵的额定性能系数是在 5°C 环境温度下测量。空调的额定性能系数是在 25°C 环境温度下测量。

网损灵敏度系数矩阵。节点 i 电压幅值相对节点 k 有功注入功率的灵敏度计算公式为：

$$\frac{\partial U_i}{\partial P_k} = \frac{1}{U_i} \Re \left(\bar{U}_i \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial P_k} \right), i \in \mathcal{I}^{\text{IN}}, \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial P_k} = \sum_{j \in \mathcal{I}^{\text{IN}}} -\frac{\dot{Z}_{ij} \bar{S}_j}{\bar{U}_j^2} \frac{\partial \bar{U}_j}{\partial P_k} + \frac{\dot{Z}_{ik} \bar{U}_k}{\bar{U}_k^2}, k \in \mathcal{I}^{\text{IN}}, \quad (2-38)$$

式中： U_i 和 \dot{U}_i 分别表示节点 i 的电压幅值和复数电压； P_k 表示节点 k 的有功注入功率； \bar{S}_j 表示节点 j 的复数注入功率； \dot{Z}_{ij} 表示节点 i 和节点 j 之间的复数阻抗； \Re 表示获取复数中实数部分的运算符； \bar{U}_i 和 \bar{S}_j 分别表示 \dot{U}_i 和 \dot{S}_j 的共轭复数； \mathcal{I}^{IN} 为主动配电网系统中除去松弛节点外的节点集合。节点 i 电压幅值相对节点 k 无功注入功率灵敏度计算公式为：

$$\frac{\partial U_i}{\partial Q_k} = \frac{1}{U_i} \Re \left(\bar{U}_i \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial Q_k} \right), i \in \mathcal{I}^{\text{IN}}, \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial Q_k} = \sum_{j \in \mathcal{I}^{\text{IN}}} -\frac{\dot{Z}_{ij} \bar{S}_j}{\bar{U}_j^2} \frac{\partial \bar{U}_j}{\partial Q_k} - j \frac{\dot{Z}_{ik} \bar{U}_k}{\bar{U}_k^2}, k \in \mathcal{I}^{\text{IN}}, \quad (2-39)$$

式中： Q_k 表示节点 k 的无功注入功率； j 为复数的虚部单位。对于有载调压器，节点 k 电压幅值相对于位于节点 i 和节点 j 之间的有载调压器分接头位置的灵敏度系数为：

$$\begin{aligned} \frac{\partial U_k}{\partial t_{ij}^{\text{OLTC}}} &= \frac{1}{U_k} \Re \left(\bar{U}_k \frac{\partial \dot{U}_k}{\partial t_{ij}^{\text{OLTC}}} \right), \\ \frac{\partial \dot{U}_k}{\partial t_{ij}^{\text{OLTC}}} &= \left(\dot{Z}_{kj} \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}} - \dot{Z}_{ki} \dot{Y}_m^o - \dot{Z}_{ki} \dot{Y}_T^o \right) \frac{\partial \dot{U}_i}{\partial t_{ij}^{\text{OLTC}}} + \\ &\quad \left(\dot{Z}_{ki} \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}} - \dot{Z}_{kj} \dot{Y}_T^o \frac{1}{(k_{ij}^{\text{tap}})^2} \right) \frac{\partial \dot{U}_j}{\partial t_{ij}^{\text{OLTC}}} + \\ &\quad 2 \dot{Y}_T^o \Delta k_{o,ij} \frac{1}{(k_{ij}^{\text{tap}})^3} \dot{Z}_{kj} \dot{U}_j - \\ &\quad \dot{Y}_T^o \Delta k_{o,ij} \frac{1}{(k_{ij}^{\text{tap}})^2} \left(\dot{Z}_{ki} \dot{U}_j + \dot{Z}_{kj} \dot{U}_i \right), \end{aligned} \quad (2-41)$$

式中： t_{ij}^{OLTC} 为节点 i 和节点 j 之间的有载调压器分接头位置； \dot{Y}_m^o 和 \dot{Y}_T^o 分别为第 o 个有载调压器的等效并联导纳和串联导纳； k_{ij}^{tap} 为节点 i 和节点 j 之间的有载调压器变压器相对变比； $\Delta k_{o,ij}$ 表示节点 i 和节点 j 之间的第 o 个有载调压器变压器变比变化步长。

主动配电系统有功网损和无功网损相对于节点 k 的有功注入功率和无功注入功率的灵敏度系数可以通过类似的方法计算得出^[168]，表述为：

$$\frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_k} = 2 \Re \left[\bar{\mathbf{U}}^\top \mathbf{Y}_G \frac{\partial \dot{\mathbf{U}}}{\partial P_k} \right], \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial Q_k} = 2 \Re \left[\bar{\mathbf{U}}^\top \mathbf{Y}_G \frac{\partial \dot{\mathbf{U}}}{\partial Q_k} \right], \quad (2-42)$$

$$\frac{\partial Q_{\text{loss}}}{\partial P_k} = -2 \Re \left[\bar{\mathbf{U}}^\top \mathbf{Y}_B \frac{\partial \dot{\mathbf{U}}}{\partial P_k} \right], \frac{\partial Q_{\text{loss}}}{\partial Q_k} = -2 \Re \left[\bar{\mathbf{U}}^\top \mathbf{Y}_B \frac{\partial \dot{\mathbf{U}}}{\partial Q_k} \right], \quad (2-43)$$

式中： P_{loss} 和 Q_{loss} 分别表示主动配电系统的有功网损和无功网损； \mathbf{Y}_G 和 \mathbf{Y}_B 分别表

示节点导纳矩阵的实数部分和虚数部分； $\frac{\partial \dot{U}}{\partial P_k}$ 和 $\frac{\partial \dot{U}}{\partial Q_k}$ 可分别通过式(2-38)和式(2-39)计算得到。

2.3.2 基于状态空间方程的线性化配电潮流模型

基于上述电压幅值和系统网损灵敏度矩阵，可以得到线性化的配电系统潮流模型。简单来讲，基于 Z-bus 矩阵的线性化电力潮流模型通过构建线性系统状态空间模型来描述电压波动和系统注入功率之间的关系，得到节点电压幅值关于控制变量（如分布式发电机组有功出力、电池储能单元充放电功率等）和扰动变量（如分布式光伏的注入功率、节点有功负荷等）的线性关系。使用符号 \mathbf{x} 、 \mathbf{u} 和 \mathbf{d} 分别表示状态变量（即节点电压幅值）、控制变量（分布式可控单元的节点注入功率等）和扰动变量（分布式可再生能源的注入功率和节点电力负荷），则描述电压波动和控制变量、扰动变量作用关系的状态空间模型可表述为：

$$\mathbf{x}(t+k+1|t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t+k|t) + \hat{\mathbf{B}}\Delta\mathbf{u}(t+k) + \hat{\mathbf{D}}\Delta\mathbf{d}(t+k), \quad (2-44)$$

其中，状态变量 $\mathbf{x}(t+k+1|t)$ 表示 t 时刻配电网络节点电压幅值列向量在 $t+k+1$ 时刻的预测值；控制变量的变化量 $\Delta\mathbf{u}(t+k)$ 表示 $t+k$ 时刻分布式发电机组有功/无功出力、储能单元充放电功率、并联无功补偿电容器无功出力和有载调压器分接头位置的调整量；扰动变量的变化量 $\Delta\mathbf{d}(t+k)$ 表示 $t+k$ 时刻分布式光伏出力、分布式风电出力和系统负荷的波动量； \mathbf{A} 是单位系数矩阵； $\hat{\mathbf{B}}$ 是节点电压幅值相对控制变量的灵敏度矩阵（单位为 p.u./MW 或 p.u./MVar）； $\hat{\mathbf{D}}$ 是节点电压幅值相对扰动变量的灵敏度矩阵。矩阵 $\hat{\mathbf{B}}$ 和 $\hat{\mathbf{D}}$ 中的灵敏度系数可通过式(2-38)-(2-39)计算得出。主动配电系统包含分布式可控发电机、并联可调无功补偿电容器、分布式电池储能、分布式光伏、分布式风电等设备，则主动配电系统的有功和无功功率平衡方程如下所示：

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}} P_i^{\text{cDG}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}} \hat{P}_i^{\text{PV}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}} \hat{P}_i^{\text{WT}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}} P_i^{\text{d,SU}}(t+k) + \\ P_i^{\text{CP}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}} P_i^{\text{c,SU}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{L}}} P_i^{\text{L}}(t+k) = P_{\text{loss}}(t+k), \end{aligned} \quad (2-45)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}} Q_i^{\text{cDG}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}} \hat{Q}_i^{\text{PV}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}} \hat{Q}_i^{\text{WT}}(t+k) + \\ \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{C}}} Q_i^{\text{C}}(t+k) + Q_i^{\text{CP}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{L}}} Q_i^{\text{L}}(t+k) = Q_{\text{loss}}(t+k), \end{aligned} \quad (2-46)$$

式中： $P_i^{\text{cDG}}(t+k)$ 和 $Q_i^{\text{cDG}}(t+k)$ 分别表示 i 节点分布式可控发电机组在 $t+k$ 时刻的有功出力和无功出力； $\hat{P}_i^{\text{PV}}(t+k)$ 和 $\hat{Q}_i^{\text{PV}}(t+k)$ 分别表示 i 节点分布式光伏在 $t+k$ 时刻

的实际有功注入功率和无功注入功率； $\hat{P}_i^{\text{WT}}(t+k)$ 和 $\hat{Q}_i^{\text{WT}}(t+k)$ 分别表示 i 节点分布式风电在 $t+k$ 时刻的实际有功注入功率和无功注入功率； $P_i^{\text{d,SU}}(t+k)$ 和 $P_i^{\text{c,SU}}(t+k)$ 分别表示 i 节点电池在 $t+k$ 时刻的放电功率和充电功率； $P_i^{\text{CP}}(t+k)$ 和 $Q_i^{\text{CP}}(t+k)$ 分别表示配电网和主网的有功交换功率和无功交换功率； $P_i^{\text{L}}(t+k)$ 和 $Q_i^{\text{L}}(t+k)$ 分别表示 i 节点 $t+k$ 时刻有功负荷和无功负荷； $Q_i^{\text{C}}(t+k)$ 表示 i 节点 $t+k$ 时刻无功补偿电容器输出功率； $P_{\text{loss}}(t+k)$ 和 $Q_{\text{loss}}(t+k)$ 分别表示 $t+k$ 时刻配电系统的有功损耗和无功损耗；有功损耗和无功损耗可以通过如下公式进行估计：

$$\mathbf{L}(t+k+1) = \mathbf{A}_{\text{loss}}\mathbf{L}(t+k) + \mathbf{B}_{\text{loss}}\Delta\mathbf{u}(t+k) + \mathbf{D}_{\text{loss}}\Delta\mathbf{d}(t+k), \quad (2-47)$$

式中： $\mathbf{L}(t+k)$ 为网损向量，即 $\mathbf{L}(t+k) = [P_{\text{loss}}(t+k), Q_{\text{loss}}(t+k)]^\top$ ； \mathbf{A}_{loss} 为单位矩阵； \mathbf{B}_{loss} 和 \mathbf{D}_{loss} 分别表示有功/无功网损相对控制变量和扰动变量的灵敏度系数矩阵，其灵敏度系数通过式 (2-42)-(2-43) 计算。

2.4 电-热综合能源系统凸优化模型

热电联产机组和热泵在配电系统中的应用使得电力系统 (Electric Power Systems, EPS) 和区域供热系统 (District Heating Systems, DHS) 的能量耦合日益频繁。热电联合调度主要用于电-热综合能源系统的协同运行调度^[74]。CHPD 可以显著降低综合能源系统的运行成本^[85]，提高可再生能源的接入效率^[96]。在欧洲和中国北部，热力通过供热管网进行集中供应，以提高热量传输效率并降低供热过程的环境污染水平^[169]。因此，在热电联合调度中需考虑供热管网中热水的传输和分配过程。文献 [170] 采用静态的液压-热力方程进行电力潮流和热力潮流的组合分析。这种稳态液压-热力模型虽然考虑了电力和热力潮流的网络节点和回路约束，但忽略了热力传输的时延特性。DHS 的温度动态特性^[89] 可以基于节点方法 (Node Method)^[15, 171] 进行建模，表征热力管网中每个节点水温在不同时刻之间的映射关系。热电联合调度中热力管网的储热特性和运行灵活性也有助于降低系统的整体运行成本，提高分布式可再生能源的接入比例^[119]。

电-热综合能源系统协同调度的一个显著问题是如何处理非线性、非凸的热力潮流模型。一方面，热力系统具有典型的慢时延特性，在建模过程中必须考虑其热力传输的动态过程。另一方面，计及温度动态的热力潮流模型十分复杂，很难实现快速优化求解。已有热电联合调度研究的求解方法大致可分为两类：基于迭代策略的启发式求解算法^[89, 172] 和基于模型假设的求解算法^[119]。基于迭代策略的启发式算法包括元启发式算法 (Metaheuristics) 和定制的迭代求解策略。文献 [173] 提供了关于热电联合调度中元

启发式求解算法的文献综述，如遗传算法（Genetic Algorithm）^[172]、粒子群算法（Particle Swarm Optimization）等。但是，这些元启发式算法不能考虑复杂的电力网络和热力网络潮流约束。另一方面，部分热电联合调度研究采用定制化的迭代求解算法，比如在每次迭代过程中固定热力传输的时间延迟^[89] 或固定热网热水传输流量。这些迭代求解算法可以通过调节算法中的相关参数获得热电联合调度优化问题的求解结果。但是，这些迭代求解算法需要复杂的算法设计和参数调整，并且往往只是针对某些固定的应用场景。此外，部分迭代算法^[89] 依赖于通用的 NLP 求解器（比如 IPOPT^[174]），因为热力系统的节点水温和管道热水流量均为决策变量。NLP 求解器采用内点法（Interior Point Methods）求解非凸问题的局部最优解，可能存在算法无法收敛、存储空间越限等问题。热电联合调度问题的另一类常用求解方法是模型假设。部分研究假设热力系统运行在固定流量模式（Constant-Flow Mode）^[119]。在固定流量模式下，热力潮流模型是线性的，因此计算复杂度大大下降。但是，线性热力潮流模型显然以牺牲算法最优化为代价换取计算性能，因为固定流量的假设排除了大量可能的热电联合调度策略。

为了提高热电联合调度的解质量，降低电-热综合能源系统的运行成本，本章基于模型简化和约束松弛提出热电联合调度凸优化模型。所提出的电-热综合能源系统凸优化模型不依赖于热力系统运行模式的任何假设，适用于通用的热电联合调度模型。凸优化模型保证了算法求解效率，且可以找到凸优化模型的全局最优解。具体来讲，本章采用简化热力动态（Simplified Thermal Dynamic, STD）模型表示热力管网中的温度动态变化，避免像节点方法那样基于 Big-M 方法引入大量整数变量来表达节点温度的映射关系。然后，采用锥松弛和线性松弛将非凸二次等式约束和双线性约束转换成凸约束。由于原问题可行域被扩大，CHPD 凸优化模型和原问题并不完全等价。因此，需要寻找方法缩小松弛可行域空间。本章采用一种基于动态双变量分割和分段 McCormick 包络^[175] 的自适应逼近算法提高松弛质量。双线性约束的变量可行域被逐渐分割成若干区间，以减小松弛可行域的大小。这种自适应逼近算法没有使用一致变量分割方法，而是优先分割那些被显著违反的双线性约束的变量范围，以避免一次性引入大量二元整数变量导致算法求解速度降低。因此，这种动态双变量分割方法能够渐进地提高松弛质量，并平衡其计算资源的需求。

2.4.1 考虑网络潮流约束的热电联合调度模型

和区域供热系统相耦合一般为配电系统。配电系统的分布式电源主要包括分布式燃气发电机组、热电联产电厂、分布式光伏和风电。供热系统的用电设备主要包括水

泵、热泵等。配电系统节点 j 时刻 t 的有功和无功注入功率 $P_{j,t}$ 和 $Q_{j,t}$ 可表示为：

$$P_{j,t} = \sum_{g \in \mathcal{G}_j} P_{g,t}^G + \sum_{c \in \mathcal{C}_j} P_{c,t}^C + \sum_{p \in \mathcal{P}_j} P_{p,t}^{PV} + \sum_{w \in \mathcal{W}_j} P_{w,t}^{WT} - \sum_{(k,l) \in \mathcal{B}_j^{WP}} P_{kl,t}^{WP} - \sum_{h \in \mathcal{H}_j} P_{h,t}^{HP} - P_{j,t}^D, \forall j \in \mathcal{J}, \quad (2-48)$$

$$Q_{j,t} = \sum_{g \in \mathcal{G}_j} Q_{g,t}^G + \sum_{c \in \mathcal{C}_j} Q_{c,t}^C + \sum_{p \in \mathcal{P}_j} Q_{p,t}^{PV} + \sum_{w \in \mathcal{W}_j} Q_{w,t}^{WT} - Q_{j,t}^D, \forall j \in \mathcal{J}, \quad (2-49)$$

其中： $P_{g,t}^G$ 、 $P_{c,t}^C$ 、 $P_{p,t}^{PV}$ 和 $P_{w,t}^{WT}$ 分别表示 t 时刻第 g 个发电机、第 c 个 CHP、第 p 个光伏和第 w 个风机的有功输出功率； $P_{kl,t}^{WP}$ 和 $P_{h,t}^{HP}$ 分别表示 t 时刻管道 (k,l) 上水泵和第 h 个热泵消耗的电功率；这里采用 Q 和对应的上下标表示无功功率； \mathcal{J} 表示电力网络中节点组合； \mathcal{G}_j 、 \mathcal{C}_j 、 \mathcal{P}_j 、 \mathcal{W}_j 和 \mathcal{H}_j 分别为与配电系统节点 j 相连的燃气发电机集合、CHP 集合、光伏集合、风机集合和热泵集合； \mathcal{B}_j^{WP} 表示配电系统节点 j 相连的水泵集合。

配电系统的电力潮流采用支路潮流模型（Branch Flow Model）表示。采用角松弛和锥松弛将非线性交流潮流模型转化为可快速求解的凸优化模型。关于最优电力潮流凸松弛模型，可参考 [176-178]。配电系统节点 j 的有功和无功潮流方程为：

$$P_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij,t} - r_{ij} l_{ij,t}), \forall j \in \mathcal{J}, \quad (2-50)$$

$$Q_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij,t} - x_{ij} l_{ij,t}), \forall j \in \mathcal{J}, \quad (2-51)$$

其中： $P_{ij,t}$ 和 $Q_{ij,t}$ 分别表示 t 时刻配电系统中节点 i 流向节点 j 的有功潮流和无功潮流； r_{ij} 和 x_{ij} 分别表示支路 (i,j) 的支路电阻和支路电抗； $l_{ij,t}$ 表示支路电流幅值的平方；通过节点电压和支路电流定义的支路潮流方程可表示为：

$$v_{j,t} = v_{i,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) l_{ij,t}, \forall (i,j) \in \mathcal{E}, \quad (2-52)$$

$$\left\| 2P_{ij,t}, 2Q_{ij,t}, l_{ij,t} - v_{i,t} \right\|_2 \leq l_{ij,t} + v_{i,t}, \forall (i,j) \in \mathcal{E}, \quad (2-53)$$

其中： $v_{i,t}$ 表示配电系统节点 i 的电压幅值平方； \mathcal{E} 表示配电网的支路集合；发电单元和用电单元的功率边界约束可表示为：

$$\underline{P}_g^G \leq P_{g,t}^G \leq \bar{P}_g^G, \underline{Q}_g^G \leq Q_{g,t}^G \leq \bar{Q}_g^G, \forall g \in \mathcal{G}, \quad (2-54)$$

$$\underline{P}_c^C \leq P_{c,t}^C \leq \bar{P}_c^C, \underline{Q}_c^C \leq Q_{c,t}^C \leq \bar{Q}_c^C, \forall c \in \mathcal{C}, \quad (2-55)$$

$$\underline{P}_h^{HP} \leq P_{h,t}^{HP} \leq \bar{P}_h^{HP}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2-56)$$

$$P_{p,t}^{PV} \leq \bar{P}_{p,t}^{PV}, Q_{p,t}^{PV} = 0, \forall p \in \mathcal{P}, \quad (2-57)$$

$$P_{w,t}^{\text{WT}} \leq \bar{P}_{w,t}^{\text{WT}}, Q_{w,t}^{\text{WT}} = \eta_w^{\text{WT}} P_{w,t}^{\text{WT}}, \forall w \in \mathcal{W}, \quad (2-58)$$

其中 $[\underline{P}_g^G, \bar{P}_g^G]$ 、 $[\underline{P}_c^C, \bar{P}_c^C]$ 和 $[\underline{P}_h^{\text{HP}}, \bar{P}_h^{\text{HP}}]$ 分别表示燃气发电机、CHP 和热泵的有功功率边界； $[\underline{Q}_g^G, \bar{Q}_g^G]$ 和 $[\underline{Q}_c^C, \bar{Q}_c^C]$ 分别表示燃气发电机和 CHP 的无功功率边界；分布式风电运行在固定功率因数状态，其无功-有功功率比为 η_w^{WT} ； \mathcal{G} 、 \mathcal{C} 、 \mathcal{P} 、 \mathcal{W} 和 \mathcal{H} 分别代表分布式燃气发电机、CHP、分布式光伏、风机和热泵的集合；功率爬坡约束表示为：

$$|\Delta P_{g,t}^G| \leq \Delta \bar{P}_g^G, |\Delta Q_{g,t}^G| \leq \Delta \bar{Q}_g^G, \forall g \in \mathcal{G}, \quad (2-59)$$

$$|\Delta P_{c,t}^C| \leq \Delta \bar{P}_c^C, |\Delta Q_{c,t}^C| \leq \Delta \bar{Q}_c^C, \forall c \in \mathcal{C}, \quad (2-60)$$

$$|\Delta P_{h,t}^{\text{HP}}| \leq \Delta \bar{P}_h^{\text{HP}}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2-61)$$

其中： $\Delta \bar{P}_{g,t}^G$ 、 $\Delta \bar{P}_{c,t}^C$ 和 $\Delta \bar{P}_{h,t}^{\text{HP}}$ 分别表示燃气发电机、CHP 和热泵的有功功率爬坡速率最大值； $\Delta \bar{Q}_{g,t}^G$ 和 $\Delta \bar{Q}_{c,t}^C$ 分别表示燃气发电机和 CHP 的无功功率爬坡限制。节点电压幅值和支路电流幅值的约束可表示为：

$$\underline{v}_j \leq v_{j,t} \leq \bar{v}_j, \forall j \in \mathcal{J}, l_{ij,t} \leq \bar{l}_{ij}, \forall (i, j) \in \mathcal{E}, \quad (2-62)$$

其中： \underline{v}_j 和 \bar{v}_j 分别为电压幅值平方的上界和下界； \bar{l}_{ij} 为电流幅值平方的最大值。

区域供热系统建模分为两部分：液压和热力。液压方程主要确定供热系统的水压分布和热水流量分布。热力方程主要刻画管网内热水的温度变化。热力系统的液压动态过程的时间长度在秒级，而温度动态则相对缓慢，热力从热源传播到热负荷可能需要几个小时^[15]。因此，液压过程采用稳态模型，而热力过程采用准动态模型。

热力管网中的水流假设是单一维度（轴向）且不可压缩的。因此，热水分布服从连续性方程，即任一节点的流入热水流量等于流出热水流量，表示为：

$$m_{k,t}^{\text{in}} - m_{k,t}^{\text{out}} = \sum_{l:k \rightarrow l} m_{kl,t} - \sum_{j:j \rightarrow k} m_{jk,t}, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-63)$$

式中： $m_{k,t}^{\text{in}}$ 和 $m_{k,t}^{\text{out}}$ 分别表示 t 时刻热力系统节点 k 的注入和流出热水流量； $m_{kl,t}$ 表示 t 时刻热力管网 (k, l) 的管道热水流量； $m_{jk,t}$ 表示 t 时刻热力系统从节点 j 到节点 k 的管道热水流量； \mathcal{N} 表示热力系统节点集合。热力管网的水流从高水压节点流向低水压节点；主要压强损失来自于水流和管道内壁的摩擦，次要压强损失来自于管道衔接和弯曲部分的湍流压损^[179]。主要压强损失的大小与水流速度、管道直径和内部粗糙度等因素有关，表示为：

$$p_{k,t}^S - p_{l,t}^S = \mu_{kl} m_{kl,t}^2, p_{l,t}^R - p_{k,t}^R = \mu_{kl} m_{lk,t}^2, \forall (k, l) \in \mathcal{B}, \quad (2-64)$$

其中： $p_{k,t}^S$ 和 $p_{k,t}^R$ 分别表示供水网络和回水网络中节点 k 在 t 时刻的压强； \mathcal{B} 表示热力系统的管道集合；管道 (k,l) 的摩擦系数 μ_{kl} 可表示为：

$$\mu_{kl} = f_{kl}^D c_{\text{Pa}}^m \frac{8L_{kl}}{D_{kl}^5 \rho_w^2 \pi^2 g_a}, f_{kl}^D = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\frac{\epsilon}{3.7 D_{kl}} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2}, \quad (2-65)$$

式中： f_{kl}^D 表示 Darcy-Weisbach 摩擦系数； c_{Pa}^m 将以米为单位的压强水头转化为压强； L_{kl} 和 D_{kl} 分别表示管道 (k,l) 的长度和直径； ρ_w 表示水密度； g_a 表示重力加速度； ϵ 表示管道内部粗糙度； Re 为 Reynolds 常数^[179]。次要压强损失主要来自热交换器处的减速器和弯曲部分，可表示为：

$$p_{k,t}^S - p_{k,t}^R = \frac{f_k^m c_{\text{Pa}}^m (m_{k,t}^{\text{out}})^2}{2g_a \rho_w^2 A_k^2} + \Delta p_{k,t}^{\text{VL}}, \Delta p_{k,t}^{\text{VL}} \geq 0, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-66)$$

式中： f_k^m 为次要压强损失系数； A_k 为热交换器的横截面积；供热网络的某些节点会安装调压阀，以实现平衡的水力工况。 $\Delta p_{k,t}^{\text{VL}}$ 表示减压阀在节点 k 提供的压强差。水泵用于提高水压，以克服热水在管网循环过程中的主要和次要压强损失。这里考虑变速电动离心泵，并用水泵特性曲线表示^[180] 其运行边界。水泵压强差和水泵水流量的关系可表示为：

$$p_{l,t}^S - p_{k,t}^S = c_{\text{Pa}}^m w_{kl,t}^2 \left(\gamma_{kl}^1 - \gamma_{kl}^2 \left(\frac{m_{kl,t}}{\rho_w w_{kl,t}} \right)^{\gamma_{kl}^3} \right), \forall (k,l) \in \mathcal{B}^{\text{WP}}, \quad (2-67)$$

其中： $w_{kl,t}$ 表示无量纲的相对水泵转速； γ_{kl}^1 、 γ_{kl}^2 和 γ_{kl}^3 分别表示实验数据估计得到的水泵系数； \mathcal{B}^{WP} 为电动离心泵集合。水泵消耗的电力可表示为：

$$P_{kl,t}^{\text{WP}} = \frac{m_{kl,t} (p_{l,t}^S - p_{k,t}^S)}{\eta_{kl}^{\text{WP}} \rho_w}, P_{kl,t}^{\text{WP}} \leq \bar{P}_{kl}^{\text{WP}}, \forall (k,l) \in \mathcal{B}^{\text{WP}}, \quad (2-68)$$

式中： η_{kl}^{WP} 为水泵效率； \bar{P}_{kl}^{WP} 为水泵用电功率最大值。节点水压和流量约束表示为：

$$\underline{p}_k^S \leq p_{k,t}^S \leq \bar{p}_k^S, \underline{p}_k^R \leq p_{k,t}^R \leq \bar{p}_k^R, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-69)$$

$$\underline{m}_{kl} \leq m_{kl,t} \leq \bar{m}_{kl}, \forall (k,l) \in \mathcal{B}, \underline{m}_k \leq m_{k,t}^{\text{in}}, m_{k,t}^{\text{out}} \leq \bar{m}_k, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-70)$$

式中： $[\underline{p}_k^S, \bar{p}_k^S]$ 和 $[\underline{p}_k^R, \bar{p}_k^R]$ 分别表示供水网络和回水网络中节点水压边界限制； $[\underline{m}_{kl}, \bar{m}_{kl}]$ 和 $[\underline{m}_k, \bar{m}_k]$ 表示水流量限制。

本文主要考虑 CHP 电厂和热泵作为热力系统的热源。CHP 和热泵的在 t 时刻的热力输出功率表示为：

$$H_{c,t}^C = \eta_c^C P_{c,t}^C, \forall c \in \mathcal{C}, H_{h,t}^{\text{HP}} = \eta_h^{\text{HP}} P_{h,t}^{\text{HP}}, \forall h \in \mathcal{H}, \quad (2-71)$$

式中： $H_{c,t}^C$ 和 $H_{h,t}^{\text{HP}}$ 分别表示第 c 个 CHP 和第 h 个热泵在 t 时刻的热输出功率； η_c^C 和 η_h^{HP} 分别表示 CHP 的热电比和热泵的性能系数；热量通过热交换进入或流出热力系统，由热水流量和温度升高/降低幅度的乘积确定。热源和热负荷的热力交换过程可表示为：

$$\sum_{c \in \mathcal{C}_k} H_{c,t}^C + \sum_{h \in \mathcal{H}_k} H_{h,t}^{\text{HP}} = c_w m_{k,t}^{\text{in}} (T_{k,t}^{\text{S,in}} - T_{k,t}^{\text{R}}), \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-72)$$

$$H_{k,t}^D = c_w m_{k,t}^{\text{out}} (T_{k,t}^{\text{S}} - T_{k,t}^{\text{R,out}}), \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-73)$$

式中： $T_{k,t}^{\text{S,in}}$ 和 $T_{k,t}^{\text{R}}$ 分别表示热力系统节点 k 热源的供热温度和回水网络节点 k 的节点水温； $T_{k,t}^{\text{S}}$ 和 $T_{k,t}^{\text{R,out}}$ 分别表示供水网络节点 k 的节点水温和节点 k 热负荷的回热温度； $H_{k,t}^D$ 表示热力系统节点 k 在 t 时刻的热负荷； c_w 表示水比热容； \mathcal{C}_k 和 \mathcal{H}_k 分别表示热力系统中与节点 k 相连的 CHP 和热泵集合。假设热力系统中任一节点处的注入水流充分混合，根据能量守恒法则，节点温度混合过程可表示为：

$$T_{l,t}^{\text{S}} = \frac{T_{l,t}^{\text{S,in}} m_{l,t}^{\text{in}} + \sum_{k:k \rightarrow l} T_{kl,t}^{\text{S,out}} m_{kl,t}}{m_{l,t}^{\text{in}} + \sum_{k:k \rightarrow l} m_{kl,t}}, \forall l \in \mathcal{N}, \quad (2-74)$$

$$T_{k,t}^{\text{R}} = \frac{T_{k,t}^{\text{R,out}} m_{k,t}^{\text{out}} + \sum_{l:l \rightarrow k} T_{lk,t}^{\text{R,out}} m_{lk,t}}{m_{k,t}^{\text{out}} + \sum_{l:l \rightarrow k} m_{lk,t}}, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-75)$$

式中： $T_{kl,t}^{\text{S,out}}$ 和 $T_{lk,t}^{\text{R,out}}$ 分别表示供水网络和回水网络中管道 (k,l) 的出口水温。管道入口水温和节点水温的关联关系可表示为：

$$T_{kl,t}^{\text{S,in}} = T_{k,t}^{\text{S}}, T_{lk,t}^{\text{R,in}} = T_{l,t}^{\text{R}}, \forall (k,l) \in \mathcal{B}, \quad (2-76)$$

式中： $T_{kl,t}^{\text{S,in}}$ 和 $T_{lk,t}^{\text{R,in}}$ 分别表示供水网络和回水网络中管道 (k,l) 的入口水温。

热力传输时延通过传统的节点方法表示^[15, 171]。简单来讲，节点方法忽略了管道内部的温度变量及其变化过程，只建立管道端口温度映射关系，将管道出口水温表示为过去多个时刻管道入口水温的非线性组合。供水网络中不考虑温度损耗的管道 (k,l) 出口水温 $\dot{T}_{kl,t}^{\text{S,out}}$ 可表示为：

$$\dot{T}_{kl,t}^{\text{S,out}} = \frac{(M_{kl,t}^{\text{st}} - M_{kl}) T_{kl,t-t_{kl,t}^{\text{st}}}^{\text{S,in}} + \Delta_{kl,t}^{\text{S}} + (m_{kl,t} \Delta t + M_{kl} - M_{kl,t}^{\text{ed}}) T_{kl,t-t_{kl,t}^{\text{ed}}}^{\text{S,in}}}{m_{kl,t} \Delta t}, \quad (2-77)$$

式中： Δt 表示时间步长；时间延迟 $t_{kl,t}^{\text{st}}$ 和 $t_{kl,t}^{\text{ed}}$ 表示热水 t 时刻在管道 (k,l) 中的流动时间，表示为：

$$t_{kl,t}^{\text{st}} = \min \left\{ \zeta \geq 0; \sum_{\tau=t-\zeta}^t m_{kl,\tau} \Delta t > M_{kl} \right\}, \quad (2-78)$$

$$t_{kl,t}^{\text{ed}} = \min \left\{ \zeta \geq 0; \sum_{\tau=t-\zeta}^t m_{kl,\tau} \Delta t > M_{kl} + m_{kl,t} \Delta t \right\}. \quad (2-79)$$

其他辅助变量，如 M_{kl} , $M_{kl,t}^{\text{st}}$ 、 $M_{kl,t}^{\text{ed}}$ 和 $\Delta_{kl,t}^{\text{s}}$ ，可表示为：

$$M_{kl} = \frac{\pi L_{kl} D_{kl}^2 \rho_w}{4}, M_{kl,t}^{\text{st}} = \sum_{\tau=t-t_{kl,t}^{\text{st}}}^t m_{kl,\tau} \Delta t, \quad (2-80)$$

$$M_{kl,t}^{\text{ed}} = \begin{cases} \sum_{\tau=t-t_{kl,t}^{\text{ed}}+1}^t m_{kl,\tau} \Delta t, & t_{kl,t}^{\text{ed}} > t_{kl,t}^{\text{st}}, \\ M_{kl,t}^{\text{st}}, & t_{kl,t}^{\text{ed}} = t_{kl,t}^{\text{st}} \end{cases}, \quad (2-81)$$

$$\Delta_{kl,t}^{\text{s}} = \sum_{\tau=t-t_{kl,t}^{\text{ed}}+1}^{t-t_{kl,t}^{\text{st}}-1} m_{kl,\tau} \Delta t T_{kl,\tau}^{\text{s,in}}, \quad (2-82)$$

式中： M_{kl} 表示管道 (k,l) 中热水总质量； $M_{kl,t}^{\text{st}}$ 和 $M_{kl,t}^{\text{ed}}$ 表示热水流量在不同时刻的累加。考虑到热力传播过程中的热量损耗，管道 (k,l) 在 t 时刻的实际出口温度 $T_{kl,t}^{\text{s,out}}$ 可表示为：

$$T_{kl,t}^{\text{s,out}} = T_t^{\text{GD}} + (\dot{T}_{kl,t}^{\text{s,out}} - T_t^{\text{GD}}) \times \exp \left\{ -\frac{\lambda_{kl} \Delta t}{A_{kl} \rho_w c_w} \left(t_{kl,t}^{\text{st}} + \frac{1}{2} + \frac{M_{kl,t}^{\text{ed}} - M_{kl,t}^{\text{st}}}{m_{kl,t} - t_{kl,t}^{\text{st}} \Delta t} \right) \right\}, \quad (2-83)$$

式中： T_t^{GD} 表示地面温度； λ_{kl} 表示管道 (k,l) 的热传导系数 (W/m/K)。回水网络中的热力传播过程可以通过类似的方法得出。节点方法的图形表示可参考文献 [89]。热力系统节点水温的边界约束可表示为：

$$\underline{T}_k^{\text{s}} \leq T_{k,t}^{\text{s}}, T_{k,t}^{\text{s,in}} \leq \bar{T}_k^{\text{s}}, \underline{T}_k^{\text{R}} \leq T_{k,t}^{\text{R}}, T_{k,t}^{\text{R,out}} \leq \bar{T}_k^{\text{R}}, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-84)$$

式中： $[\underline{T}_k^{\text{s}}, \bar{T}_k^{\text{s}}]$ 和 $[\underline{T}_k^{\text{R}}, \bar{T}_k^{\text{R}}]$ 分别表示供水网络和回水网络中节点水温的上下边界。

2.4.2 简化热力动态模型

如式 (2-77)-(2-83) 所示，节点方法采用复杂的非线性约束（如式 (2-83) 中的指数项）和逻辑条件（如时间延迟 (2-78) 和 (2-79)）表示热力系统的温度变化过程和热量传输损耗。总的来说，节点方法是准确且便于理解的，但其很难直接应用于优化问题中。例如，不考虑热量损耗的管道出口温度 $\dot{T}_{kl,t}^{\text{s,out}}$ 是关于时刻 $\tau = t - t_{kl,t}^{\text{ed}}$ 到 $\tau = t - t_{kl,t}^{\text{st}}$ 的管道入口温度 $T_{kl,\tau}^{\text{s,in}}$ 的函数。其中的时间延迟 $t_{kl,t}^{\text{st}}$ 和 $t_{kl,t}^{\text{ed}}$ 均为决策变量，且需要满足逻辑条件 (2-78) 和 (2-79)，故温度变化方程 (2-77) 是不确定的约束。为了将 (2-77)-(2-79) 写成优化问题中确定的约束，必须通过 Big-M 方法引入辅助整数变量^[181]。引入的辅助整数变量个数正比于管道数目、时间长度和最大热力传输延迟。

为了避免节点方法引入的逻辑约束和辅助整数变量，本章基于热力系统准动态模型提出了简化热力动态 STD 模型。热力系统的温度动态和热量传播可以通过一组偏微分方程表示^[15]，如下所示：

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{m}{A\rho_w} \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\lambda}{A\rho_w c_w} (T - T^{GD}) = 0, \quad (2-85)$$

式中： T 和 m 分别表示热水温度和热水流量； T^{GD} 表示管道周围的环境温度； λ 表示管道热传输系数（W/m/K）。采用一阶有限差分估计偏微分方程中关于时间 t 和距离 x 的导数。这类差分过程被应用于热力系统中的每个管道。最终，供水网络中的温度动态过程可表示为：

$$\frac{T_{kl,t}^S - T_{kl,t-1}^S}{\Delta t} + \frac{m_{kl,t}}{A_{kl}\rho_w} \frac{T_{kl,t}^{S,out} - T_{kl,t}^{S,in}}{L_{kl}} + \frac{\lambda_{kl}}{A_{kl}\rho_w c_w} (T_{kl,t}^S - T_t^{GD}) = 0, \quad (2-86)$$

式中： $T_{kl,t}^S = (T_{kl,t}^{S,in} + T_{kl,t}^{S,out})/2$ 表示管道 (k, l) 在 t 时刻的平均供热温度。该公式表明管道 (k, l) 的水温取决于热量输入和对外散热。同样地，回水网络中的温度变化过程可表示为：

$$\frac{T_{lk,t}^R - T_{lk,t-1}^R}{\Delta t} + \frac{m_{lk,t}}{A_{kl}\rho_w} \frac{T_{lk,t}^{R,out} - T_{lk,t}^{R,in}}{L_{kl}} + \frac{\lambda_{kl}}{A_{kl}\rho_w c_w} (T_{lk,t}^R - T_t^{GD}) = 0, \quad (2-87)$$

式中： $T_{lk,t}^R = (T_{lk,t}^{R,out} + T_{lk,t}^{R,in})/2$ 表示管道 (k, l) 在 t 时刻的平均回热温度。简化热力动态模型可以考虑供热管道的热储存效应、热量对外损耗和热力传输时延。式 (2-86) 和 (2-87) 可以引入 CHPD 模型，替代节点方法的 (2-77)-(2-83)，从而避免复杂的非线性约束和逻辑条件，提高热电联合调度模型的求解效率。

2.4.3 二次等式约束和双线性约束的凸松弛

热电联合调度模型的非凸约束主要包括二次等式约束和双线性约束。二次等式约束包括主要压强损失 (2-64) 和次要压强损失 (2-66)。双线性约束主要包括水泵用电功率 (2-68)、热力传输方程 (2-72) 和 (2-73)、节点水温混合方程 (2-74) 和 (2-75) 以及简化热力动态模型 (2-86) 和 (2-87)。通过锥松弛和线性松弛将非凸优化问题转化为二阶锥优化（Second-Order Cone Programming, SOCP）问题。

二次等式约束可以通过二阶锥松弛转换为二阶锥约束，只需将二次等式约束替换为二次不等式约束，并添加线性的上限约束即可。主要和次要压强损失可因此表示为：

$$p_{k,t}^S - p_{l,t}^S \geq \mu_{kl} m_{kl,t}^2, \forall (k, l) \in \mathcal{B}, \quad (2-88)$$

$$p_{k,t}^S - p_{l,t}^S \leq \mu_{kl} [(\bar{m}_{kl,t} + \underline{m}_{kl,t}) m_{kl,t} - \bar{m}_{kl,t} \underline{m}_{kl,t}], \forall (k, l) \in \mathcal{B}, \quad (2-89)$$

$$p_{l,t}^R - p_{k,t}^R \geq \mu_{kl} m_{lk,t}^2, \forall (k,l) \in \mathcal{B}, \quad (2-90)$$

$$p_{l,t}^R - p_{k,t}^R \leq \mu_{kl} [(\bar{m}_{kl,t} + \underline{m}_{kl,t})m_{lk,t} - \bar{m}_{kl,t}\underline{m}_{kl,t}], \forall (k,l) \in \mathcal{B}, \quad (2-91)$$

$$p_{k,t}^S - p_{k,t}^R \geq \frac{f_k^m c_{Pa}^m (m_{k,t}^{\text{out}})^2}{2g_a \rho_w^2 A_k^2}, \forall k \in \mathcal{N}, \quad (2-92)$$

$$p_{k,t}^S - p_{k,t}^R \leq \frac{f_k^m c_{Pa}^m}{2g_a \rho_w^2 A_k^2} [(\bar{m}_{k,t}^{\text{out}} + \underline{m}_{k,t}^{\text{out}})m_{k,t}^{\text{out}} - \bar{m}_{k,t}^{\text{out}}\underline{m}_{k,t}^{\text{out}}], \forall k \in \mathcal{N}. \quad (2-93)$$

双线性约束可通过线性松弛转化为线性约束，线性松弛采用 McCormick 包络将双线性项的可行域扩展为多面体凸包。具体而言，热转移方程 (2-72) 可以被松弛为：

$$H_{k,t}^D \geq c_w \underline{m}_k (T_{k,t}^S - T_{k,t}^{R,\text{out}}) + c_w m_{k,t}^{\text{in}} (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R) - c_w \underline{m}_k (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R), \quad (2-94)$$

$$H_{k,t}^D \geq c_w \bar{m}_k (T_{k,t}^S - T_{k,t}^{R,\text{out}}) + c_w m_{k,t}^{\text{in}} (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R) - c_w \bar{m}_k (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R), \quad (2-95)$$

$$H_{k,t}^D \leq c_w \underline{m}_k (T_{k,t}^S - T_{k,t}^{R,\text{out}}) + c_w m_{k,t}^{\text{in}} (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R) - c_w \underline{m}_k (\bar{T}_k^S - \bar{T}_k^R), \quad (2-96)$$

$$H_{k,t}^D \geq c_w \bar{m}_k (T_{k,t}^S - T_{k,t}^{R,\text{out}}) + c_w m_{k,t}^{\text{in}} (T_k^S - \bar{T}_k^R) - c_w \bar{m}_k (T_k^S - \bar{T}_k^R), \quad (2-97)$$

其中：热转移方程 (2-72) 被替换为四组线性不等式约束 (2-94)-(2-97)，其他双线性约束也可以通过类似方式进行线性松弛。

除此之外，表示水泵运行特性的约束 (2-67) 也是非凸的。但是，系数 γ_{kl}^3 的取值一般为 2 左右^[180]。因此，可以基于二次不等式约束构建水泵的凸运行域。水泵相对转速 $w_{kl,t}$ 可以通过枚举法消除。图2.1展示了水泵的凸运行域，其水泵参数为 $\gamma^1 = 99.02, \gamma^2 = 57.74, \gamma^3 = 2.156$ 。红色、蓝色和黑色虚线分别表示相对转速 w 为 0.5、0.75 和 1.0 时的水泵运行特性曲线。阴影区域表示水泵的凸运行域，表示为：

$$p_{l,t}^S - p_{k,t}^S \leq c_{Pa}^m \gamma_{kl}^1 - c_{Pa}^m \gamma_{kl}^2 \frac{m_{kl,t}^2}{\rho_w^2}, \forall (k,l) \in \mathcal{B}^{\text{WP}}. \quad (2-98)$$

2.4.4 自适应逼近求解算法

如果双线性项的变量是连续变量，则基于 McCormick 包络的线性松弛不是紧的。为了提高松弛质量，可以采用分段线性松弛缩小松弛可行域空间。简便起见，这里对通用双线性约束 $z = cxy$ 进行分段线性松弛。其中 $(x,y) \in [\underline{x}, \bar{x}] \times [\underline{y}, \bar{y}]$ ； z 、 x 和 y 是决策变量， c 代表常数。不失一般性，变量 x 和 y 被分割成 n 段等宽相连区间。然后引入 $2n$ 个二元整数变量， $\alpha_i, \beta_i, i \in \mathbb{I}_1^n$ ，表征在 x 范围和 y 范围内哪个分区是激活的。 \mathbb{I}_a^b

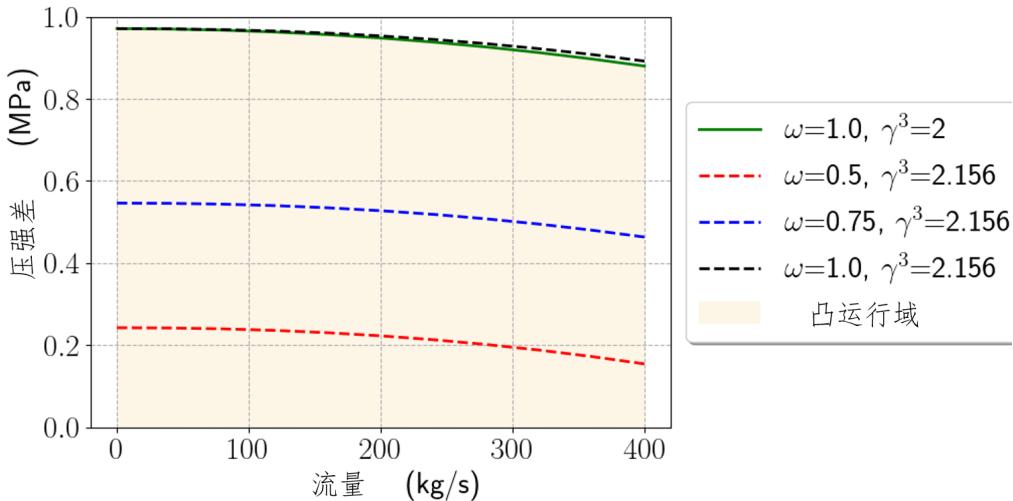


图 2.1 变速电动离心水泵的凸运行域

表示 a 到 b 的整数集合。第 i 个分段 x 范围和 y 范围的下界和上界为 ($i \in \mathbb{I}_1^n$):

$$x_{i-1} = \underline{x} + (i-1)\frac{\bar{x} - \underline{x}}{n}, x_i = \underline{x} + i\frac{\bar{x} - \underline{x}}{n}, \quad (2-99)$$

$$y_{i-1} = \underline{y} + (i-1)\frac{\bar{y} - \underline{y}}{n}, y_i = \underline{y} + i\frac{\bar{y} - \underline{y}}{n}, \quad (2-100)$$

式中: x_{i-1} 和 x_i 分别表示第 i 段 x 的下界和上界; y_{i-1} 和 y_i 分别表示第 i 段 y 的下界和上界。分段线性松弛可以通过凸组合方式进行表示:

$$x = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^n \phi_{i,j} x_i, y = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^n \phi_{i,j} y_j, z = \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^n \phi_{i,j} c x_i y_j, \quad (2-101)$$

$$0 \leq \phi_{i,j} \leq 1, \forall i \in \mathbb{I}_0^n, \forall j \in \mathbb{I}_0^n, \quad (2-102)$$

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1, \sum_{i=1}^n \beta_i = 1, \sum_{i=0}^n \sum_{j=0}^n \phi_{i,j} = 1, \quad (2-103)$$

$$\phi_{0,j} \leq \alpha_1, \phi_{i,j} \leq \alpha_i + \alpha_{i+1}, \forall i \in \mathbb{I}_1^{n-1}, \phi_{n,j} \leq \alpha_n, \forall j \in \mathbb{I}_0^n, \quad (2-104)$$

$$\phi_{i,0} \leq \beta_1, \phi_{i,j} \leq \beta_i + \beta_{i+1}, \forall j \in \mathbb{I}_1^{n-1}, \phi_{i,n} \leq \beta_n, \forall i \in \mathbb{I}_0^n, \quad (2-105)$$

式中: $\phi_{i,j}$ 是与顶点 $(x_i, y_j, z_{i,j} = cx_i y_j)$ 相关联的连续变量。二元整数变量 α_i 和 β_j 如果为 1, 则第 i 个 x 范围分量和第 j 个 y 范围分量是激活的。图 2.2 给出了分段线性松弛的图形展示。其中, 左侧红色方块表示 $\alpha_i = 1$ 和 $\beta_j = 1$, 即 $x_{i-1} \leq x \leq x_i$ 和 $y_{j-1} \leq y \leq y_j$ 。右侧表示对应于该分段的多面体凸包。

分段线性松弛通过引入分段提高 McCormick 包络的准确性, 将问题转化为混合整数二阶锥规划 (Mixed-Integer Second-Order Cone Programming, MISOCP)。总的来讲,

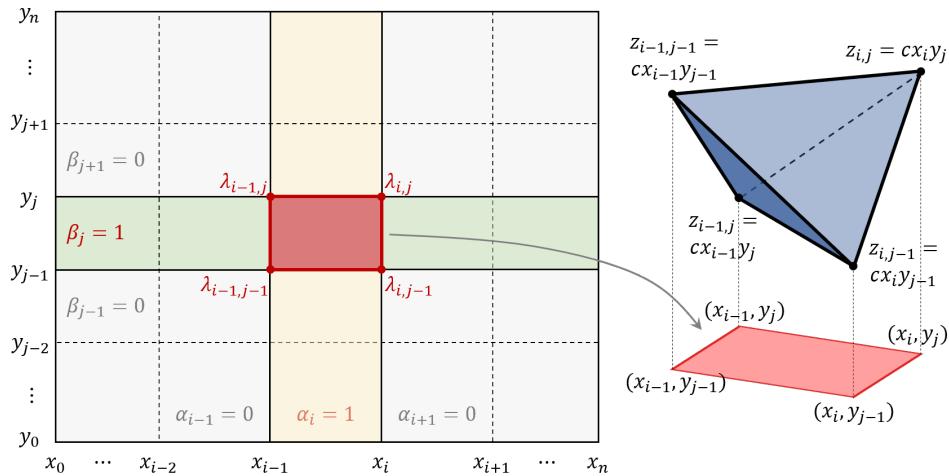


图 2.2 分段线性松弛示意图

引入的整数变量越多，松弛越紧。传统的分段 McCormick 包络使用一致变量分割方法，即对双线性项中的所有变量进行分割，导致 MISOCP 问题中二元整数变量太多。为了提高分段线性松弛的质量并保证计算效率，本章采用基于动态变量分割的自适应逼近算法，逐步减小松弛可行域的空间并平衡其计算资源需求。动态变量分割的基本思想是识别违反最厉害的双线性约束并优先对其所属变量进行分割。通过迭代进行约束识别和变量分割，求解一系列 MISOCP 问题，减小分段线性松弛的可行域空间。自适应逼近算法的伪代码如算法 1 所示。假设 CHPD 模型中共有 m 个双线性约束，表示为 $z_i = c_i x_i y_i, i \in \mathbb{I}_1^m$ 。每个双线性约束对应的变量分段数目为 n_i 。算法中止条件这里设定为时间限制 \bar{t} 。

图 2.3 是电-热综合能源系统协同优化问题的求解流程图。第一步是进行模型简化和约束松弛，以生成 CHPD 凸优化问题。所提算法为系统调度人员提供两种选择。因为求解混合整数优化问题相对耗时，需要进行分支和定界，具有指数时间复杂度。而且求解混合整数二阶锥规划问题的扩展性也远不如求解混合整数线性规划问题。如果调度员倾向于在较短时间或有限计算资源下寻找 CHPD 的一个可行解，可以选择求解 CHPD 凸优化模型（SOCP 问题）并获得一个松弛解。然后，通过固定热水流量，再求解包含线性热力潮流的 CHPD 问题，得到关于原问题的一组可行解。这组解严格可行，因为已知的热水流量可以确定热力管网的液压分布，且该热力模型为线性模型，优化问题求解方便。另一方面，如果调度员倾向于寻找质量更高（成本更低）的 CHPD 调度运行策略，愿意付出更多时间，则可以选择包含整数变量的 CHPD-MISOCP 模型，并采用所提的自适应逼近算法进行求解。为了有效提高松弛质量并平衡混合整数优化问题

算法 1 基于动态双变量分割的自适应逼近算法

```

1: 初始化  $\bar{t}$                                 ▷ 时间限制
2:  $n_i \leftarrow 1, \forall i \in \mathbb{I}_1^m$           ▷ 分段数
3:  $PreviousSolution \leftarrow \text{NULL}$           ▷ 初始化上一次求解结果
4:  $Tstart, Tend \leftarrow CurrentTime$ 
5: while  $Tend - Tstart \leq \bar{t}$  do
6:   基于式 (2-99)-(2-105) 和  $n_i, i \in \mathbb{I}_1^m$  进行分段线性松弛
7:   形成松弛的 CHPD-MISOCP 模型
8:   输入  $PreviousSolution$  作为温启动解
9:   使用 Gurobi 求解该问题
10:   $PreviousSolution \leftarrow CurrentSolution$       ▷ 保存求解结果
11:  获取双线性项求解结果,  $x_i^*, y_i^*, z_i^*, i \in \mathbb{I}_1^m$ 
12:   $gap \leftarrow 0, I \leftarrow 1$ 
13:  for  $i \in \mathbb{I}_1^m$  do
14:     $gap_i \leftarrow \frac{z_i^* - c_i x_i^* y_i^*}{z_i^*} \times 100\%$       ▷ 计算约束违反概率
15:    if  $gap_i > gap$  then
16:       $gap \leftarrow gap_i$ 
17:       $I \leftarrow i$ 
18:    end if
19:  end for
20:   $n_I \leftarrow n_I + 1$                           ▷ 增加分段数
21:   $Tend \leftarrow CurrentTime$                   ▷ 更新计算时间
22: end while

```

的求解效率，所提出的自适应逼近算法优先选择约束违反较大的双线性约束所属变量，递进地进行变量分割。在每次迭代过程中，CHPD-MISOCP 问题都会根据当前变量分割情况进行更新，并求解得到松弛解。然后，通过固定管网中的热水流量，重新优化 CHPD 问题得到相应的可行解。注意到，上次 CHPD-MISOCP 优化问题的解可以作为下次优化问题的初始解，以加速混合整数优化问题的收敛速度。算法的中止条件可以根据实际应用场景变化，比如最大迭代次数、时间限制或者期望的目标函数上界等。

2.5 算例分析

2.5.1 微能源网建模精度验证

在考虑电、热、冷、热等多种能量形式的微能源网建模中，如果不考虑 DER 变工况特性、制冷供热设备性能系数温度变化特性等建模细节，最终系统运行策略可能具有较大偏差，不能满足系统供需平衡约束甚至完全不可行。这里采用后验证的方法，分析这些建模细节对提高决策精度的作用。微能源网测试系统如图6.1所示，具体系统参数见 5.4.2 节。这里我们对比三类微能源网运行优化模型。第一个模型不考虑任何建模细

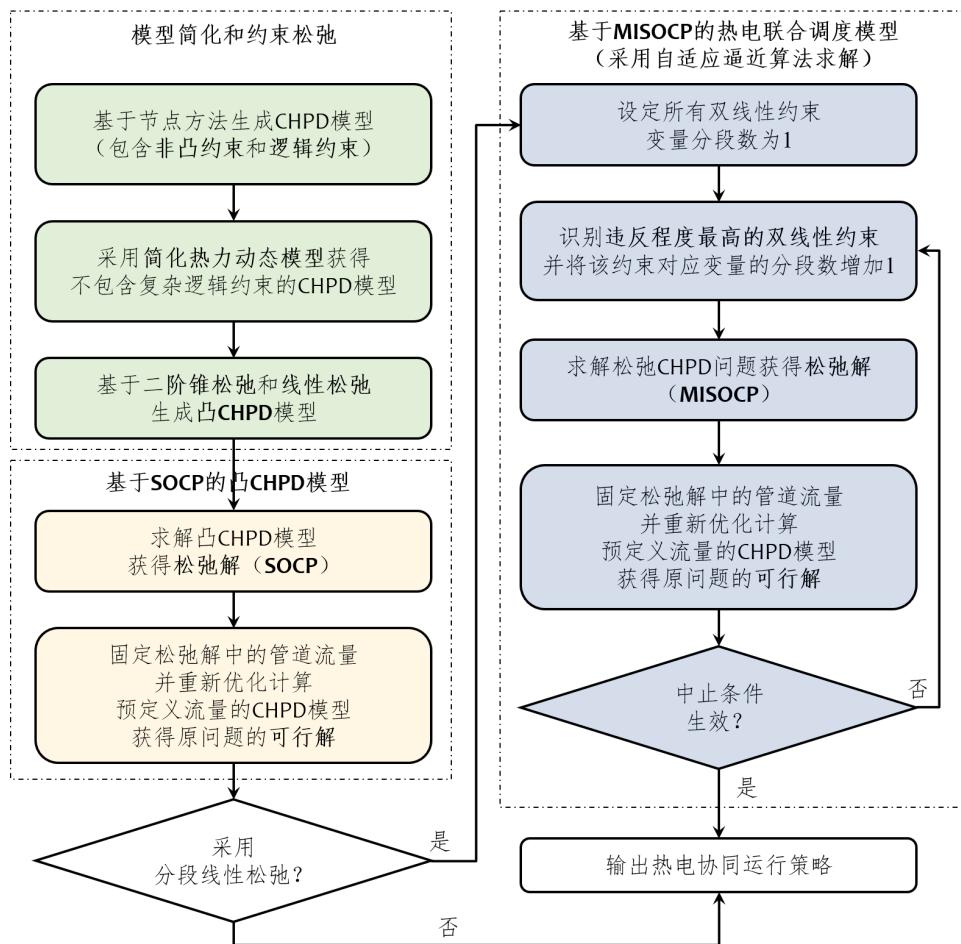


图 2.3 CHPD 问题求解策略流程图

节；第二个模型考虑了 DER 变工况特性并采用分段线性方法进行估计（7 个分段点）；第三个模型同时考虑了 DER 的变工况特性和性能系数温度变化特性。如果优化得到的运行策略不能满足实际能量使用需求，则需要改变原有调度策略以保证实时供需平衡。这里，RC、HP、HT-GB 分别负责补齐冷负荷、低温热负荷和高温热负荷的缺口。电功率和天然气功率的平衡缺口由主网输入电力和天然气输入功率补足。

图2.4展示了三类决策模型在典型夏日的 DER 的再调度策略、主网电力输入和天然气输入功率。第一个决策模型的再调度调整最为明显，如图2.4a和2.4b所示。因为决策模型 1 忽略了 DER 的变工况特性，高温热负荷出现显著缺口，HT-GB 需要提高其出力水平。这个问题通过引入 DER 的变工况特性（即决策模型 2）得到解决，如图2.4c所示。同时，RC 会显著提高其冷功率输出水平（图2.4a），因为决策模型 1 忽略了 RC 的变工况特性和 COP 温变特性。图中的方形标记表明该再调度策略是不可行的，因为已经超出了 RC 的最大冷功率出力水平。决策模型 3 表现最好，没有引起显著的调度策

略调整和不可行的运行策略，如图2.4e所示。除此之外，主网电力输入和天然气输入也不需要调整，如图2.4f所示。

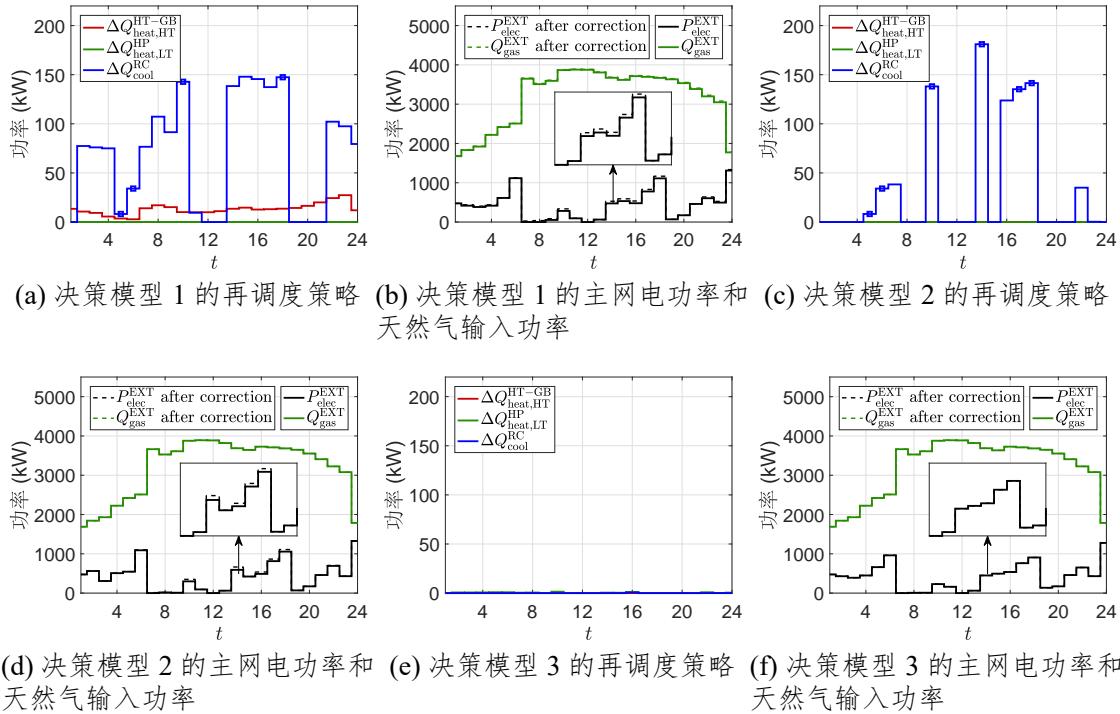


图 2.4 DER 的再调度策略、主网电力输入和天然气输入功率

2.5.2 配电系统线性化潮流精度验证

以 33 节点配电系统为例验证所提的基于 Z-bus 矩阵的电力系统线性化潮流的精度。33 节点配电系统基于文献 [182] 中的算例增加了分布式可控单元（如分布式储能），其单线配电网拓扑图如图2.5所示。节点 1 是连接主动配电系统和上级主电网的松弛节点。有载调压器放置在支路 (2,3) 上。有载调压器的分接头共有 9 个位置，变比调节步长为 5%，因此变压器二次侧电压调节范围为 $\pm 20\%$ 。33 节点配电测试系统包含 2 个容量为 1.0MW 的分布式可控发电机组（即 DG_1 和 DG_2 ），2 个容量为 0.8MVar 的并联可调无功补偿电容器（即 SSC_1 和 SSC_2 ）。无功补偿电容器的无功调节步长为 0.05MVar。分布式光伏 PV_1 和 PV_2 安装在节点 14 和节点 30，容量为 1.0MW_p。分布式风电 WT 安装在节点 19，容量为 1.0MW_p。分布式储能单元 SU 设置在节点 9，容量为 1.0MWh。

为了验证基于 Z-bus 矩阵的电力系统线性化潮流计算精度，这里将其计算得到的灵敏度系数与基于 Jacobian 矩阵的交流潮流计算结果进行对比。符号 A_J 、 A_Z 和 A_{Zsim} 分别代表基于 Jacobian 矩阵、基于 Z-bus 矩阵和简化 Z-bus 矩阵方法得到的灵敏度系

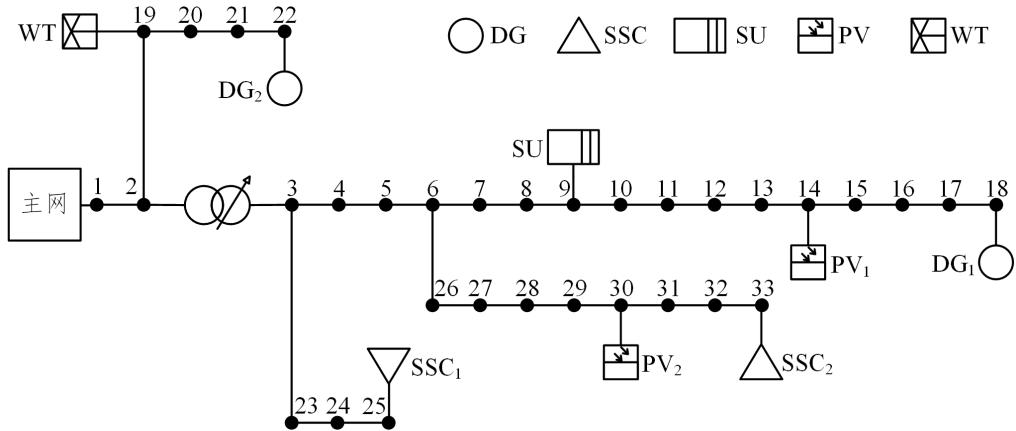


图 2.5 33 节点配电系统示意图

表 2.2 三种灵敏度分析方法的计算精度和计算时间

灵敏度分析方法	计算时间 (s)	相对误差 (%)
基于 Jacobian 矩阵	0.7442	0.00
基于 Z-bus 矩阵	0.7633	6.33×10^{-19}
基于简化 Z-bus 矩阵	0.0180	4.45×10^{-2}

数。其中，基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度系数指的是采用常数电压 $\dot{U} = 1\angle 0^\circ$ 进行灵敏度计算，不依赖于交流潮流计算结果。基于 Z-bus 矩阵和简化 Z-bus 矩阵的灵敏度计算相对误差通过下式进行计算：

$$\delta_1 = \frac{\sum_i \sum_j (A_Z(i, j) - A_J(i, j))^2}{\sum_i \sum_j (A_J(i, j))^2}, \quad (2-106)$$

$$\delta_2 = \frac{\sum_i \sum_j (A_{Zsim}(i, j) - A_J(i, j))^2}{\sum_i \sum_j (A_J(i, j))^2}. \quad (2-107)$$

表2.2给出了基于这三种灵敏度分析方法计算得出的灵敏度系数的相对误差和计算时间。仿真所使用的平台是一台配置 i7-7700 @3.60GHz 处理器和 16GB 内存的计算机。仿真软件为 MATLAB。通过表2.2可直观发现，基于 Z-bus 矩阵的灵敏度系数误差可忽略不计，而基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度系数误差也很小（在 0.1% 以内）。同时，相比于另外两种方法，基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法的计算时间大幅缩减，因为不依赖于交流潮流的计算结果，仅通过更新节点注入功率和简单的代数计算即可完成。相反，基于 Jacobian 矩阵和基于完整 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法需要获取交流潮流计算得到的节点电压幅值和相角，随着系统规模的增大以及迭代更新频率的提高，会显著增加计算负担。

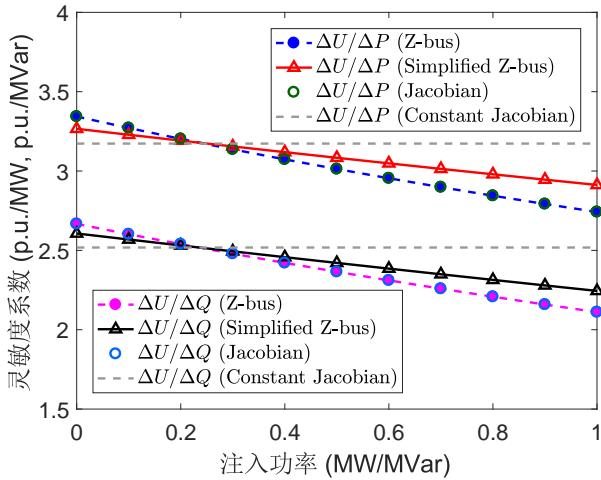


图 2.6 节点 10 电压幅值相对节点 18 注入功率的灵敏度系数

这里选择节点 10 进一步验证所提方法灵敏度估计的准确性。通过将节点 18 的有功注入功率和无功注入功率从 0.0MW/MVar 逐渐增加至 1.0MW/MVar，同时保持其他节点的有功和无功注入功率不变，观察不同灵敏度分析方法计算得到的灵敏度系数的变化情况和误差大小。图2.6展示了三种灵敏度分析方法计算得到的电压变化相对有功/无功注入功率的灵敏度系数，即 $\Delta U_{10}/\Delta P_{18}$ 和 $\Delta U_{10}/\Delta Q_{18}$ 。基于 Z-bus 矩阵的灵敏度系数和基于 Jacobian 矩阵的灵敏度系数基本相等，因为二者均通过获得交流潮流计算得到的节点电压幅值和相角进行灵敏度系数计算。基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度系数的估计误差也满足要求。当节点注入有功功率 P_{18} 和无功功率 Q_{18} 偏离基础点（这里的基础点可认为是 0.2MW/MVar 左右）时，基于简化 Z-bus 矩阵的灵敏度系数的估计误差有增加趋势，但是整体来看其灵敏度系数的变化趋势（即曲线的斜率）和基于 Jacobian 矩阵的灵敏度系数变化趋势基本一致，这主要得益于在 Z-bus 灵敏度系数更新过程中考虑了节点注入有功功率和无功功率的变化。相反，基于常数电压 Jacobian 矩阵的灵敏度系数误差则会显著增加。

这里说明基于简化 Z-bus 矩阵形成的配电网线性潮流的估计精度。比较的场景是假设节点 18 的有功注入功率增加 0.6MW，节点 25 的无功注入功率增加 1.2MVar。然后，对比节点注入功率变化前后所提方法和交流潮流计算的结果。图2.7展示了整个系统的节点电压幅值，其中绿色十字代表节点注入功率变化前的节点电压幅值；蓝色实心点代表通过交流潮流计算得到的节点电压幅值（认为是准确值）；红色空心点代表通过基于简化 Z-bus 矩阵的线性潮流计算得到的节点电压幅值。通过对比发现，通过线性估计计算得到的节点电压幅值和交流潮流准确值相比误差不大，所提出的基于简

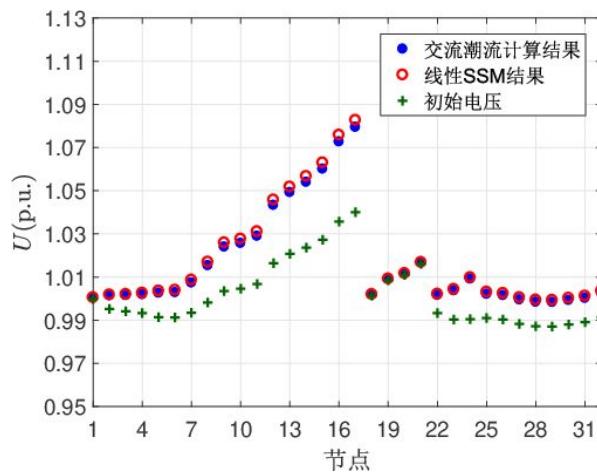


图 2.7 主动配电系统节点电压幅值

化 Z-bus 矩阵的电力系统线性潮流估计模型能够描述节点注入功率变化对电压变化的影响。

2.5.3 电-热综合能源系统凸优化模型效果验证

在一个由 33 节点 12.66kV 的 EPS^[182] 和一个 30 节点 DHS^[15] 组成的测试系统上验证所提电-热综合能源系统 CHPD 凸优化方法和自适应逼近求解算法的有效性。图 2.8 展示了测试系统的拓扑以及 CHP、热泵、燃气发电机、风电、光伏的位置。供热系统包含 29 个管道和 17 个热交换站，总长度 6.6 千米。电力负荷和热力负荷的峰值为 3.72MW 和 11.44MW。

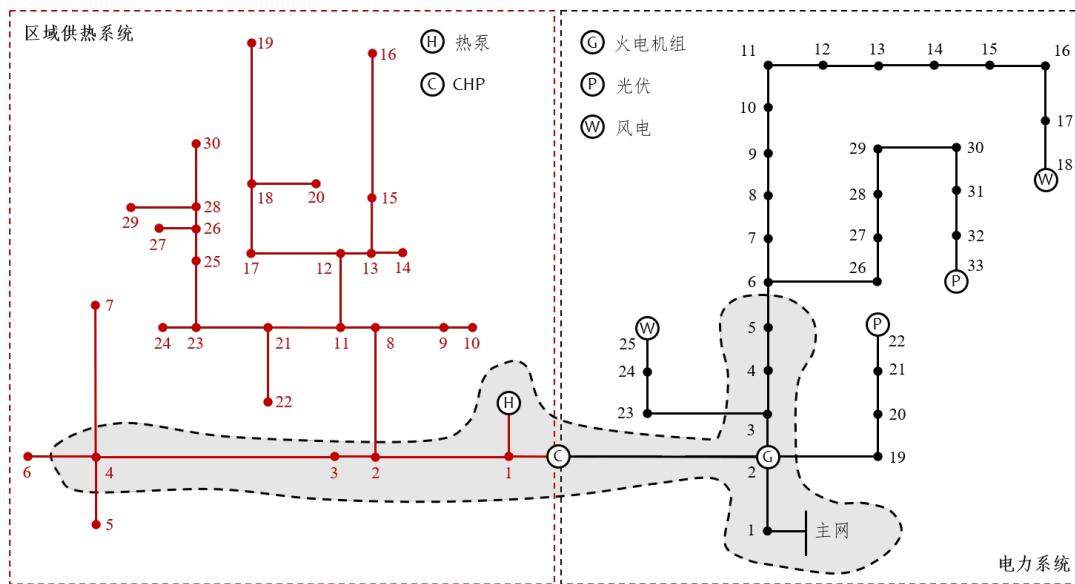


图 2.8 电-热综合能源测试系示意图

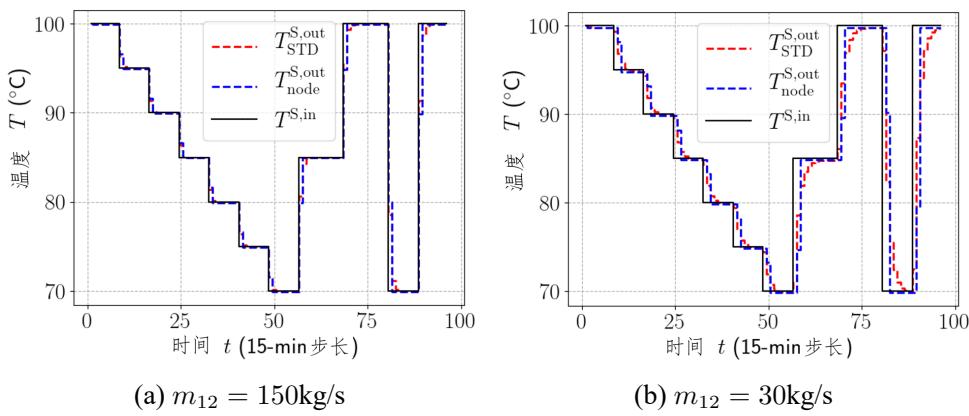


图 2.9 管道 (1, 2) 的温度动态变化过程

通过比较所提的 STD 模型和现有的节点方法在 DHS 温度动态仿真测试的区别，验证所提 STD 方法的精度。图2.9展示了管道 (1, 2) 在不同热水流量下的入口水温和出口水温。节点方法的计算结果用 $T_{\text{node}}^{\text{S,out}}$ 表示；STD 方法的计算结果用 $T_{\text{STD}}^{\text{S,out}}$ 表示。管道 (1, 2) 在节点 1 的入口供热温度以阶梯形式主动调节，借此观察管道出口水温的变化。 $m_{12} = 150\text{kg/s}$ 和 $m_{12} = 30\text{kg/s}$ 两个热水流量场景用来分析流量大小对热力传输时延的影响。总的来讲， $T_{\text{STD}}^{\text{S,out}}$ 和 $T_{\text{node}}^{\text{S,out}}$ 之间的偏差很小，证明 STD 模型能够有效估计管道温度动态变化。此外，所提的 STD 模型能够有效描述热力传输的时延效应，如图2.9b所示。当流量从 150kg/s 降低到 30kg/s 时，热力从节点 1 到节点 2 的传输时延明显延长。

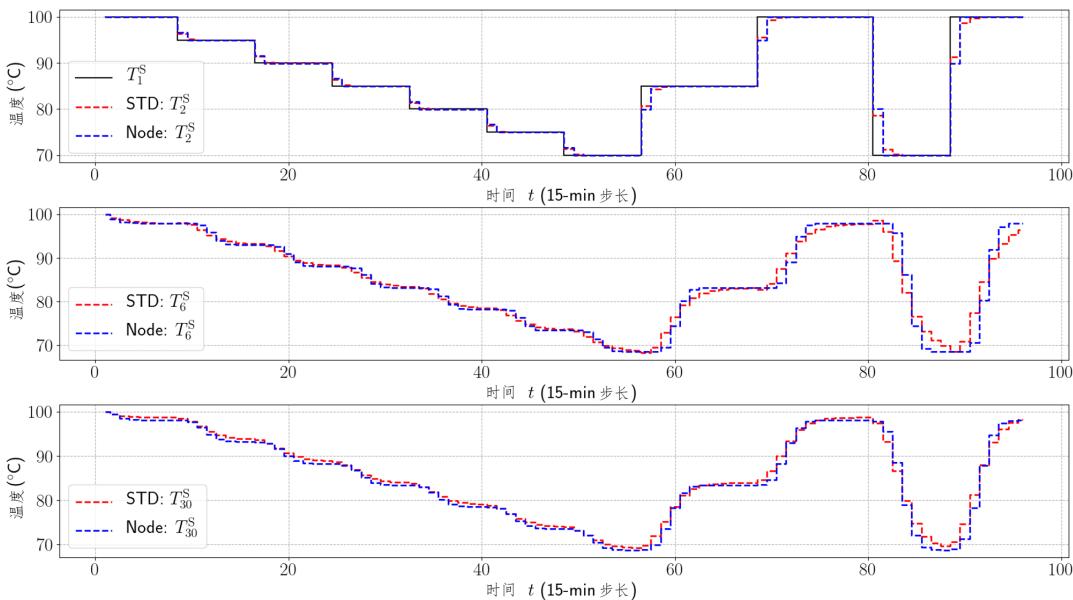


图 2.10 基于 STD 模型和节点方法的 DHS 温度变化

图2.10展示了整个供热管网的温度动态变化过程，并比较了所提的 STD 模型和现

有节点方法的区别。节点 2、6 和 30 的水温作为展示对象。通过比较 $t = 0$ 到 $t = 60$ 和 $t = 80 \sim 96$ 的节点热水温度曲线，STD 模型倾向于平滑突然的温度变化。总体来说，STD 模型能够以较高精度有效表示热力管网的温度动态变化过程。

为了展示所提 CHPD 凸优化模型和 CHPD-MISOCP 模型的优化效果和计算效率，本文以固定流量的 CHPD 模型作为基准，其热水流量和液压分布可以预先确定。为了提供一个原型测试，图2.8给出了一个小测试系统，如灰色阴影区域所示。该小型测试系统包含一个 5 节点 EPS 和一个 4 节点 DHS。光伏阵列和风机分别安装在节点 4 和节点 5。尖峰电力负荷和热力负荷分别为 1.55MW 和 2.46MW。发电和产热机组的容量对应成比例减小。计算结果在一台配置 Intel Core i7-8750H @2.2GHz 处理器和 16GB 内存的 PC 上得出。采用 Python 3.7.5 和 Gurobi 9.0.0^[183] 编写测试程序。

表2.3展示了不同方法的最终运行成本和计算时间。这里 n 代表所有双线性函数的变量分段数。 $n = 1$ 代表 CHPD 凸优化模型，不使用分段线性松弛； $n \geq 2$ 表示采用分段线性松弛的 CHPD-MISOCP 模型，并基于一致变量分割进行分段处理，并未使用基于动态变量分割的自适应逼近算法。表2.3中，CHPD 凸优化模型比固定流量 CHPD 模型的成本要低。对于大测试系统，成本可至少降低 3.56%；对于小测试系统，成本至少可降低 1.04%。通过使用分段线性松弛提高松弛质量，运行成本可以进一步降低。当分段数为 $n = 2$ 时，大系统成本可进一步降低 \$369 (3.86%)，小系统成本可进一步降低 \$116 (4.46%)。

表 2.3 CHPD 凸优化、CHPD-MISOCP 和固定流量 CHPD 模型比较

系统	方法	设置	成本 (\$)	计算时间 (s)
5 节点 EPS +	CHPD 凸优化	$n = 1$	2580.89	0.19
	CHPD-MISOCP	$n = 2$	2491.89	141.53
	CHPD-MISOCP	$n = 3$	/ ¹	>3600.00
4 节点 DHS	固定流量 CHPD	$m = 100 \text{ kg/s}$	2625.73	0.03
		$m = 80 \text{ kg/s}$	2608.13	0.02
		$m = 60 \text{ kg/s}$	- ²	-
33 节点 EPS +	CHPD 凸优化	$n = 1$	9230.79	0.76
	CHPD-MISOCP	$n = 2$	9202.23	2165.01
	CHPD-MISOCP	$n = 3$	/	>3600.00
30 节点 DHS	固定流量 CHPD	$m = 200 \text{ kg/s}$	9746.15	0.11
		$m = 175 \text{ kg/s}$	9571.48	0.10
		$m = 150 \text{ kg/s}$	-	-

¹ / 表示 1 小时内没找到最优解。

² - 表示没有可行解。

CHPD 凸优化模型的计算效率和固定流量 CHPD 模型是类似的，因为两者均为 SOCP 问题。大系统的 CHPD 凸优化问题可以在 1 秒之内实现求解，包含 2472 个二阶锥约束。CHPD-MISOCP 模型相对而言计算时间更长，因为引入了整数二元变量，从而需要不断进行分支和定界以搜索全局最优解。对于 $n = 2$ 的 CHPD-MISOCP 模型，其二元变量数目为 10752；当 $n = 3$ 时，二元变量数目为 16128。在本章采用的电-热耦合测试系统算例中， n 大于 2 的 CHPD-MISOCP 模型无法在 60 分钟内完成求解，最优性阈值为 0.01%。

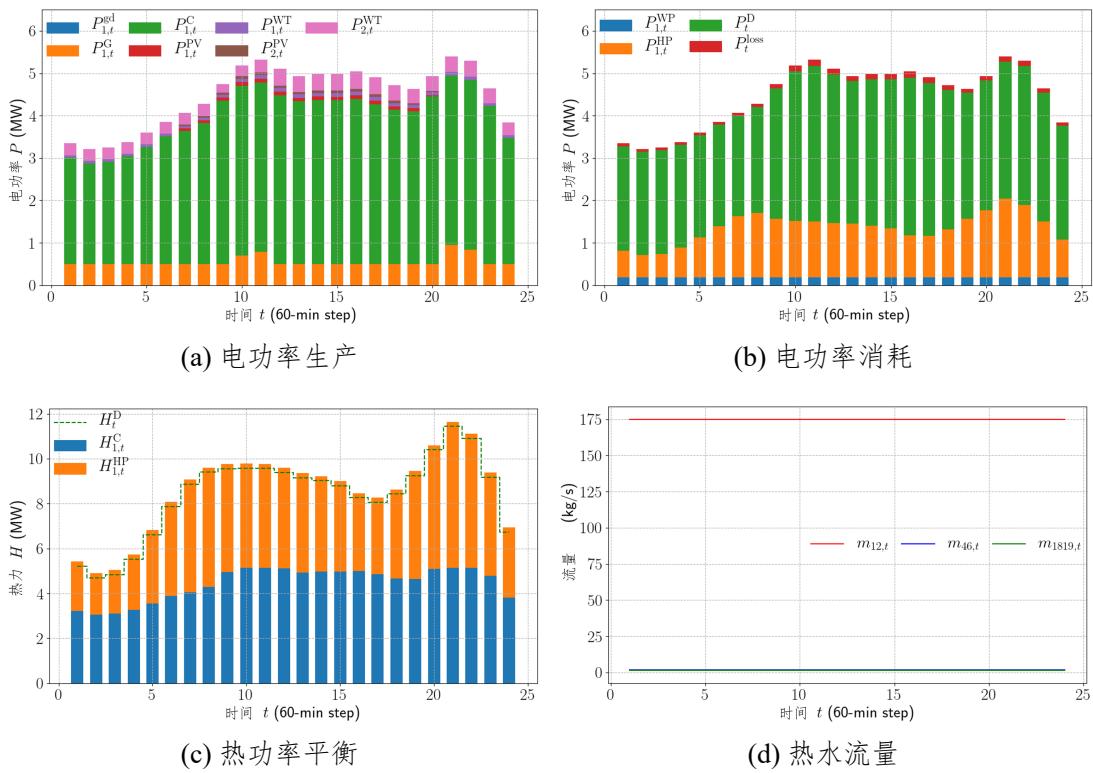


图 2.11 固定流量 CHPD 模型的调度策略

图2.11和2.12分别展示了采用 $m = 175\text{kg/s}$ 的固定流量 CHPD 模型调度策略和 $n = 2$ 的 CHPD-MISOCP 模型调度策略。因为热电联产的低成本效应，大部分电力和热力负荷由 CHP 供给，剩余的热负荷由热泵满足。不像电功率需要瞬间平衡，热力生产和使用存在明显的延迟和不匹配现象，得益于供热管网的热储存效应，如图2.11c和2.12c所示。来自光伏和风电的可再生能源可以接入电-热综合能源系统，降低总体发电成本。固定流量 CHPD 模型和 CHPD-MISOCP 模型调度策略的主要区别之一就是热水流量。CHPD-MISOCP 可以显著降低供热流量，从而节省相应的水泵电力消耗。图2.11d和2.12d展示了固定流量 CHPD 模型和 CHPD-MISOCP 模型的热水供应流量。CHPD-MISOCP 模型

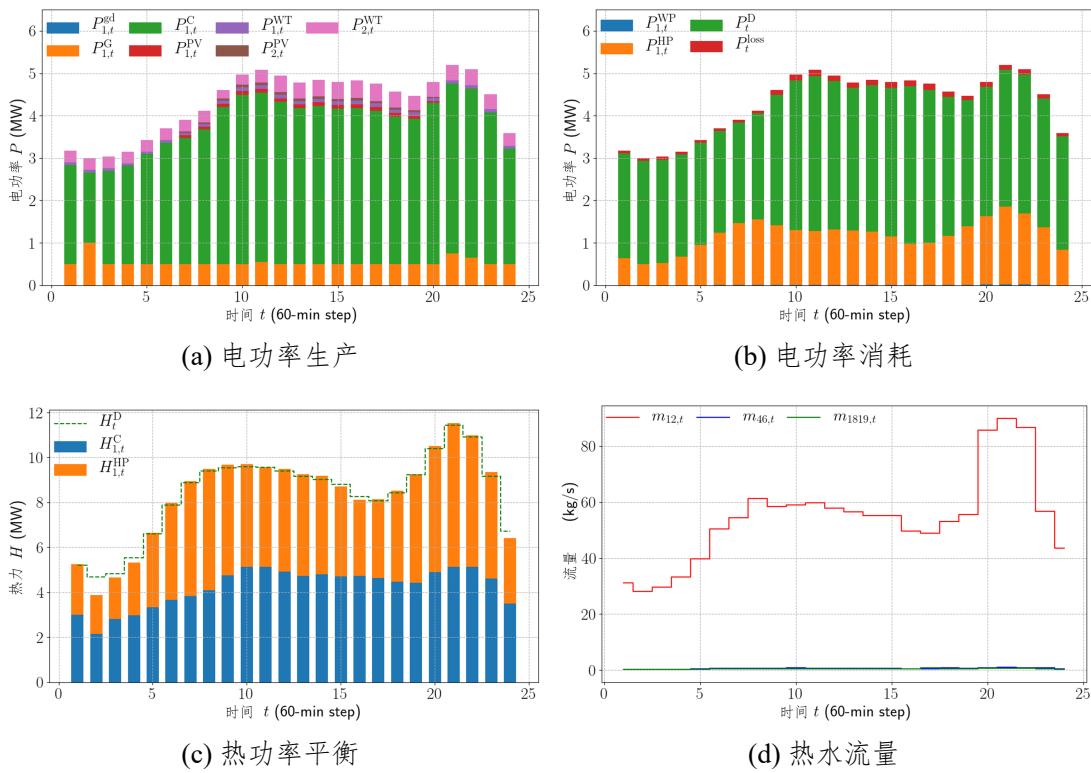


图 2.12 CHPD-MISOCP 模型的调度策略

的调度策略节省了大概 4.5MWh 的水泵电能消耗，而不违反其他功率平衡约束。这表明热电联合调度能够有效降低电-热耦合能源系统的总体成本。总之，所提的基于凸松弛的 CHPD 模型能够提供成本更低的运行策略。

表 2.4 自适应逼近算法和通用非凸求解器对比

系统	方法	成本 (\$) $\bar{t} = 600\text{s}$	成本 (\$) $\bar{t} = 1800\text{s}$	成本 (\$) $\bar{t} = 3600\text{s}$
5 节点 EPS+	自适应逼近算法	2439.73	2439.73	2392.59
4 节点 DHS	sBB	2505.58	2465.40	2465.40
33 节点 EPS+	自适应逼近算法	9191.15	9017.05	9017.05
30 节点 DHS	sBB	- ¹	9174.67	9174.67

¹ - 表示没找到可行解

表2.4展示了所提的自适应逼近算法的有效性。这里将自适应算法和 Gurobi 9.0.0 中新加入的非凸优化求解算法进行比较。两类求解算法的中止条件均为时间限制，即 10、30 和 60 分钟。Gurobi 采用空间分支定界算法 (Spatial Branch-and-Bound, sBB)，每次迭代过程中对某一个变量进行分支处理，生成子问题并进行定界和修剪。在表2.4中，

采用自适应逼近算法的最终求解结果比 sBB 算法的结果在总运行成本上要低（同样的计算时间限制内）。在大测试系统中，所提算法比 sBB 算法成本降低 1.72%；在小系统中，成本降低 1.04-2.95%。此外，通过比较表2.3和2.4，自适应算法的计算效率和求解质量均高于基于一致变量分割的 CHPD-MISOCP 模型。比如在 30 分钟计算时间限制下，所提的自适应逼近算法的求解结果运行成本为 \$9017.05，而 CHPD-MISOCP 模型需要消耗 2165.01 秒得到成本为 \$9202.23 的求解结果。在小测试系统上，采用基于动态变量分割的自适应逼近算法可将最终运行成本进一步降低 3.85%。

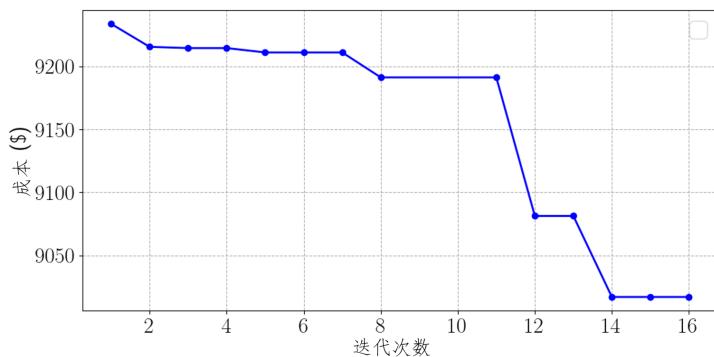


图 2.13 自适应逼近算法迭代过程中目标函数值变化曲线

图2.13给出了所提的自适应逼近算法在迭代过程中目标函数值的变化，计算时间限制为 30 分钟，每次迭代得到的结果为现有迭代过程中最好的解的运行成本。通过观察可知所提的自适应算法可递进地增加变量分段个数，提高松弛质量，从而降低求解结果的运行成本。

2.6 本章小结

区域综合能源系统的设备建模和网络潮流建模是后续协同运行策略优化的基础。核心问题是如何在保证模型精度的前提下，提高综合能源系统模型的可扩展性、通用性和计算效率。本章从分布式能源设备建模和多能网络潮流建模两方面开展研究。首先，建立了考虑变工况特性和性能系数温变特性的能量生产和转换设备模型，通过能量转移函数统一表示不同分布式能源设备的能量输入-输出关系；然后，提出了基于 Z-bus 矩阵的线性化电力潮流模型，在保证配电系统潮流近似精度的前提下，提高了配电系统电压估计的计算效率；最后，基于简化热力动态模型和约束松弛，提出了热电联合调度凸优化模型及其自适应求解算法，在不依赖于热力系统运行模式的任何假设的前提下，实现了电-热综合能源系统运行策略的高效求解。最后，采用微能源网测试系统验证了考虑 DER 非线性能效对提高优化决策精度的作用。采用 33 节点配电测试系统验

证了基于 Z-bus 矩阵的线性化电力潮流模型的电压估计精度。采用由 33 节点配电系统和 30 节点热力系统组成的电-热综合能源测试系统，验证了热电联合调度凸优化模型和基于混合整数二阶锥优化的热电联合调度模型在求解效率、运行成本方面的有效性。

第3章 考虑热网储能特性的区域综合能源系统灵活性评估

3.1 引言

分布式可再生能源的广泛接入使得电力系统的可靠安全运行面临极大挑战^[184]，运行灵活性对于提高新能源消纳能力发挥关键作用^[185]。电-热综合能源系统主要通过热电联产电厂和热泵等分布式能源设备实现跨系统能量耦合，借助有效的热电联合调度可以提高电力系统的运行灵活性。热电联合调度是近年来的研究热点^[74, 94, 107, 186]，主要集中在场站级别^[107] 和系统级别^[170, 187]。其中，文献 [107] 研究如何确定 CHP 电厂的发电计划并降低供电和供热的总体成本，但是并未考虑电力潮流和热网潮流对系统调度产生的影响。文献 [170] 采用稳态的热力-水力模型对区域供热网络（District Heating Networks, DHNs）进行建模，但是忽略了热力传递的动态时延特性。文献 [89] 采用节点模型^[15, 188] 表征热网温度动态和热力传输时延。热力生产和使用并不存在瞬时平衡关系，这表明一定比例的热量能够以热水的形式储存在热力管网中。供热系统能够作为一种被动的热储能装置为电-热综合能源系统的提供必要的运行灵活性^[111, 189, 190]。

电-热综合能源系统运行灵活性问题已有相关研究^[119]。文献 [191] 提出了考虑电热锅炉和建筑热惯性的热电联合调度方法，表明可以利用热力系统的热惯性提高新能源的消纳比例并降低系统的运行成本。然而，已有研究大多假设热力网络运行在固定流量模式^[119, 164, 191] 或固定温度模式，且依赖大量仿真分析，所得到的分析结果往往只适用于特定场景。因此，缺乏一种直观、统一的灵活性评估模型分析热力系统的运行灵活性，评估不同运行模式下热力系统应对综合能源系统外界功率扰动的响应能力。

为此，本章提出了一种基于广义等效热储能模型的热电联合调度灵活性评估方法，采用等效热储能模型评估热力系统提供的热力平衡响应能力。引入系统性的灵活性评估指标，包括热力爬坡速率、热输入能力和热储能容量等，来刻画热力管网作为广义热储能装置所能提供的功率支撑和容量支撑。为了能够快速获取上述指标，提出了一种直接灵活性指标计算方法，不依赖于大量仿真分析。本章对热力系统的四种运行方式进行详细建模，分别是固定流量固定供热温度模式（Constant Flow and Constant Supply Temperature, CF-CST）、固定流量变化供热温度模式（Constant Flow and Variable Supply Temperature, CF-VST）、变化流量固定供热温度模式（Variable Flow and Constant Supply Temperature, VF-CST）。

Temperature, VF-CST) 和变化流量变化供热温度模式 (Variable Flow and Variable Supply Temperature, VF-VST)。此外, 电力潮流和热力传输动态的非线性特性使得优化问题难以有效求解, 本章提出了一种基于线性热传输损耗的简化热电联合调度 (Simplified Combined Heat and Power Dispatch, SCHPD) 模型, 通过序列线性规划方法对含非线性约束的热电联合调度优化问题进行迭代线性化处理, 提高热电联合调度问题的求解效率。

本章具体结构如下: 3.2 节给出了不同运行模式下的热电联合调度模型; 3.3 节介绍了基于广义等效热储能模型的热电联合调度灵活性评估方法; 3.4 节则采用 10 节点电力系统 +8 节点热力系统和 123 节点电力系统 +30 节点热力系统两个电-热耦合测试系统验证所提方法的有效性; 3.5 节总结了本章内容。

3.2 热电联合运行模型

3.2.1 简化热电联合调度模型

电-热综合能源系统包含热电生产单元、电力网络和供热管网三部分。简化热电联合调度模型的目标是最小化火电机组 (Thermal Generation Units, TGUs)、热电联产机组和燃气锅炉的燃料成本, 以及可再生能源削减出力的惩罚成本, 表述为:

$$J = \sum_{t \in \mathcal{T}} \Delta t \left\{ \left[\sum_{g \in \mathcal{G}} F_{g,t}^{\text{TGU}} + \sum_{c \in \mathcal{C}} F_{c,t}^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} F_{b,t}^{\text{GB}} \right] \lambda^{\text{gas}} + \sum_{v \in \mathcal{V}} (\bar{P}_{v,t}^{\text{PV}} - P_{v,t}^{\text{PV}}) \lambda^{\text{PV}} \right\}, \quad (3-1)$$

式中: \mathcal{T} 表示热电联合调度时间范围; Δt 为时间步长; $F_{g,t}^{\text{TGU}}$ 、 $F_{c,t}^{\text{CHP}}$ 和 $F_{b,t}^{\text{GB}}$ 分别表示第 g 个 TGU、第 c 个 CHP 和第 b 个 GB 在 t 时刻消耗的燃料量; $\bar{P}_{v,t}^{\text{PV}}$ 表示第 v 个光伏 (Photovoltaic, PV) 阵列在 t 时刻的最大可能有功功率; $P_{v,t}^{\text{PV}}$ 表示其实际有功出力 (考虑弃光后); \mathcal{G} 、 \mathcal{C} 、 \mathcal{B} 和 \mathcal{V} 分别表示 TGUs、CHPs、GBs 和 PVs 的集合。

在电-热综合能源系统中, 发电单元主要包括 TGUs、CHPs 和 PVs。CHPs 能够通过能量梯级利用, 同时生产电能和热能。GBs 作为调峰热源, 在热力负荷高峰期作为辅助热源。发电和发热单元的相关运行约束如下:

$$P_{g,t}^{\text{TGU}} = \eta_g^{\text{TGU}} F_{g,t}^{\text{TGU}}, \forall g \in \mathcal{G}, \quad (3-2)$$

$$P_{c,t}^{\text{CHP}} = \xi_c^{\text{CHP}} H_{c,t}^{\text{CHP}}, P_{c,t}^{\text{CHP}} + H_{c,t}^{\text{CHP}} = \eta_c^{\text{CHP}} F_{c,t}^{\text{CHP}}, \forall c \in \mathcal{C}, \quad (3-3)$$

$$H_{b,t}^{\text{GB}} = \eta_b^{\text{GB}} F_{b,t}^{\text{GB}}, \forall b \in \mathcal{B}, \quad (3-4)$$

$$\underline{P}_g^{\text{TGU}} \leq P_{g,t}^{\text{TGU}} \leq \bar{P}_g^{\text{TGU}}, \underline{Q}_g^{\text{TGU}} \leq Q_{g,t}^{\text{TGU}} \leq \bar{Q}_g^{\text{TGU}}, \forall g \in \mathcal{G}, \quad (3-5)$$

$$\underline{P}_c^{\text{CHP}} \leq P_{c,t}^{\text{CHP}} \leq \bar{P}_c^{\text{CHP}}, \underline{Q}_c^{\text{CHP}} \leq Q_{c,t}^{\text{CHP}} \leq \bar{Q}_c^{\text{CHP}}, \forall c \in \mathcal{C}, \quad (3-6)$$

$$\underline{H}_c^{\text{CHP}} \leq H_{c,t}^{\text{CHP}} \leq \bar{H}_c^{\text{CHP}}, \forall c \in \mathcal{C}, \quad (3-7)$$

$$\underline{H}_b^{\text{GB}} \leq H_{b,t}^{\text{GB}} \leq \bar{H}_b^{\text{GB}}, \forall b \in \mathcal{B}, \quad (3-8)$$

$$|P_{g,t}^{\text{TGU}} - P_{g,t-1}^{\text{TGU}}| \leq \Delta \bar{P}_g^{\text{TGU}}, |Q_{g,t}^{\text{TGU}} - Q_{g,t-1}^{\text{TGU}}| \leq \Delta \bar{Q}_g^{\text{TGU}}, g \in \mathcal{G}, \quad (3-9)$$

$$|P_{c,t}^{\text{CHP}} - P_{c,t-1}^{\text{CHP}}| \leq \Delta \bar{P}_c^{\text{CHP}}, |Q_{c,t}^{\text{CHP}} - Q_{c,t-1}^{\text{CHP}}| \leq \Delta \bar{Q}_c^{\text{CHP}}, c \in \mathcal{C}, \quad (3-10)$$

$$|H_{c,t}^{\text{CHP}} - H_{c,t-1}^{\text{CHP}}| \leq \Delta \bar{H}_c^{\text{CHP}}, c \in \mathcal{C}, \quad (3-11)$$

$$|H_{b,t}^{\text{GB}} - H_{b,t-1}^{\text{GB}}| \leq \Delta \bar{H}_b^{\text{GB}}, b \in \mathcal{B}, \quad (3-12)$$

式中： $P_{g,t}^{\text{TGU}}$ 为第 g 个 TGU 在 t 时刻的有功出力，其发电效率为 η_g^{TGU} ； $P_{c,t}^{\text{CHP}}$ 和 $H_{c,t}^{\text{CHP}}$ 分别为第 c 个 CHP 在 t 时刻的有功出力和热出力，其热电比为 ξ_c^{CHP} ，发电产热效率为 η_c^{CHP} ； $H_{b,t}^{\text{GB}}$ 为第 b 个 GB 在 t 时刻的产热功率，其发热效率为 η_b^{GB} ；TGU 的有功出力限制和无功出力限制分别为 $[P_g^{\text{TGU}}, \bar{P}_g^{\text{TGU}}]$ 和 $[Q_g^{\text{TGU}}, \bar{Q}_g^{\text{TGU}}]$ ；CHP 的有功出力限制和无功出力限制分别为 $[P_c^{\text{CHP}}, \bar{P}_c^{\text{CHP}}]$ 和 $[Q_c^{\text{CHP}}, \bar{Q}_c^{\text{CHP}}]$ ；CHP 的产热功率上下限为 $[H_c^{\text{CHP}}, \bar{H}_c^{\text{CHP}}]$ ；GB 的产热功率上下限为 $[H_b^{\text{GB}}, \bar{H}_b^{\text{GB}}]$ ；TGU 的有功和无功爬坡速率限制分别为 $\Delta \bar{P}_g^{\text{TGU}}$ 和 $\Delta \bar{Q}_g^{\text{TGU}}$ ；CHP 的有功和无功爬坡速率限制分别为 $\Delta \bar{P}_c^{\text{CHP}}$ 和 $\Delta \bar{Q}_c^{\text{CHP}}$ ；CHP 和 GB 的产热功率爬坡率最大值分别为 $\Delta \bar{H}_c^{\text{CHP}}$ 和 $\Delta \bar{H}_b^{\text{GB}}$ 。

供热管网节点水压和流量相关约束表述为：

$$p_{n,t}^s - p_{m,t}^s = \mu_p m_{p,t}^2, p_{m,t}^r - p_{n,t}^r = \mu_p m_{p,t}^2, p \in \mathcal{P}, n \in \mathcal{N}_p^{\text{fr}}, m \in \mathcal{N}_p^{\text{to}}, \quad (3-13)$$

$$\sum_p m_{p,t} - \sum_q m_{q,t} = m_{n,t}^{\text{in}} - m_{n,t}^{\text{out}}, n \in \mathcal{N}, p \in \mathcal{P}_n^{\text{to}}, q \in \mathcal{P}_n^{\text{fr}}, \quad (3-14)$$

$$\underline{m}_p \leq m_{p,t} \leq \bar{m}_p, p \in \mathcal{P}, \underline{m}_n^{\text{in}} \leq m_{n,t}^{\text{in}} \leq \bar{m}_n^{\text{in}}, n \in \mathcal{N}, \quad (3-15)$$

$$\underline{p}_n^s \leq p_{n,t}^s \leq \bar{p}_n^s, \underline{p}_n^r \leq p_{n,t}^r \leq \bar{p}_n^r, n \in \mathcal{N}, \quad (3-16)$$

式(3-13)表征热水流经供水管道和回水管道产生的压力损失；式(3-14)为节点水流连续性方程；式(3-15)和(3-16)分别为流量和压强的边界约束。式中： $p_{n,t}^s$ 和 $p_{n,t}^r$ 分别表示供水网络和回水网络中节点 n 在 t 时刻的水压； $m_{p,t}$ 表示管道 p 在 t 时刻的水流量； $m_{n,t}^{\text{in}}$ 和 $m_{n,t}^{\text{out}}$ 分别表示节点 n 在 t 时刻的注入流量和流出流量； \underline{m}_p 和 \bar{m}_p 分别为管道 p 的热水流量下限和上限； $\underline{m}_n^{\text{in}}$ 和 \bar{m}_n^{in} 分别为节点 n 注入水流量的下限和上限； \underline{p}_n^s 和 \bar{p}_n^s 分别为供水网络中节点 n 水压的下限和上限； \underline{p}_n^r 和 \bar{p}_n^r 分别为回水网络中节点 n 水压的下限和上限； \mathcal{N} 为供热系统节点集合； \mathcal{P} 为供热系统管道集合； $\mathcal{N}_p^{\text{fr}}$ 和 $\mathcal{N}_p^{\text{to}}$ 分别表示供热系统中与管道 p 相连的起始节点和末端节点； $\mathcal{P}_n^{\text{fr}}$ 和 $\mathcal{P}_n^{\text{to}}$ 分别表示供热系统中与

节点 n 相连的上游管道和下游管道集合。

供热系统在热源节点的热功率输入可表示为：

$$\begin{aligned} H_t^{\text{in}} &= \sum_{n \in \mathcal{N}} H_{n,t}^{\text{in}} = \sum_{n \in \mathcal{N}} \left(\sum_{c \in \mathcal{C}_n} H_{c,t}^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}_n} H_{b,t}^{\text{GB}} \right) \\ &= \sum_{n \in \mathcal{N}} \left[c^w m_{n,t}^{\text{in}} (T_{n,t}^{\text{s,in}} - T_{n,t}^{\text{r}}) \right] + H_t^{\text{loss}}, \end{aligned} \quad (3-17)$$

$$T_{n,t}^{\text{s,in}} \leq \bar{T}_n^{\text{s}}, n \in \mathcal{N}, \quad (3-18)$$

式中： H_t^{in} 表示供热系统在 t 时刻的总热输入功率； $H_{n,t}^{\text{in}}$ 表示供热系统节点 n 在 t 时刻的热输入功率； c^w 表示比热容； $T_{n,t}^{\text{s,in}}$ 表示 t 时刻节点 n 热源的供热温度； $T_{n,t}^{\text{r}}$ 表示 t 时刻节点 n 的回热温度； H_t^{loss} 表示供热系统 t 时刻的热损耗； \bar{T}_n^{s} 表示供热系统节点 n 供热温度最大值； \mathcal{C}_n 表示接入供热系统节点 n 的 CHP 集合； \mathcal{B}_n 表示接入供热系统节点 n 的 GB 集合。

节点方法将每个管道的出口温度表示为过去多个时刻入口温度和管道流量的非线性函数^[15, 188]，其具体公式可参考 2.4 节式 (2-77)-(2-83)。节点方法采用非线性函数和逻辑表达式描述热力系统中管道温度的传播过程和热量损耗，大大增加了热电联合调度模型的求解复杂性。为了提高 CHPD 求解效率，本章提出了一种基于集中线性热网损耗的热力传输模型。首先，假设热水在管道传播过程中不存在损耗。这一假设主要针对热绝缘良好的区域供热系统，因为相比于热水在供热终端负荷的温度下降，热量传播过程中的温度下降可以忽略不计^[15, 171]。事实上，供热系统的热损耗主要取决于供热温度和供热系统地理范围两个因素。大多数区域供热系统的供热温度都设定在 50-100°C 范围，供热管道的总长度在几公里到十几公里的范围内。对于这样的供热系统，热力传输损耗会维持在较低水平且一般不超过 5%^[171]。热网传输损耗主要来源于对外热传导^[192]，可以通过线性表达式近似估计。因此，基于上述分析，供水和回水网络的入口和出口温度映射关系可以简化为：

$$T_{p,t}^{\text{s,out}} = T_{p,t^*}^{\text{s,in}}, T_{p,t}^{\text{r,out}} = T_{p,t^*}^{\text{r,in}}, t^* = t - \tau_{p,t}, p \in \mathcal{P}, \quad (3-19)$$

式中： $T_{p,t}^{\text{s,in}}$ 和 $T_{p,t}^{\text{s,out}}$ 分别表示供水网络管道 p 在 t 时刻的入口温度和出口温度； $T_{p,t}^{\text{r,in}}$ 和 $T_{p,t}^{\text{r,out}}$ 分别表示供水网络管道 p 在 t 时刻的入口温度和出口温度； $\tau_{p,t}$ 表征管道 p 在 t 时刻的传输时延，可通过式 (2-78) 计算得出。然后，供热系统的热量损失可以通过累加供水网络和回水网络每个管道产生的热量损失获得。如图3.1所示，每个供热管道可以看作是两个虚拟的储热罐，其中一个对应于供水网络，其内部的平均温度可以用

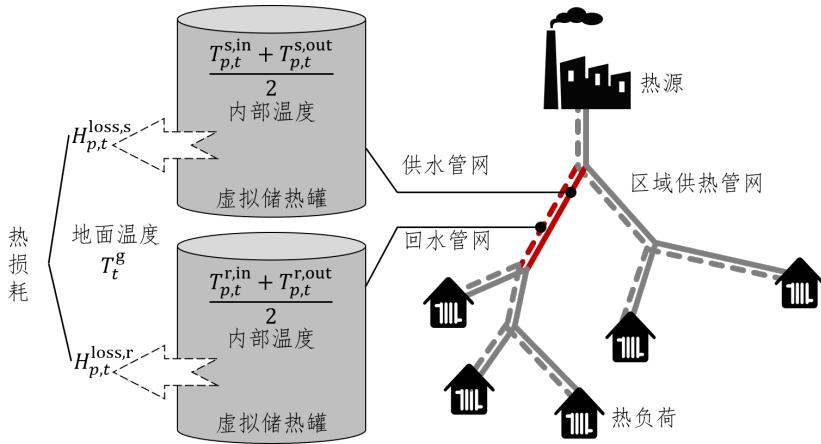


图 3.1 集中热力传输损耗模型示意图

$(T_{p,t}^{s,in} + T_{p,t}^{s,out})/2$ 估计；另外一个对应回水网络，其内部平均温度可以用 $(T_{p,t}^{r,in} + T_{p,t}^{r,out})/2$ 估计。根据储热罐内外温差，即可计算总体供热损耗，表示为：

$$H_t^{\text{loss}} = \sum_{p \in \mathcal{P}} (H_{p,t}^{\text{loss,s}} + H_{p,t}^{\text{loss,r}}) = \sum_{p \in \mathcal{P}} \left[\left(T_{p,t}^{s,in} + T_{p,t}^{s,out} \right) / 2 - T_t^g \right] k_p L_p + \sum_{p \in \mathcal{P}} \left[\left(T_{p,t}^{r,in} + T_{p,t}^{r,out} \right) / 2 - T_t^g \right] k_p L_p, \quad (3-20)$$

式中： $H_{p,t}^{\text{loss,s}}$ 和 $H_{p,t}^{\text{loss,r}}$ 分别表示供水和回水网络中管道 p 对外的热损耗功率； T_t^g 表示 t 时刻管道周围土壤温度； k_p 是管道 p 的等效传热系数； L_p 表示管道 p 的长度。

热力传输终端用户的传热方程和相关约束表述如下：

$$H_t^{\text{out}} = \sum_{n \in \mathcal{N}} H_{n,t}^{\text{out}} = \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w m_{n,t}^{\text{out}} (T_{n,t}^s - T_{n,t}^{r,out}), \quad (3-21)$$

$$T_{n,t}^s \geq \underline{T}_n^s, T_{n,t}^{r,out} \geq \underline{T}_n^r, n \in \mathcal{N}, \quad (3-22)$$

式中： H_t^{out} 表示供热系统在 t 时刻的总热负荷； $H_{n,t}^{\text{out}}$ 表示供热系统节点 n 在 t 时刻的热负荷； $T_{n,t}^s$ 为供水网络节点 n 的温度； $T_{n,t}^{r,out}$ 表示回水网络节点 n 的回热温度； \underline{T}_n^s 表示供水网络节点 n 的最低供热温度； \underline{T}_n^r 表示回水网络节点 n 的最低回热温度。假设对于供水网络和回水网络的任一节点，所有的流入热水均能充分混合。基于能量守恒关系，供水网络和回水网络的节点温度混合方程可表示为：

$$T_{n,t}^s = \frac{T_{n,t}^{s,in} m_{n,t}^{\text{in}} + \sum_{p \in \mathcal{P}_n^{\text{fr}}} T_{p,t}^{s,out} m_{p,t}}{m_{n,t}^{\text{in}} + \sum_{p \in \mathcal{P}_n^{\text{fr}}} m_{p,t}}, n \in \mathcal{N}, \quad (3-23)$$

$$T_{n,t}^{r,out} = \frac{T_{n,t}^{r,out} m_{n,t}^{\text{out}} + \sum_{p \in \mathcal{P}_n^{\text{lo}}} T_{p,t}^{r,out} m_{p,t}}{m_{n,t}^{\text{out}} + \sum_{p \in \mathcal{P}_n^{\text{lo}}} m_{p,t}}, n \in \mathcal{N}. \quad (3-24)$$

电力潮流通过节点功率平衡方程和支路潮流方程建模^[176, 177, 182]。电力网络节点 i 的有功注入功率和无功注入功率可表示为：

$$P_{i,t} = \sum_{g \in \mathcal{G}_i} P_{g,t}^{\text{TGU}} + \sum_{c \in \mathcal{C}_i} P_{c,t}^{\text{CHP}} + \sum_{v \in \mathcal{V}_i} P_{v,t}^{\text{PV}} - P_{i,t}^{\text{out}}, i \in \mathcal{I}, \quad (3-25)$$

$$Q_{i,t} = \sum_{g \in \mathcal{G}_i} Q_{g,t}^{\text{TGU}} + \sum_{c \in \mathcal{C}_i} Q_{c,t}^{\text{CHP}} + \sum_{v \in \mathcal{V}_i} Q_{v,t}^{\text{PV}} - Q_{i,t}^{\text{out}}, i \in \mathcal{I}, \quad (3-26)$$

式中： $P_{i,t}$ 和 $Q_{i,t}$ 分别表示节点 i 的有功注入功率和无功注入功率； $P_{i,t}^{\text{out}}$ 和 $Q_{i,t}^{\text{out}}$ 分别表示节点 i 的有功负荷和无功负荷； \mathcal{I} 为电力系统节点集合。根据基尔霍夫定律和欧姆定律，节点有功功率和节点无功功率平衡方程可表示为：

$$P_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t} - \sum_{i:i \rightarrow j} (P_{ij,t} - r_{ij} |I_{ij,t}|^2), \forall j \in \mathcal{I}, \quad (3-27)$$

$$Q_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t} - \sum_{i:i \rightarrow j} (Q_{ij,t} - x_{ij} |I_{ij,t}|^2), \forall j \in \mathcal{I}, \quad (3-28)$$

式中： $P_{jk,t}$ 和 $Q_{jk,t}$ 分别表示支路 (j, k) 在 t 时刻的有功传输功率和无功传输功率； r_{ij} 和 x_{ij} 分别为支路 (i, j) 的支路电阻和支路电抗； $I_{ij,t}$ 为支路 (i, j) 在 t 时刻的支路电流。定义节点电压和支路电流关系的支路潮流方程可表示为：

$$z_{ij} I_{ij,t} = (V_{i,t} - V_{j,t}), \quad (3-29)$$

$$S_{ij,t} = V_{i,t} I_{ij,t}^*, \forall (i, j) \in \mathcal{L}, \quad (3-30)$$

式中： $I_{ij,t}^*$ 为 $I_{ij,t}$ 复数共轭变量； z_{ij} 为支路 (i, j) 的复数阻抗； $V_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻的复数电压； $S_{ij,t}$ 为支路 (i, j) 的复数传输功率； \mathcal{L} 表示电力网络支路集合；注意到上述变量均为复数，因此实际包含对应于实部和虚部的两组方程：

$$S_{ij,t} = P_{ij,t} + iQ_{ij,t}, \quad (3-31)$$

$$z_{ij} = r_{ij} + i x_{ij}, \forall (i, j) \in \mathcal{L}, \quad (3-32)$$

式中：**i** 表示虚数单位。节点电压和支路电流的边界约束可表示为：

$$\underline{V}_i \leq |V_{i,t}| \leq \bar{V}_i, \forall i \in \mathcal{I}, \quad (3-33)$$

$$|I_{ij,t}| \leq \bar{I}_{ij}, \forall (i, j) \in \mathcal{L}, \quad (3-34)$$

式中： \underline{V}_i 和 \bar{V}_i 分别表示节点 i 电压幅值下限和上限； \bar{I}_{ij} 表示支路 (i, j) 电流上限。

最终，基于线性热网传输损耗的简化热电联合调度模型由目标函数 (3-1) 和运行约束 (3-2)-(3-34) 构成。其中，(3-2)-(3-12) 为电-热综合能源系统发电与产热元件模型，

(3-13)-(3-24) 为热力系统运行约束, (3-25)-(3-34) 为电力系统运行约束。

3.2.2 供热系统运行方式建模

基于线性热力传输损耗的简化热电联合调度模型 SCHPD 可精简地总结为:

$$\begin{aligned} (\text{SCHPD}) \quad & \min \quad (3-1) \\ & \text{s.t. } (3-2) - (3-34). \end{aligned} \quad (3-35)$$

供热系统具有不同的运行方式, 可以看作是热力系统运行灵活性的主要来源。热力系统的可控变量通常为管道中的热水流量和热源/热交换站处的供热/回热温度。一般来讲可以根据供热系统热水流量 $m_{n,t}^{\text{in}}$ 和热源供热温度 $T_{n,t}^{\text{s,in}}$ 将供热系统运行模式分为四类: 固定流量固定供热温度模式 CF-CST、固定流量变化供热温度模式 CF-VST、变化流量固定供热温度模式 VF-CST 和变化流量变化供热温度模式 VF-VST。相比之下, 变流量变温度模式 VF-VST 是一种相对先进的控制方法, 其数学模型如式 (3-35) 所示。定流量变温度模式 CF-VST 通过固定供水流量保证系统液压分布的均衡稳定, 在中国北方地区热网中应用普遍^[164]。部分北欧热力系统运行在变流量定温度模式 VF-CST^[193], 主要用来应对冬季供热需求较大的场景。对于定流量定温度模式 CF-CST, 热力系统不具备运行灵活性, 即按照预先设定的热源温度和流量运行。针对 CF-CST、CF-VST 和 VF-CST 这三种运行模式, 需要通过额外的约束限定热网的运行方式, 表示为:

$$\text{CF-CST : } m_{n,t}^{\text{in}} = \tilde{m}_n^{\text{in}}, T_{n,t}^{\text{s,in}} = \tilde{T}_n^{\text{s,in}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad (3-36)$$

$$\text{CF-VST : } m_{n,t}^{\text{in}} = \tilde{m}_n^{\text{in}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad (3-37)$$

$$\text{VF-CST : } T_{n,t}^{\text{s,in}} = \tilde{T}_n^{\text{s,in}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}, \quad (3-38)$$

式中: \tilde{m}_n^{in} 和 $\tilde{T}_n^{\text{s,in}}$ 分别表示预定义的系统供水流量和热源供热温度。

3.3 热电联合调度灵活性评估方法

3.3.1 广义等效热储能模型

总的来讲, 供热网络可以看作是位于热源和热负荷之间的一种被动的热储能装置。供热功率不必实时跟踪热力负荷变化, 可以将多余的热量存储在供热管网中, 或者从供热管网中获取热量。因此, 区别于暂态过程短暂的电力系统, 热力系统的热输入相对灵活, 不需要严格满足供热-用热实时平衡关系。

图3.2给出了如何通过改变供热温度实现热网供给侧的热输入功率调节(以一条管

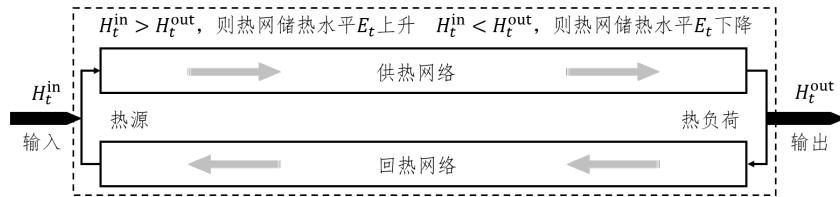


图 3.2 热力管网供热温度调节示意图

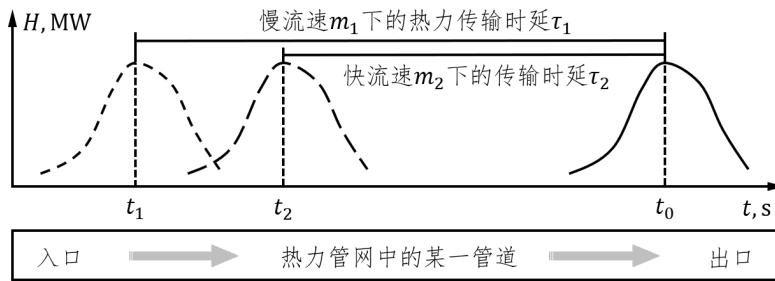


图 3.3 热力管网供水流量调节示意图

道为例)。热力管网在 t 时刻储存的热量 E_t 可通过下式计算得出:

$$E_t = \sum_{p \in \mathcal{P}} M_p \left(T_{p,0}^{s,in} + T_{p,0}^{r,in} \right) + \sum_{\tau=0}^{t-1} (H_{\tau}^{in} - H_{\tau}^{out} - H_{\tau}^{loss}). \quad (3-39)$$

通过提高供热温度, 热网供给侧的热输入增加。由于热力系统存在热惯性, 在短时间内, 供热系统其他节点温度保持不变, 因此热输入大于热输出, 即 $H_t^{in} \geq H_t^{out}$ 。多余的热量被存储在热力管网中, 使得 E_t 上升。图3.3展示了通过调节管网供水流量改变热网运行状态的示意图。热网供水流量的大小直接决定了供热时延的长短。例如, 当供水流量从 m_1 提高到 m_2 , 时延从 τ_1 缩短到 τ_2 。因此, 图3.3中热力生产的峰值时刻从 t_1 延后到 t_2 , 从而改变了热力供给曲线, 达到可延迟热力负荷的效果。

为了直观量化供热系统的运行灵活性, 本章提出了基于广义等效热储能模型的灵活性评估方法, 分析供热网络作为一种被动热储能装置所能提供的功率支撑和容量支撑。首先, 将供热系统的 CF-CST 模式定义为热力系统运行基准值, 其预定义的热源供热温度和供水流量分别为 $\tilde{T}_n^{s,in}$ 和 \tilde{m}_n^{in} 。当供热系统运行在 CF-CST 模式时, 热力系统的运行状态可以被唯一确定, 诸如系统供热温度、回热温度等运行状态变量都可以通过热力模型计算得出。因此, 基准热输入功率 \tilde{H}_t^{in} 可以通过计算每个时刻注入供热系统的总供热功率得到。供热系统运行灵活性可以认为是在满足系统约束情况下允许偏离该基准热输入的最大值和最小值。这里采用符号 $S(\phi)$ 表示广义等效热储能模型, $S(\phi)$ 代表满足储能参数 ϕ 限定的所有热输入功率集合, 其所包含的热输入功率曲线越多, 表示热力系统能够在更多热输入水平下实现不违反系统约束的安全运行, 表明供热系统

的运行灵活性越大。基于热网等效储能模型 $\mathbb{S}(\phi)$, 引入如下参数刻画热力系统的运行灵活性: 最大向上/向下热输入功率爬坡速率 R_t^+/R_t^- , 最大和最小热输入功率 H_t^+/H_t^- , 最大和最小热储能容量 E_t^+/E_t^- , 这些参数共同构成了 ϕ 。

定义 1: $\mathbb{S}(\phi)$ 定义了以 $\phi := (R_t^+, R_t^-, H_t^+, H_t^-, E_t^+, E_t^-)$ 为参数的供热系统等效热储能模型, 其包含的热输入功率曲线 H_t^{in} 的集合表示为:

$$\begin{aligned} \mathbb{S}(\phi) := & \left\{ H_t^{\text{in}} \mid E_{t+1} = E_t + \Delta T (H_t^{\text{in}} - H_t^{\text{out}} - H_t^{\text{loss}}), \right. \\ & E_t^- \leq E_t - \tilde{E}_t \leq E_t^+, H_t^- \leq H_t^{\text{in}} - \tilde{H}_t^{\text{in}} \leq H_t^+, \\ & \left. R_t^- \leq H_t^{\text{in}} - H_{t-1}^{\text{in}} \leq R_t^+, t \in \mathcal{T} \right\}, \end{aligned} \quad (3-40)$$

式中: \tilde{H}_t^{in} 和 \tilde{E}_t 分别表示基准情况下热输入功率和热力管网储热水平; 热力管网储热量 E_t 取决于热输入功率 H_t^{in} 、热输出功率 H_t^{out} 和热损耗功率 H_t^{loss} 。

3.3.2 热网灵活性直接评估算法

为了评估式 (3-40) 中表征热力系统热功率爬坡能力和储热容量的相关参数, 本章提出了一种不依赖于大量仿真计算的直接评估方法。热输入功率的上界 H_t^+ 和下界 H_t^- 可以定义为当系统运行模式从 CF-CST 模式切换到其他模式后, t 时刻系统热输入功率偏移基准热输入功率的最大范围。这个最大范围主要受限于产热单元的热力输出水平和供热管网的供水流量、供热温度界限。例如, 当热力系统运行模式切换到 CF-VST 模式时, 可以通过提高供热温度增加热输入功率; 如果热力系统运行在 VF-CST 模式, 热力管网中的储热量会随着供水流量的变化而变化。基于热力系统的运行模型和 $\mathbb{S}(\phi)$ 的定义, H_t^+/H_t^- 可以通过下述公式计算:

$$\text{CF-VST: } \begin{cases} H_t^+ = \min \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \tilde{m}_n^{\text{in}} (\bar{T}_n^s - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \bar{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \bar{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \\ H_t^- = \max \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \tilde{m}_n^{\text{in}} (\underline{T}_n^s - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \underline{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \underline{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \end{cases} \quad (3-41)$$

$$\text{VF-CST: } \begin{cases} H_t^+ = \min \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \bar{m}_n^{\text{in}} (\tilde{T}_n^{\text{s,in}} - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \bar{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \bar{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \\ H_t^- = \max \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \underline{m}_n^{\text{in}} (\tilde{T}_n^{\text{s,in}} - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \underline{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \underline{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \end{cases} \quad (3-42)$$

$$\text{VF-CST: } \begin{cases} H_t^+ = \min \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \bar{m}_n^{\text{in}} (\bar{T}_n^s - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \bar{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \bar{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \\ H_t^- = \max \left\{ \sum_{n \in \mathcal{N}} c^w \underline{m}_n^{\text{in}} (\bar{T}_n^s - \tilde{T}_{n,t}^r), \sum_{c \in \mathcal{C}} \underline{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \underline{H}_b^{\text{GB}} \right\} - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \end{cases} \quad (3-43)$$

式中: $\tilde{T}_{n,t}^r$ 表示基准状态下节点 n 在 t 时刻的回热温度。热功率爬坡能力 R_t^+/R_t^- 主要由热力生产机组爬坡速率和热力系统热输入功率变化率决定, 可以通过下式计算:

$$\begin{cases} R_t^+ = \min \left\{ H_{t+1}^+ - \tilde{H}_t^{\text{in}}, \sum_{c \in \mathcal{C}} \Delta \bar{H}_c^{\text{CHP}} + \sum_{b \in \mathcal{B}} \Delta \bar{H}_b^{\text{GB}} \right\}, \\ R_t^- = \max \left\{ H_{t+1}^- - \tilde{H}_t^{\text{in}}, - \sum_{c \in \mathcal{C}} \Delta \bar{H}_c^{\text{CHP}} - \sum_{b \in \mathcal{B}} \Delta \bar{H}_b^{\text{GB}} \right\}. \end{cases} \quad (3-44)$$

供热系统储热容量的最大值 E_t^+ 和最小值 E_t^- 可以通过计算对应目标函数的热电联合调度优化问题而求得。例如, 供热系统在 t 时刻运行在 VF-VST 模式下的最大和最小储热容量可以通过下式计算:

$$E_t^- = \operatorname{argmin} E_t \text{ s.t. } (3-2) - (3-34), \quad (3-45)$$

$$E_t^+ = \operatorname{argmax} E_t \text{ s.t. } (3-2) - (3-34). \quad (3-46)$$

通过观察决策变量和目标函数之间的关系, 可知在某些情况下最大/最小储热容量 E_t^+/E_t^- 可以通过确定性代数运算直接计算, 而不需要求解上述优化问题。

结论 1: 热力系统之前运行在 CF-CST 模式, 该基准模式下热源供热温度为 $\tilde{T}_n^{\text{s,in}}$, 供水流量为 \tilde{m}_n^{in} 。如果供热系统的运行模式切换到 CF-VST 模式, 则最大储热容量可以通过下式计算得出:

$$E_t^+ \leftarrow \{E_t | (3-2) - (3-34), (3-37), T_{n,t}^{\text{s,in}} = \bar{T}_n^{\text{s}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}\}. \quad (3-47)$$

结论 2: 如果热力系统运行模式切换到 VF-CST 模式, 则其最大和最小储热容量可以通过下式计算:

$$E_t^+ \leftarrow \{E_t | (3-2) - (3-34), (3-38), m_{n,t}^{\text{in}} = \bar{m}_n^{\text{in}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}\}, \quad (3-48)$$

$$E_t^- \leftarrow \{E_t | (3-2) - (3-34), (3-38), T_{n,t}^{\text{r,out}} = T_n^{\text{r}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}\}. \quad (3-49)$$

结论 3: 如果供热系统的运行模式从 CF-CST 模式切换到 VF-VST 模式, 则其最大储热容量可通过下式计算:

$$E_t^+ \leftarrow \{E_t | (3-2) - (3-34), T_{n,t}^{\text{s,in}} = \bar{T}_n^{\text{s}}, m_{n,t}^{\text{in}} = \bar{m}_n^{\text{in}}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}\}. \quad (3-50)$$

供热管网中的储热容量取决于供水管道和回水管道中热水的温度。如果供热系统运行在 CF-VST 模式, 管道中储存的热量可以通过提高热源供热温度增加。因此, 当热源供热温度达到上限时, 供热系统的储热容量最大, 如结论 1 所示。当供热系统运行在 VF-CST 模式时, 热源供热温度恒定, 因此供水网络的储热容量不变。通过增加

供水流量，负荷末端的温度下降会减小，因此回水网络的温度水平上升。当供热流量达到上限时，供热管网中热水储存的热量最高；相反，如果降低供水流量，直至回水网络的节点温度达到最小值，则供热管网中储存的热量最低，如结论 2 所示。对于结论 3 而言，当热网运行在 VF-VST 模式时，随着热源供热温度和供水流量的增加，供热管网储存的热量上升。

3.3.3 热电联合调度近似求解算法

所提的简化热电联合调度模型 (3-35) 仍然含有非线性和非凸约束，比如管道压力方程 (3-13)，节点温度混合方程 (3-23) 和 (3-24) 等。因此，本章提出了基于序列线性规划的热电联合调度近似算法来提高该问题的求解效率。在每次迭代过程中，时延变量 $\tau_{p,t}$ 用常数代替，然后将 SCHPD 模型中的非线性约束在一个可行初始点进行线性化处理，得到可以求解的线性优化问题。求解该线性优化问题可以得到关于原热电联合调度问题的一个松弛解。为了得到一个满足原问题约束的可行解，将松弛解中的管道流量变量和热源供热温度变量固定下来，然后重新计算关于热电联合调度的线性优化问题，得到一个可行解。相应的其他决策变量，如管道回热温度、电力网络支路潮流等也可随之确定。在下次线性迭代开始前，根据当前可行解中管道流量大小，更新时延变量 $\tau_{p,t}$ ，用于下次迭代优化。基于序列线性规划的热电联合调度近似求解算法步骤展示如下：

基于序列线性规划的热电联合调度近似求解算法

- 步骤 1)** 初始化迭代最大次数 N^{\max} 和目标函数收敛阈值 ϵ 。
 - 步骤 2)** 初始化迭代次数 $n = 0$ 。找到一组可行的初始解，表示为 x^0 。根据初始热力管网流量确定一组关于热力传输时延的初始值 $\tau_{p,t}^0, \forall p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T}$ 。
 - 步骤 3)** 在可行解 x^n 处线性化 SCHPD 模型中的非线性约束，如式 (3-13), (3-23), (3-24)) 等。
 - 步骤 4)** 基于 $\tau_{p,t}^n$ 和 x^n 生成 T 时间范围的 SCHPD 线性优化问题。求解该问题并获得一个关于原热电联合调度问题的松弛解 \dot{x}^n 。
 - 步骤 5)** 通过固定管道流量和热源供热温度从松弛解 \dot{x}^n 获得一个可行解 x_*^n 。然后确定其他决策变量，如供热管网回热温度、电力网络支路潮流等。
 - 步骤 6)** 基于 x_*^n 计算目标函数值 J^n 。如果 $|J^n - J^{n-1}| / J^{n-1} \leq \epsilon$ ，收敛条件满足并终止。否则，进入步骤 7)
 - 步骤 7)** 迭代次数 n 加以。如果 $n > N^{\max}$ ，达到最大迭代次数，算法终止。否则，进入步骤 8)
 - 步骤 8)** 更新用于下一次迭代的可行解，即 $x^n = x_*^{n-1}$ 。基于 x^n 更新时延变量 $\tau_{p,t}^n, \forall p \in \mathcal{P}, \forall t \in \mathcal{T}$ 。返回步骤 3)。
-

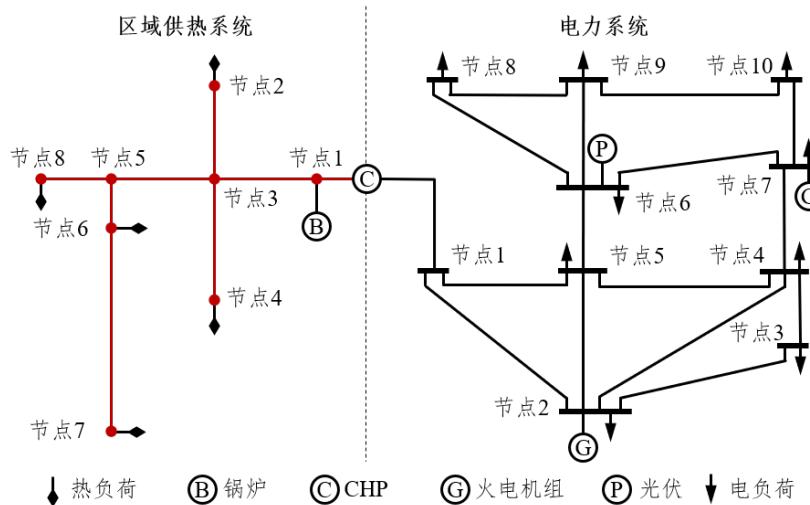


图 3.4 10 节点 EPS+8 节点 DHS 电-热综合能源测试系统示意图

所提的基于简化供热潮流模型的电-热网联合调控方法能够处理热力系统温度动态复杂、模型高度非线性等问题，并应用基于序列线性规划的迭代求解算法显著提高非凸热电联合调度问题的求解效率，实现高比例可再生能源的有效接入和电-热系统联合高效运行。

3.4 算例分析

3.4.1 10 节点电力系统 +8 节点热力系统算例

表 3.1 10 节点 EPS+8 节点 DHS 电-热综合能源测试系统参数

条目	值	条目	值	条目	值
$[P_{q1}^{\text{TGU}}, \bar{P}_{q1}^{\text{TGU}}]$	[20,60] MW	$\Delta \bar{P}_{q1}^{\text{TGU}}$	15 MW	η_{g1}^{TGU}	0.35
$[P_{q2}^{\text{TGU}}, \bar{P}_{q2}^{\text{TGU}}]$	[20,65] MW	$\Delta \bar{P}_{q2}^{\text{TGU}}$	15 MW	η_{g2}^{TGU}	0.40
$[H_c^{\text{CHP}}, \bar{H}_c^{\text{CHP}}]$	[18,60] MW	$\Delta \bar{H}_c^{\text{CHP}}$	20 MW	η_c^{CHP}	0.75
$[H_b^{\text{GB}}, \bar{H}_b^{\text{GB}}]$	[12,60] MW	$\Delta \bar{H}_b^{\text{GB}}$	20 MW	η_b^{GB}	0.90
$[m_n^{\text{in}}, \bar{m}_n^{\text{in}}]$	[100,1000] kg/s	T_n^{r}	40°C	ξ_c^{CHP}	0.67
$[T_n^{\text{s}}, \bar{T}_n^{\text{s}}]$	[80,120]°C				

首先在一个由 10 节点电力系统和 8 节点供热系统组成的电-热综合能源测试系统中验证所提灵活性分析方法的有效性^[89, 194]，如图3.4所示。供热系统的管网总长度大约为 10 千米；一台 CHP 和一个 GB 配置在供热系统节点 1 处；两台 TGU 分别与电力系统节点 2 和节点 7 连接；光伏阵列位于节点 6，峰值容量为 130MW；电力负荷热力负荷峰值分别为 160MW 和 90MW。算例中光伏渗透比例较高，用来验证热电联合调度在促进新能源消纳方面的作用。表3.1列出了发电机组和供热单元的出力、爬坡约束参

数和热网流量、温度限制参数。

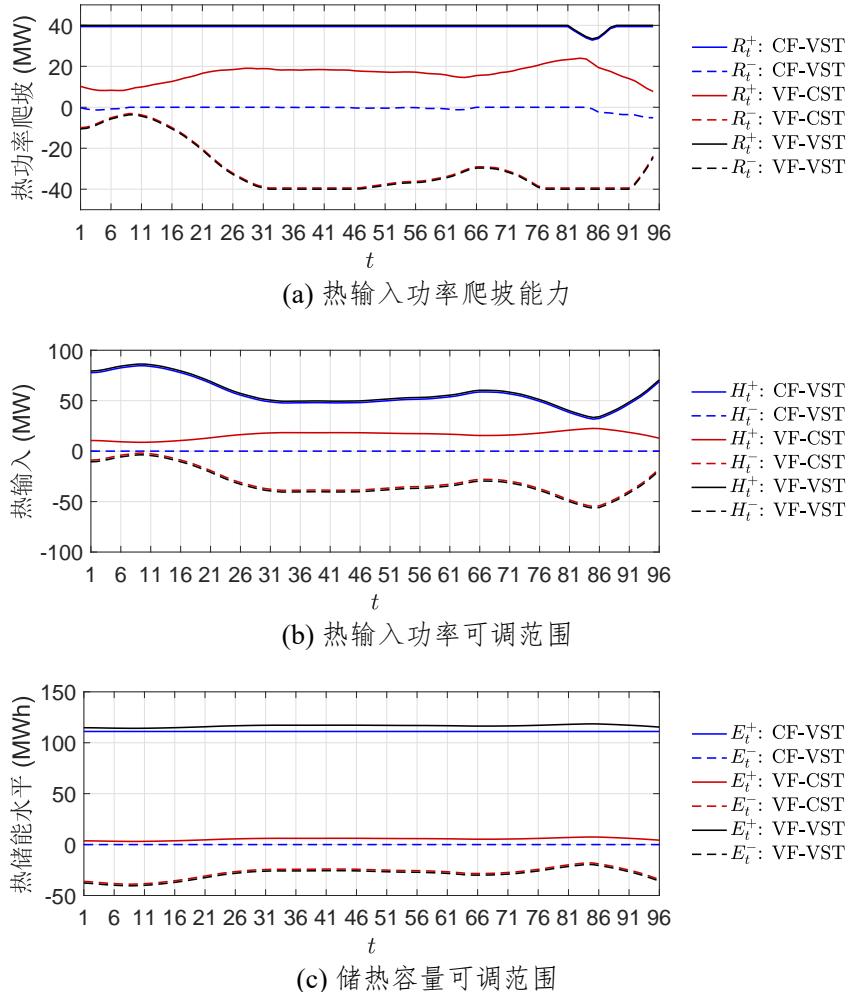


图 3.5 供热系统灵活性指标计算结果

这里供热系统的基准运行状态以 80°C 供热温度和 800kg/s 的供水流量为设定值。图3.5展示了基于所提评估方法得到的相关灵活性分析指标。在图3.5a中，热网 VF-VST 模式具有最显著的热输入功率爬坡灵活性。VF-VST 和 CF-VST 模式的热功率爬坡上限都由热源的爬坡功率限定，即 CHP 和 GB 的 40MW 热输出爬坡速率，因为将供热温度从 80°C 提高到 120°C 可以提供可观的爬坡灵活性。相反，如果热网运行在 VF-CST 模式，热功率爬坡速率上限则主要受限于热源输入功率的变化量，在大多数时间小于 20MW 。类似的趋势可以从图3.5b中观察得出。CF-VST 模式比 VF-CST 模式具有更加显著的热输入功率向上灵活性，因为基准供热温度 80°C 相对较低，具有更加充足的向上调整空间。如果将热源供热温度从 80°C 提高到 120°C ，则整体热输入功率可以提高 50% 。相反，如果将供水流量从 800kg/s 提高到 1000kg/s ，相对提高比例只有 25% 。但

是, VF-CST 模式的热输入功率向下灵活性更加充足, 因为供水流量的向下调节空间更大。总的来讲, 向上和向下灵活性具有相对性, 两者难以兼得。图3.5c展示了热力系统储热容量的上限与下限。VF-VST 模式的储热容量可变范围最大, 其最大储热容量增量为 115MWh, 最大储热容量减量为 40MWh。CF-VST 模式也可以通过提高供热温度热容量, 但是向下储热容量为 0, 因供热温度以达到最小值, 且供水流量固定。对于 VF-CST 模式而言, 储热容量可以通过提高供水流量增加 5MWh, 因为负荷终端温度下降减少, 从而间接提高了回水网络的温度水平。

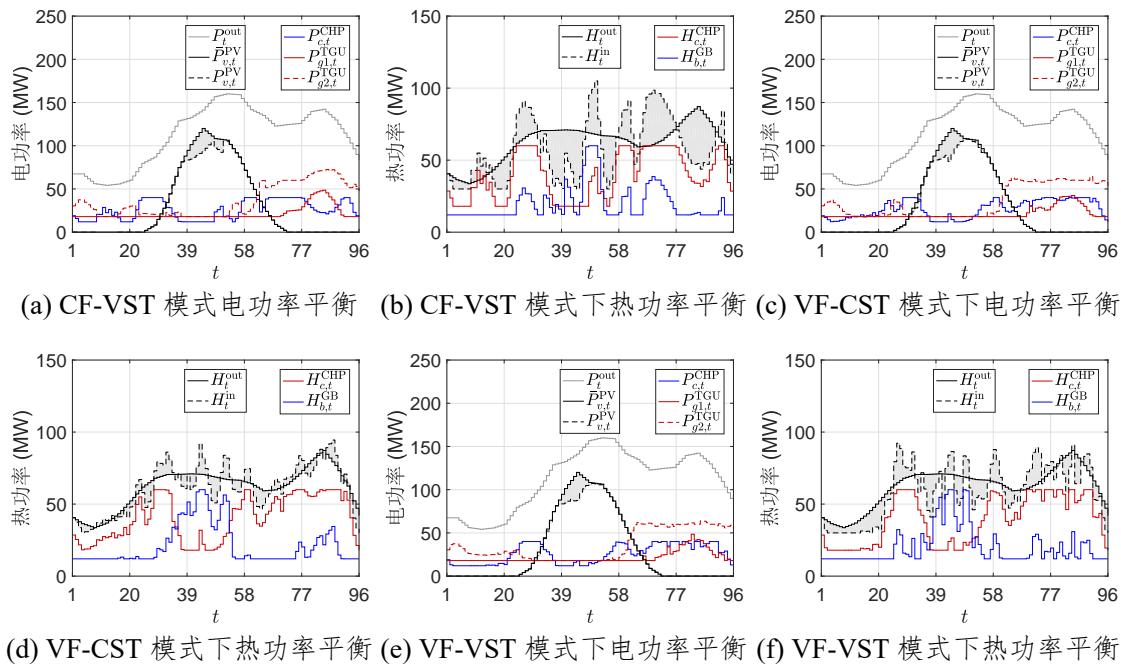


图 3.6 电-热综合能源系统在不同运行模式下的调度结果

图3.6展示了热电联合调度在 CF-VST 模式、VF-CST 模式和 VF-VST 模式时的调度结果。在 CF-VST 模式下, 热网管道的供水流量为固定值。相反, 在 VF-CST 模式中流量可变但供热温度固定在 80°C。通过图3.6b、图3.6d和图3.6f可知, 热力生产和消耗不存在实时平衡的关系。灰色阴影区域表示每个时刻热力生产和消耗的不平衡差额, 对应于热力系统的充热和放热过程。因为温度调节的慢动态特性, 这种热力系统充热和放热的频率在 CF-VST 模式下要低得多, 如图3.6b所示。对于 VF-VST 模式, 热力系统的调节会频繁得多, 如图3.6f所示。

供热系统运行在不同模式下的实际热网储热水平如图3.7所示。实际储热水平 E_t 被限制在对应的上界 E_t^+ 和下界 E_t^- 以内, 表明所提出的储热容量指标的可行性。当热网运行在 CF-VST 模式时, 供热系统的储热水平波动明显, 因为温度的暂态调节过程

较慢，具有明显的时延特性。对于 VF-CST 模式，由于其上界 E_t^+ 和下界 E_t^- 之间的范围较小，因此其储热水平 E_t 很难达到如 VF-VST 模式下的动态变化曲线。

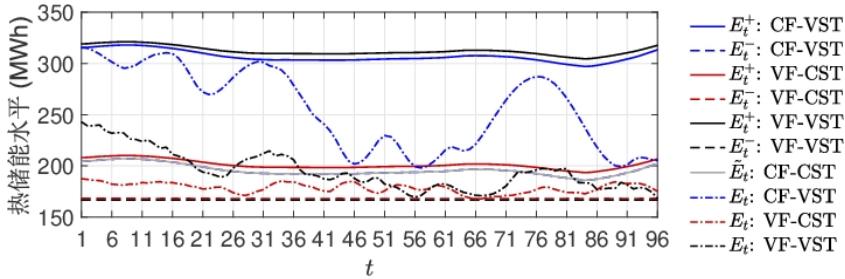


图 3.7 不同模式下热网储热水平变化过程

表3.2总结了不同热网运行模式下的相关运行指标，包括燃料成本、弃光情况、总运行费用和平均热电联合调度计算时间。CF-VST 模式的弃光情况要好于 VF-CST 模式，但是 VF-CST 模式的运行成本比 CF-VST 模式低 3.7%。VF-VST 模式的运行成本和弃光情况是最好的，主要得益于该模式下热力系统的可控性较高。相比于 CF-CST 模式，总运行成本降低 \$25410 (超过 10%)，弃光情况减少 23.5%。CF-CST 模式下求解 SCHPD 问题平均需要 10.94s，因为热力系统的运行状态可以通过预定义的供热温度和供水流量唯一确定。如果运行在其他模式，需要采用基于序列线性规划的简化迭代计算方法求解热电联合调度问题。VF-VST 模式下需要 30.39s，大约是 CF-CST 模式的 3 倍，不过仍然满足应用需求。

表 3.2 热网不同运行模式下的运行指标比较

模式	燃料成本 ($\times 10^5 \$$)	弃光情况 (MWh)	总运行成本 ($\times 10^5 \$$)	平均计算时间 (s)
CF-CST	2.1817	64.1556	2.4114	10.94
CF-VST	2.1352	56.0694	2.3359	14.40
VF-CST	2.0562	56.3194	2.2578	26.86
VF-VST	1.9816	49.0806	2.1573	30.39

供热系统灵敏度评估依赖于初始基准运行状态的选取。这里分析热网灵敏度相关指标随基准供热温度 $\tilde{T}_n^{s,in}$ 和基准供水流量 \tilde{m}_n^{in} 的变化情况。其中，基准供热温度在 80 到 120°C 的范围内变化，基准供水流量在 400 到 1000kg/s 的范围内变化。采用 24 小时内的灵敏度参数平均值作为表征，用符号 $\widehat{(\cdot)}$ 表示。图3.8展示了 CF-VST 模式下热输入功率灵活性指标随基准供热温度和供水流量的变化情况。图3.9展示了 VF-VST 模式下储热容量灵活性指标随基准供热温度和供水流量的变化情况。注意到图3.8和图3.9中，

当 $\tilde{T}_n^{s,in} = 80/90^\circ\text{C}$ 时, 取值为 0 的条块表示未找到可行解。在图3.8a中, 热输入功率上界随着基准供热温度的提高而下降。当供热温度达到上限时, \hat{H}^+ 取值为 0。这是因为随着供热温度的提高, 热输入功率的向上可调范围变小; 另一方面, 随着供水流量的提高, 热输入功率上界增加。因为在较大的供水流量作用下, 每提高 1° 的供热温度, 对应的热输入功率增量会越大。当 $\tilde{T}_n^{s,in} = 110^\circ\text{C}$ 时, 将供水流量提高 150kg/s 可以形成 6MW 的热输入功率增量。对于热输入功率向下调节边界 \hat{H}^- , 大多是情况下均为 31MW , 如图3.8b所示, 这主要受限于产热单元的最小发热功率。因此, 通过灵敏度分析可知, 热输入功率的上界主要受基准运行状态影响, 而热输入功率下界则主要取决于机组的出力界限。

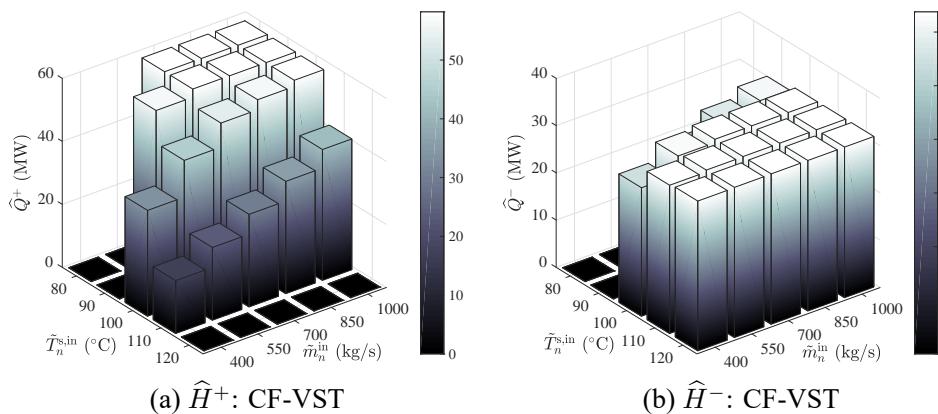


图 3.8 电-热综合能源系统在 CF-VST 模式下的灵活性指标灵敏度分析

通过观察图3.9a和3.9b可知, 储热容量上限和下限之间有明显的对称关系。储热容量最大值为 120MWh , 出现在 $\tilde{T}_n^{s,in} = 80^\circ\text{C}$ 和 $\tilde{m}_n^{in} = 700\text{kg/s}$ 的情况。相反, 最小储热容量为 -145MWh , 出现在供热温度和供水流量在高位的情况, 即 $\tilde{T}_n^{s,in} = 120^\circ\text{C}$ 和 $\tilde{m}_n^{in} = 1000\text{kg/s}$ 。总的来讲, 随着基准供热温度和供水流量的升高, 管道内储存的热量也会上升。这使得储热容量的向上可调空间被压缩, 而向下可调空间得到释放。同时, 基准供热温度对储热容量上下限的影响更加明显。

为了验证所提简化热电联合调度模型的建模精度, 图3.10对比了采用简化模型和原节点模型计算得到的供水节点温度和回水节点温度。具体来讲, 实线表示通过简化模型计算得到的供热温度 $T_{7,t}^s$ 和回热温度 $T_{1,t}^r$, 虚线表示通过节点模型计算得到的供热温度 $\dot{T}_{7,t}^s$ 和回热温度 $\dot{T}_{1,t}^r$ 。可以发现, 所提的简化模型能够较为精确地估计供热管网中温度的动态变化过程, 供水网络节点温度和回水网络节点温度的变化趋势和动态过程与节点方法计算的结果差异很小。整体相对估计误差为 2.80% , 温度偏差大多在 2°C 以

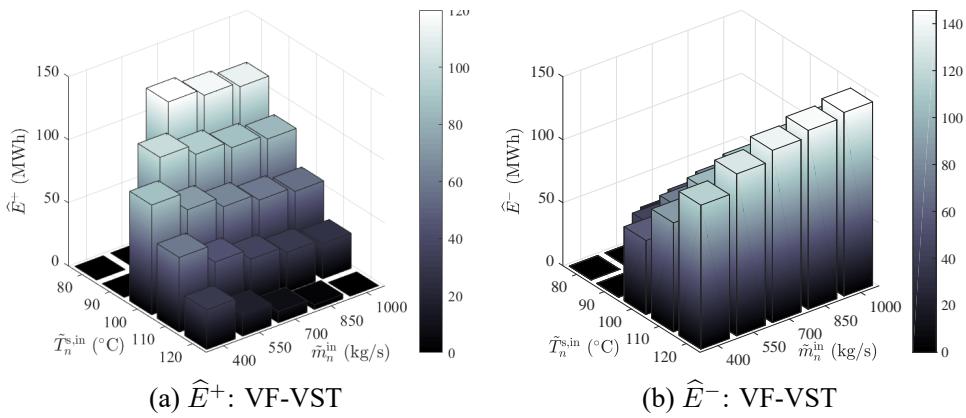


图 3.9 电-热综合能源系统在 VF-VST 模式下的灵活性指标灵敏度分析

内。除此之外，所提方法也能满足最大供热温度和最小回热温度的约束。

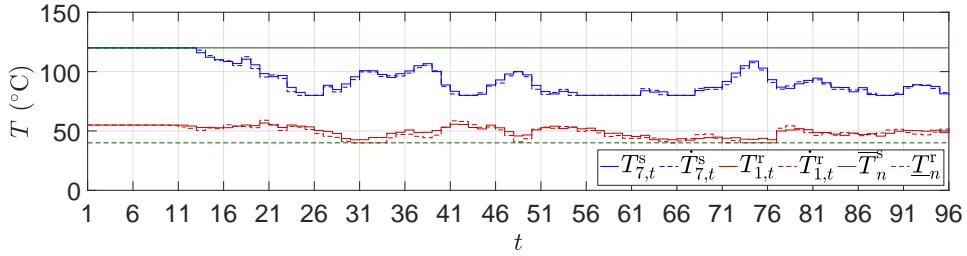


图 3.10 简化热电联合调度模型温度估计精度

3.4.2 123 节点电力系统 +30 节点热力系统算例

为了测试所提灵活性评估方法的可扩展性，在一个由 123 节点电力系统^[195]和 30 节点供热系统^[15]组成的电-热综合能源测试系统中进行仿真分析。图3.11展示了电-热综合能源大测试系统的拓扑图，其中 4.16kV 的配电系统包含 3 个光伏阵列、4 个分布式发电单元；供热系统包含 29 条供热管道和 17 个换热站，总长度为 6.6 千米。电力负荷和热力负荷峰值分别为 21.65MW 和 11.44MW。

表3.3总结了大测试系统在不同运行模式下的燃料费用、弃光情况、总运行成本和平均计算时间。VF-VST 模式是最为经济的运行方式，相比于 CF-CST 模式，其成本下降幅度为 \$1934 (6.34%)，弃光功率也显著减少。这证明通过实现供热温度和供水流量的灵活调节，可以显著提高系统运行的经济性。

表3.4列举了大测试系统在不同运行模式下的灵活性评估指标，评估基准运行状态为 $\tilde{T}_n^{\text{s,in}} = 90^\circ\text{C}$ 和 $\tilde{m}_n^{\text{in}}=60\text{kg/s}$ 。基准供热温度设定较低，因此有较大空间提升供热温度。CF-VST 模式的热输入功率上限 (7.05MW) 高于 VF-CST 模式的热输入功率上限

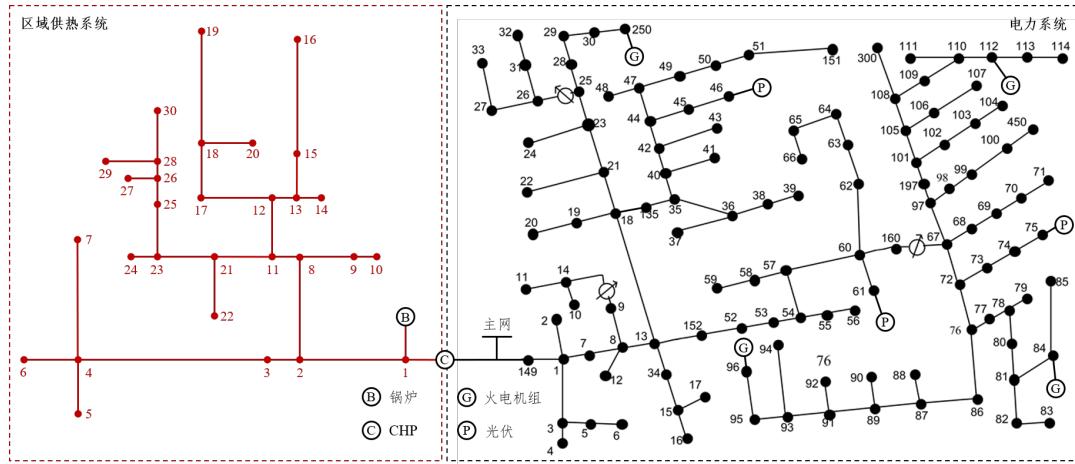


图 3.11 电-热综合能源大测试系统示意图

表 3.3 不同运行模式下电-热综合能源大测试系统的运行指标比较

模式	燃料费用 ($\times 10^4 \$$)	弃光情况 (MWh)	总运行成本 ($\times 10^4 \$$)	平均计算时间 (s)
CF-CST	2.8243	6.3444	3.0514	80.66
CF-VST	2.7668	5.8533	2.9763	137.61
VF-CST	2.7138	5.8778	2.9242	211.09
VF-VST	2.6632	5.4422	2.8580	215.76

(6.53MW)。相反, VF-CST 模式的热输入功率向下灵活性更加充足, 主要得益于能够显著降低的供水流量。VF-VST 模式的灵活性特征最为明显, 这体现在热功率爬坡能力、热输入功率调节范围和储热容量的调节范围三个指标上。VF-VST 模式的储热容量上下限差别为 26.44MWh, 大约是 VF-CST 模式的 2 倍和 CF-VST 模式的 1.5 倍。

表 3.4 不同运行模式下大测试系统的灵活性指标

模式	\hat{R}^+ (MW)	\hat{R}^- (MW)	\hat{H}^+ (MW)	\hat{H}^- (MW)	\hat{E}^+ (MWh)	\hat{E}^- (MWh)
CF-VST	5.5139	-2.1638	7.0526	-2.2060	15.2445	-2.3375
VF-CST	5.4006	-3.9240	6.5294	-4.0748	4.0830	-4.5771
VF-VST	5.5139	-3.9240	7.9252	-4.0748	19.3323	-7.1037

表3.5总结了SCHPD方法和基于节点方法的CHPD模型的计算时间。这些计算时间均在VF-VST模式下测算得出, 也是所有运行模式中计算时间最长的一种。计算结果在一台配置 i7-7700 @3.60GHz 处理器和 16GB 内存的计算机上进行, 采用 MATLAB R2016b 平台和 YALMIP 接口^[196]以及 CPLEX 12.8.0 求解器。总的来讲, SCHPD 方法

比传统的 CHPD 方法求解效率更高，无论是对比平均计算时间还是对比最大计算时间。在 8 节点热网 +10 节点电网的电-热综合能源测试系统中，SCHPD 需要 30.39 秒完成计算，而 CHPD 模型则需要 428.42 秒，大概是所提简化模型的 13 倍。在大测试系统中，所提 SCHPD 需要消耗 215.76 秒获得调度结果，比传统方法提高了近 10 倍。因此，所提的简化热电联合调度模型和基于序列线性规划的求解方法能够显著提高计算效率。

表 3.5 SCHPD 和 CHPD 模型的计算时间对比

系统	方法	平均计算时间 (s)	最大计算时间 (s)
33+8	SCHPD	30.39	42.84
	CHPD	428.42	614.08
123+30	SCHPD	215.76	295.33
	CHPD	2180.50	2856.34

3.5 本章小结

电-热综合能源系统协同调度能够显著提高系统运行灵活性。已有研究大多针对特定场景，通过大量仿真计算分析热电联合调度在运行成本和可再生能源消纳方面的优势。本章提出了一种基于广义等效热储能模型的热电联合调度灵活性评估方法，将供热系统刻画成广义等效热储能装置，量化分析供热管网能够提供的功率支撑和容量支撑。所提灵活性指标计算方法不依赖于繁杂的仿真计算分析，并且可以考虑热力系统的不同运行模式，通过简单的代数运算或一次优化计算获得热力系统运行灵活性参数。采用 10 节点电力系统 +8 节点热力系统和 123 节点配电系统 +30 节点供热系统两个算例验证了所提灵活性评估方法在热网储能特性量化、热网运行模式分析方面的有效性和可拓展性，并分析了基准供热温度和供水流量对灵活性指标的影响。

第4章 考虑不确定性的主动配电系统随机运行优化

4.1 引言

分布式可再生能源的高比例渗透极大增加了配电系统的运行不确定性^[184, 197]，安全和经济的配电系统运行策略需要适应可再生能源出力波动和电力负荷波动。主动配电系统通过协调控制分布式灵活资源，为消纳分布式可再生能源、提高配电系统运行效率提供了可行路径。因此，考虑分布式可再生能源不确定性的主动配电系统随机运行优化方法是最大化利用分布式可控资源，实现配电系统安全和经济运行的重要途径。主动配电系统的集中式电压管理^[198]、系统无功平衡控制^[23]一直是研究热点。然而，文献[23, 198]中仅基于单时间断面的静态电压分析，难以处理波动性可再生能源，也无法有效发挥储能等分布式灵活资源的动态调节特性。为了适应主动配电系统运行优化中多时段动态优化的需求，模型预测控制^[47]在主动配电系统运行优化中得到广泛应用^[22, 42, 48]。模型预测控制通过构建表征系统动态的状态空间模型，实现多时段预测性最优控制。通过滚动求解含多变量约束的最优控制问题，模型预测控制算法实现隐性反馈控制，从而提高算法应对建模误差和量测误差的鲁棒性。然而，以往的研究工作^[22, 42, 48]主要基于确定性模型预测控制（Deterministic Model Predictive Control, DMPC）。尽管 MPC 的隐性反馈控制机制也能提供一定的算法鲁棒性，确定性模型在描述波动性可再生能源、整合不确定性概率信息方面具有不足之处，所求解的确定性运行策略很可能是次优甚至不可行的。

为此，本章提出了一种基于随机滚动优化框架的主动配电系统运行优化方法，通过改进现有的随机模型预测控制（Stochastic Model Predictive Control, SMPC），实现考虑分布式可再生能源和电力负荷不确定性的主动配电系统在线滚动优化调控。根据配电网运行规范，本章采用机会约束建模电压上下界限制，以表征电压合格率等概率型供电可靠性指标。相比于基于软约束的电压限制^[48]，机会约束可以平衡运行控制成本和电压界限违反情况这两个目标。机会约束在最优潮流^[37, 137, 199]和机组组合问题^[140]中也有广泛应用。本章采用扰动仿射参数化方法，将不可直接求解的机会约束转换成确定性二阶锥约束，同时引入扰动反馈控制，提高主动配电系统动态控制性能。分布式可控资源的运行控制策略，包括分布式可控发电机组的出力水平、并联无功补偿电

容器投切状态、分布式电池储能充放电状态、有载调压器分接头位置等，可通过求解含机会约束的多时段优化问题得出。随机模型预测控制在模型预测控制算法的基础上，整合利用不确定参数的概率信息，并应用在储能系统管理^[200] 和微电网调度^[201] 中。传统的基于随机模型预测控制的电力系统运行方法主要使用基于 Jacobian 矩阵的灵敏度参数预测系统潮流动态过程^[22, 42, 48]，依赖于交流潮流计算结果且计算负担较大。为了克服这一困难，本章采用 2.3 节所提出的基于简化 Z-bus 矩阵的主动配电系统线性潮流模型，用来预测系统节点电压幅值与控制变量和扰动变量的作用关系。Z-bus 矩阵灵敏度计算方法使用节点注入功率作为灵敏度系数更新的依据，不依赖于交流潮流计算结果，从而在保证潮流估计精度的前提下，提高灵敏度矩阵迭代更新的计算效率。同时，基于序列线性规划（Sequential Linear Programming, SLP）滚动迭代生成系统线性状态空间模型（State Space Model, SSM），以补偿潮流线性化和量测产生的累计误差，借助简化 Z-bus 灵敏度和序列线性规划，所提出的主动配电系统随机滚动优化框架的计算效率和建模精度显著提高，能够为系统运行人员提供更加可靠、精确的运行策略参考。

本章具体结构如下：4.2节介绍了含多元可控设备的主动配电系统随机运行优化模型，包括目标函数和系统约束等；4.3节给出了考虑分布式可再生能源和电力负荷不确定性的电压机会约束建模和转化处理方法；4.4节提出了基于随机滚动优化框架的主动配电系统运行优化方法，并详细介绍滚动优化执行流程和求解算法；4.5节则采用 33 节点和 123 节点配电系统验证了所提方法的有效性；4.6节总结了本章主要工作。

4.2 主动配电系统随机运行优化模型

主动配电系统的随机运行优化模型是在确定性运行优化模型基础上，考虑系统参数不确定性和输入不确定性构建的运行优化模型。主动配电系统优化建模主要包括分布式单元建模和配电网建模。其中，分布式单元主要包括分布式光伏、分布式风电、分布式可控发电机组、分布式电池储能、并联可调无功补偿电容器、有载调压器等。配电网建模主要涉及配电系统潮流建模。

4.2.1 运行优化目标函数

主动配电系统随机运行优化是一个典型的多时段优化问题，其优化目标为最小化配电系统电压波动和分布式可控单元的控制成本，表述如下：

$$\begin{aligned} \text{minimize } \mathbf{J} = \mathbb{E}_{\mathbf{x}(t|t)} & \left[\mathbf{F}(\mathbf{x}) + \mathbf{Y}(\mathbf{u}) + \mathbf{W}(\mathbf{E}^{\text{SU}}) + \mathbf{V}(\mathbf{P}^{\text{CP}}, \mathbf{Q}^{\text{CP}}) + \right. \\ & \left. \mathbf{D}\left(\mathbf{P}^{\text{PV}}, \hat{\mathbf{P}}^{\text{PV}}, \mathbf{P}^{\text{WT}}, \hat{\mathbf{P}}^{\text{WT}}\right) \right], \end{aligned} \quad (4-1)$$

式中： \mathbf{J} 表示目标函数值； \mathbf{x} 为配电系统状态变量，即节点电压幅值（标幺值）； \mathbf{u} 表示配电系统控制变量，即分布式可控发电机组、并联可调无功补偿电容器、分布式电池储能的出力水平和有载调压器分接头位置； \mathbf{E}^{SU} 为分布式电池储能的荷电水平向量，单位为%； \mathbf{P}^{CP} 和 \mathbf{Q}^{CP} 分别表示配电系统和上级主电网之间的有功交换功率和无功交换功率； \mathbf{P}^{PV} 和 \mathbf{P}^{WT} 分别为分布式光伏和分布式风电的有功发电功率； $\hat{\mathbf{P}}^{\text{PV}}$ 和 $\hat{\mathbf{P}}^{\text{WT}}$ 分别为分布式光伏和分布式风电的实际有功注入功率向量（考虑弃光、弃风后）； $\mathbf{F}(\cdot)$ 、 $\mathbf{Y}(\cdot)$ 、 $\mathbf{W}(\cdot)$ 、 $\mathbf{V}(\cdot)$ 和 $\mathbf{D}(\cdot)$ 分别代表电压波动成本、分布式可控单元控制成本、分布式电池储能折旧成本、主电网功率交换产生的购电成本和分布式可再生能源弃用产生的惩罚成本；注意目标函数(4-1)是以条件期望的形式列写，用符号 $\mathbb{E}_{\mathbf{x}(t|t)}$ 表示，其中 $\mathbf{x}(t|t)$ 表示系统初始状态，即 t 时刻配电系统节点电压幅值。主动配电系统节点电压波动惩罚成本 $\mathbf{F}(\cdot)$ 表述为：

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = \sum_{k=0}^{T-1} \Delta T \left[(\mathbf{x}(t+k+1|t) - \mathbf{x}^{\text{ref}})^{\top} \boldsymbol{\mu}_x (\mathbf{x}(t+k+1|t) - \mathbf{x}^{\text{ref}}) \right], \quad (4-2)$$

式中： T 为主动配电系统随机运行优化的时间范围，对于 15 分钟级别提前 1 小时进行运行优化的问题而言，时间范围 T 取值为 4； ΔT 为时间步长，如 5 分钟、15 分钟、1 小时等，以秒为单位； $\mathbf{x}(t+k+1|t)$ 表示处于 t 时刻，系统节点电压幅值在 $t+k+1$ 时刻的预测值； \mathbf{x}^{ref} 为系统节点电压幅值的参考值，通常取 1.0 p.u.； $\boldsymbol{\mu}_x$ 为节点电压波动惩罚系数矩阵。分布式可控单元控制成本 $\mathbf{Y}(\cdot)$ 表述为：

$$\mathbf{Y}(\mathbf{u}) = \sum_{k=0}^{T-1} \Delta T [\mathbf{u}(t+k)^{\top} \mathbf{R} \mathbf{u}(t+k) + \mathbf{G} \mathbf{u}(t+k)], \quad (4-3)$$

式中： $\mathbf{u}(t+k)$ 表示 $t+k$ 时刻可控单元的控制设定值； \mathbf{R} 和 \mathbf{G} 分别为控制成本二次项系数矩阵和一次项系数矩阵，其中，分布式可控发电机组和并联无功补偿电容器的控制成本正比于其有功/无功出力水平，有载调压器的控制成本是关于分接头位置变化量的二次函数。分布式电池储能的折旧运维成本 $\mathbf{W}(\cdot)$ 表述为：

$$\mathbf{W}(\mathbf{E}^{\text{SU}}) = \sum_{k=0}^{T-1} \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}} \frac{C_{s,i}^{\text{SU}}}{N_i^{\text{SU}}(t+k)}, \quad (4-4)$$

式中： \mathcal{I}^{SU} 表示主动配电系统中接入分布式储能的节点集合； $C_{s,i}$ 表示位于节点 i 的第 s 个电池储能单元的投资成本； $N_i^{\text{SU}}(t+k)$ 表示位于节点 i 的电池储能系统在 $t+k$ 时刻的剩余循环充放电次数。 $N_i^{\text{SU}}(t)$ 由如下公式计算得出：

$$N_i^{\text{SU}}(t) = \frac{N_{s,i}^{\text{min}}}{D_i^{\text{SU}}(t)} = \frac{N_{s,i}^{\text{min}}}{1 - SoC_i^{\text{SU}}(t)}, \quad (4-5)$$

式中： $N_{s,i}^{\min}$ 表示位于节点 i 的第 s 个电池储能单元的最小充放电循环次数； $D_i^{\text{SU}}(t)$ 为节点 i 上电池储能系统在 t 时刻的放电深度； $SoC_i^{\text{SU}}(t)$ 为节点 i 上电池储能系统在 t 时刻的荷电水平。和主电网功率交换的电能成本 $\mathbf{V}(\cdot)$ 可表示为：

$$\mathbf{V}(\mathbf{P}^{\text{CP}}, \mathbf{Q}^{\text{CP}}) = \sum_{k=0}^{T-1} \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{CP}}} \Delta T [\alpha P_i^{\text{CP}}(t+k) + \beta Q_i^{\text{CP}}(t+k)], \quad (4-6)$$

式中： \mathcal{I}^{CP} 表示主动配电网与上级主电网公共耦合节点集合； α 和 β 表示与主电网有功功率交换和无功功率交换的价格； $P_i^{\text{CP}}(t+k)$ 和 $Q_i^{\text{CP}}(t+k)$ 分别表示 $t+k$ 时刻在节点 i 与主电网产生的有功功率交换和无功功率交换。可再生能源功率弃用带来的惩罚成本可表示为：

$$\mathbf{D}(\mathbf{P}^{\text{PV}}, \hat{\mathbf{P}}^{\text{PV}}, \mathbf{P}^{\text{WT}}, \hat{\mathbf{P}}^{\text{WT}}) = \sum_{k=0}^{T-1} \Delta T \left[\boldsymbol{\mu}_{\text{PV}} \left(\mathbf{P}^{\text{PV}}(t+k) - \hat{\mathbf{P}}^{\text{PV}}(t+k) \right) + \boldsymbol{\mu}_{\text{WT}} \left(\mathbf{P}^{\text{WT}}(t+k) - \hat{\mathbf{P}}^{\text{WT}}(t+k) \right) \right], \quad (4-7)$$

式中： $\mathbf{P}^{\text{PV}}(t+k)$ 和 $\mathbf{P}^{\text{WT}}(t+k)$ 分别表示 $t+k$ 时刻分布式光伏和风电的有功发电功率； $\hat{\mathbf{P}}^{\text{PV}}(t+k)$ 和 $\hat{\mathbf{P}}^{\text{WT}}(t+k)$ 分别表示 $t+k$ 时刻分布式光伏和风电在完成弃光、弃风后的实际有功注入功率； $\boldsymbol{\mu}_{\text{PV}}$ 和 $\boldsymbol{\mu}_{\text{WT}}$ 分别为弃光、弃风对应的惩罚系数矩阵。

4.2.2 设备运行约束

为了表示分布式可再生能源和电力负荷的不确定性，本章采用考虑预测误差概率密度函数的时序模型对分布式可再生能源出力和电力负荷进行建模。时序模型由日前预测值和预测误差两部分构成^[51, 202]，本章假设预测误差服从以零为平均值的正态分布，类似的预测误差假设也应用在文献 [199, 203] 中。分布式光伏、分布式风电的有功注入功率和节点电力负荷表示为：

$$P_i^{\text{PV}}(t) = \bar{P}_i^{\text{PV}}(t) + \zeta_i^{\text{PV}}(t), \zeta_i^{\text{PV}} \in N(0, \sigma_i^{\text{PV}}), i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-8)$$

$$P_i^{\text{WT}}(t) = \bar{P}_i^{\text{WT}}(t) + \zeta_i^{\text{WT}}(t), \zeta_i^{\text{WT}} \in N(0, \sigma_i^{\text{WT}}), i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-9)$$

$$P_i^{\text{L}}(t) = \bar{P}_i^{\text{L}}(t) + \zeta_i^{\text{L,P}}(t), \zeta_i^{\text{L,P}} \in N(0, \sigma_i^{\text{L,P}}), i \in \mathcal{I}^{\text{L}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-10)$$

$$Q_i^{\text{L}}(t) = \bar{Q}_i^{\text{L}}(t) + \zeta_i^{\text{L,Q}}(t), \zeta_i^{\text{L,Q}} \in N(0, \sigma_i^{\text{L,Q}}), i \in \mathcal{I}^{\text{L}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-11)$$

式中： $P_i^{\text{PV}}(t)$ 和 $P_i^{\text{WT}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的分布式光伏和风电有功发电功率； $\bar{P}_i^{\text{PV}}(t)$ 和 $\bar{P}_i^{\text{WT}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的分布式光伏和风电有功发电功率预测值； $\zeta_i^{\text{PV}}(t)$ 和 $\zeta_i^{\text{WT}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的分布式光伏和风电有功发电功率预测误差； σ_i^{PV} 和 σ_i^{WT} 分别表示 t 时刻位于节点 i 的分布式光伏和风电有功发电功率预测误差

的标准方差; \mathcal{I}^{PV} 和 \mathcal{I}^{WT} 分别为主动配电系统中连接分布式光伏和风电的节点集合; \mathcal{T} 为时间范围集合; $P_i^L(t)$ 和 $Q_i^L(t)$ 分别表示 t 时刻节点 i 有功负荷和无功负荷; $\bar{P}_i^L(t)$ 和 $\bar{Q}_i^L(t)$ 分别表示 t 时刻节点 i 有功负荷和无功负荷预测值; $\zeta_i^{\text{L},\text{P}}(t)$ 和 $\zeta_i^{\text{L},\text{Q}}(t)$ 分别表示 t 时刻节点 i 有功负荷和无功负荷预测误差; $\sigma_i^{\text{L},\text{P}}$ 和 $\sigma_i^{\text{L},\text{Q}}$ 分别表示 t 时刻节点 i 有功负荷和无功负荷预测误差的标准方差; \mathcal{I}^L 为主动配电系统中负荷节点集合。分布式光伏和风电的有功注入功率计量点位于配电网侧, 因此无需考虑变流器的功率损耗。为了保证系统功率的实时平衡, 配电系统在实际运行中存在弃风、弃光等情况。因此, 分布式光伏和风电的实际有功注入功率表示为:

$$\hat{P}_i^{\text{PV}}(t) \leq P_i^{\text{PV}}(t), \hat{Q}_i^{\text{PV}}(t) \leq Q_i^{\text{PV}}(t), i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-12)$$

$$\hat{P}_i^{\text{WT}}(t) \leq P_i^{\text{WT}}(t), \hat{Q}_i^{\text{WT}}(t) \leq Q_i^{\text{WT}}(t), i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}, t \in \mathcal{T}, \quad (4-13)$$

式中: $\hat{P}_i^{\text{PV}}(t)$ 和 $\hat{P}_i^{\text{WT}}(t)$ 分别表示分布式光伏和风电的实际有功注入功率; $\hat{Q}_i^{\text{PV}}(t)$ 和 $\hat{Q}_i^{\text{WT}}(t)$ 分别表示分布式光伏和风电的实际无功注入功率。

分布式可控发电机组是包括微型燃气轮机在内的同步发电单元, 其有功出力和无功出力需满足边界约束和爬坡约束, 表述为:

$$\begin{cases} P_{m,i}^{\min} \leq P_i^{\text{cDG}}(t) \leq P_{m,i}^{\max}, |\Delta P_i^{\text{cDG}}(t)| \leq \Delta P_{m,i}^{\max}, i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}, m \in \mathcal{M}, t \in \mathcal{T}, \\ Q_{m,i}^{\min} \leq Q_i^{\text{cDG}}(t) \leq Q_{m,i}^{\max}, |\Delta Q_i^{\text{cDG}}(t)| \leq \Delta Q_{m,i}^{\max}, i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}, m \in \mathcal{M}, t \in \mathcal{T}, \end{cases} \quad (4-14)$$

式中: $P_i^{\text{cDG}}(t)$ 和 $Q_i^{\text{cDG}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的发电机组的有功出力和无功出力; $\Delta P_i^{\text{cDG}}(t)$ 和 $\Delta Q_i^{\text{cDG}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的发电机组的有功爬坡速率和无功爬坡速率; $[P_{m,i}^{\min}, P_{m,i}^{\max}]$ 和 $[Q_{m,i}^{\min}, Q_{m,i}^{\max}]$ 分别表示位于节点 i 的第 m 个发电机组的有功出力上下界和无功出力上下界; $\Delta P_{m,i}^{\max}$ 和 $\Delta Q_{m,i}^{\max}$ 分别表示位于节点 i 的第 m 个发电机组的最大有功爬坡能力和最大无功爬坡能力; \mathcal{I}^{cDG} 为配电系统中包含分布式可控发电机的节点集合; \mathcal{M} 为分布式可控发电机组集合。

分布式电池储能单元能够为主动配电系统提供必要功率支撑和运行灵活性, 其最重要的运行特征为电池荷电状态的时域动态约束, 表示为:

$$SoC_i^{\text{SU}}(t+1) = \eta_{s,i} SoC_i^{\text{SU}}(t) + \frac{\Delta T}{E_{s,i}^{\max}} \left(\eta_{s,i}^{\text{c}} P_i^{\text{c,SU}}(t) - \frac{1}{\eta_{s,i}^{\text{d}}} P_i^{\text{d,SU}}(t) \right), \quad (4-15)$$

式中: $\eta_{s,i}$ 表示位于节点 i 的第 s 个储能单元的自放电系数; $\eta_{s,i}^{\text{c}}$ 和 $\eta_{s,i}^{\text{d}}$ 分别表示位于节点 i 的第 s 个储能单元的充电效率和放电效率; $E_{s,i}^{\max}$ 表示位于节点 i 的第 s 个储能单元的储能容量; $P_i^{\text{c,SU}}(t)$ 和 $P_i^{\text{d,SU}}(t)$ 分别为 i 节点所接入的储能单元 t 时刻的充电功率

和放电功率。分布式电池储能单元的充放电功率约束、爬坡率约束、荷电状态约束、充放电非同时性约束表述为：

$$\begin{cases} v_i^{\text{d,SU}}(t)P_{s,i}^{\text{d,min}} \leq P_i^{\text{d,SU}}(t) \leq v_i^{\text{d,SU}}(t)P_{s,i}^{\text{d,max}}, \\ v_i^{\text{c,SU}}(t)P_{s,i}^{\text{c,min}} \leq P_i^{\text{c,SU}}(t) \leq v_i^{\text{c,SU}}(t)P_{s,i}^{\text{c,max}}, \\ |\Delta P_i^{\text{d,SU}}(t)| \leq \Delta P_{s,i}^{\text{d,max}}, |\Delta P_i^{\text{c,SU}}(t)| \leq \Delta P_{s,i}^{\text{c,max}}, \\ SoC_{s,i}^{\text{min}} \leq SoC_i^{\text{SU}}(t) \leq SoC_{s,i}^{\text{max}}, \\ v_i^{\text{d,SU}}(t) + v_i^{\text{c,SU}}(t) \leq 1, i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}, s \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T}, \end{cases} \quad (4-16)$$

式中： $[P_{s,i}^{\text{c,min}}, P_{s,i}^{\text{c,max}}]$ 和 $[P_{s,i}^{\text{d,min}}, P_{s,i}^{\text{d,max}}]$ 分别表示位于节点 i 的第 s 个储能单元充电功率和放电功率的上下限； $v_i^{\text{c,SU}}(t)$ 和 $v_i^{\text{d,SU}}(t)$ 分别为 t 时刻储能充电状态变量和储能放电状态变量，均为 0-1 变量； $\Delta P_i^{\text{c,SU}}(t)$ 和 $\Delta P_i^{\text{d,SU}}(t)$ 分别表示 t 时刻位于节点 i 的储能单元充电功率爬坡速率和放电功率爬坡速率； $\Delta P_{s,i}^{\text{c,max}}$ 和 $\Delta P_{s,i}^{\text{d,max}}$ 分别表示第 s 个储能单元最大充电爬坡速率和最大放电爬坡速率； $SoC_{s,i}^{\text{min}}$ 和 $SoC_{s,i}^{\text{max}}$ 分别为第 s 个储能单元的最小荷电状态和最大荷电状态； \mathcal{S} 为分布式电池储能单元集合

并联无功补偿电容器由一组可通过开关实现分组投入和切除的电容器组成，为配电系统提供本地无功支撑和电压支撑。本章将并联无功补偿电容器建模成含容量约束和爬坡约束在内的无功电源^[48, 204]，表示为：

$$\begin{cases} 0 \leq Q_i^{\text{C}}(t) \leq Q_{c,i}^{\text{max}}, |\Delta Q_i^{\text{C}}(t)| \leq \Delta Q_{c,i}^{\text{max}}, i \in \mathcal{I}^{\text{C}}, c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}, \\ Q_i^{\text{C}}(t) = N_i^{\text{C}}(t)\Delta Q_{c,i}^{\text{step}}, i \in \mathcal{I}^{\text{C}}, c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}, \end{cases} \quad (4-17)$$

式中： $Q_i^{\text{C}}(t)$ 和 $\Delta Q_i^{\text{C}}(t)$ 分别为 t 时刻位于节点 i 的无功补偿电容器的无功功率和爬坡速率； $Q_{c,i}^{\text{max}}$ 和 $\Delta Q_{c,i}^{\text{max}}$ 分别表示节点 i 第 c 个电容器的最大无功功率和最大无功爬坡速率； $N_i^{\text{C}}(t)$ 表示 t 时刻投入的电容组组数； $\Delta Q_{c,i}^{\text{step}}$ 表示节点 i 投入的单位电容组无功输出功率； \mathcal{I}^{C} 为主动配电系统中含电容器的节点集合； \mathcal{C} 为无功补偿电容器集合。

有载调压器通过调节分接头位置控制二次电压。图4.1展示了位于节点 i 和节点 j 之间的第 o 个有载调压器的等效电路图。分接头位置、变压器变比等约束表述为：

$$\begin{cases} 1 \leq t_{ij}^{\text{OLTC}}(t) \leq t_{o,ij}^{\text{max}}, |\Delta t_{ij}^{\text{OLTC}}(t)| \leq \Delta t_{o,ij}^{\text{max}}, \\ k_{o,ij}^{\text{min}} \leq k_{ij}(t) = k_{ij}^{\text{fix}}k_{ij}^{\text{tap}}(t) \leq k_{o,ij}^{\text{max}}, \\ k_{ij}^{\text{tap}}(t) = (t_{ij}^{\text{OLTC}}(t) - 1)\Delta k_{o,ij} + \frac{k_{o,ij}^{\text{min}}}{k_{ij}^{\text{fix}}}, \\ \Delta k_{o,ij} = \frac{k_{o,ij}^{\text{max}} - k_{o,ij}^{\text{min}}}{k_{ij}^{\text{fix}}(t_{o,ij}^{\text{max}} - 1)}, i, j \in \mathcal{I}^{\text{OLTC}}, o \in \mathcal{O}, t \in \mathcal{T}, \end{cases} \quad (4-18)$$

式中： $t_{ij}^{\text{OLTC}}(t)$ 和 $t_{o,ij}^{\max}$ 分别表示位于节点 i 和节点 j 之间的有载调压器分接头位置和其最大值； $\Delta t_{ij}^{\text{OLTC}}(t)$ 和 $\Delta t_{o,ij}^{\max}$ 分别表示位于节点 i 和节点 j 之间的有载调压器分接头位置的变化量和其最大值； $k_{ij}(t)$ 表示 t 时刻位于节点 i 和节点 j 之间的有载调压器的变压器变比； $k_{o,ij}^{\min}$ 和 $k_{o,ij}^{\max}$ 分别表示变压器变比的最小值和最大值； k_{ij}^{fix} 和 $k_{ij}^{\text{tap}}(t)$ 分别为标准变压器变比和 t 时刻的可调变压器变比； $\Delta k_{o,ij}$ 表示位于节点 i 和节点 j 之间第 o 个有载调压器的变压器变比步长； \dot{Y}_m^o 和 \dot{Y}_T^o 分别为第 o 个有载调压器的等效并联和串联导纳； $\mathcal{I}^{\text{OLTC}}$ 表示配电系统中连接有载调压器的节点集合； \mathcal{O} 表示有载调压器集合。

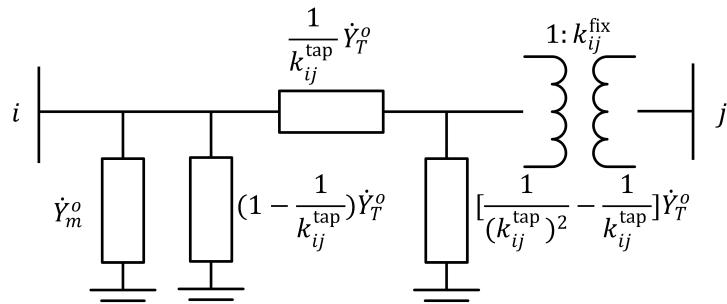


图 4.1 有载调压器等效电路图

有载调压器分接头的位置变化会引起系统节点导纳矩阵的变化，在配电系统运行优化问题中需要进行相应的特殊处理。因此，本章采用虚拟注入电流法将分接头位置变化等效为节点 i 和节点 j 注入的虚拟电流^[205]，表述为：

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_i = -\dot{U}_i (\dot{Y}_m^o + \dot{Y}_T^o) + \dot{U}_j \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}}, \\ \Delta \dot{I}_j = \dot{U}_i \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}} - \dot{U}_j \dot{Y}_T^o \frac{1}{(k_{ij}^{\text{tap}})^2}, \end{cases} \quad (4-19)$$

式中： $\Delta \dot{I}_i$ 表示节点 i 处注入的虚拟电流（复数）； \dot{U}_i 表示节点 i 的复数电压。接下来介绍虚拟电流的详细推导过程。不考虑有载调压器的节点导纳矩阵如下所示：

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_i \\ \dot{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{ii} & \dot{Y}_{ij} \\ \dot{Y}_{ji} & \dot{Y}_{jj} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix}, \quad (4-20)$$

式中： \dot{Y}_{ii} , \dot{Y}_{ij} , \dot{Y}_{ji} , \dot{Y}_{jj} 是节点导纳矩阵对应的元素。当第 o 个有载调压器接入到节点 i 和节点 j 之间的支路时（如图4.1所示），节点导纳矩阵变成：

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_i \\ \dot{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{ii} + \dot{Y}_m^o + \dot{Y}_T^o & \dot{Y}_{ij} - \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}} \\ \dot{Y}_{ji} - \dot{Y}_T^o \frac{1}{k_{ij}^{\text{tap}}} & \dot{Y}_{jj} + \dot{Y}_T^o \frac{1}{(k_{ij}^{\text{tap}})^2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix}. \quad (4-21)$$

由式 (4-21) 所示，当第 o 个有载调压器的分接头位置发生变化时，变压器相对变比 k_{ij}^{tap}

也会相应变化，从而引起节点导纳矩阵的变化。通过将节点导纳矩阵中的变化分量分离出来，可以通过虚拟注入电流 $[\Delta\dot{I}_i, \Delta\dot{I}_j]$ 表示调压器分接头位置变化，表述为：

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_i \\ \dot{I}_j \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\dot{I}_i \\ \Delta\dot{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{ii} & \dot{Y}_{ij} \\ \dot{Y}_{ji} & \dot{Y}_{jj} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{U}_i \\ \dot{U}_j \end{bmatrix}. \quad (4-22)$$

通过简单的代数推到，即可得到虚拟注入电流表达式 (4-19)。

4.2.3 网络运行约束

主动配电系统的网络潮流建模应用2.3节所提出的基于 Z-bus 矩阵的线性潮流模型。简单来讲，基于 Z-bus 矩阵的线性潮流模型通过灵敏度分析，得到节点电压幅值关于控制变量（如分布式发电机组有功出力、电池储能单元充放电功率等）和扰动变量（如分布式光伏的注入功率、节点有功负荷等）的灵敏度系数矩阵，形成描述电压波动和控制变量、扰动变量作用关系的状态空间模型，表述为：

$$\mathbf{x}(t+k+1|t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t+k|t) + \hat{\mathbf{B}}\Delta\mathbf{u}(t+k) + \hat{\mathbf{D}}\Delta\mathbf{d}(t+k), \quad (4-23)$$

其中，状态变量 $\mathbf{x}(t+k+1|t)$ 表示 t 时刻配电网络节点电压幅值列向量在 $t+k+1$ 时刻的预测值；控制变量的变化量 $\Delta\mathbf{u}(t+k)$ 表示 $t+k$ 时刻分布式发电机组有功/无功出力、储能单元充放电功率、并联无功补偿电容器无功出力和有载调压器分接头位置的调整量；扰动变量的变化量 $\Delta\mathbf{d}(t+k)$ 表示 $t+k$ 时刻分布式光伏出力、分布式风电出力和系统负荷的波动量； \mathbf{A} 是单位系数矩阵； $\hat{\mathbf{B}}$ 是节点电压幅值相对控制变量的灵敏度矩阵（单位为 p.u./MW 或 p.u./MVar）； $\hat{\mathbf{D}}$ 是节点电压幅值相对扰动变量的灵敏度矩阵；这些灵敏度矩阵的计算方法详见2.3节。主动配电系统的功率平衡方程如下所示：

$$\sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}} P_i^{\text{cDG}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}} \hat{P}_i^{\text{PV}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}} \hat{P}_i^{\text{WT}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}} P_i^{\text{d,SU}}(t+k) + P_i^{\text{CP}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{SU}}} P_i^{\text{c,SU}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{L}}} P_i^{\text{L}}(t+k) = P_{\text{loss}}(t+k), \quad (4-24)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{cDG}}} Q_i^{\text{cDG}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{PV}}} \hat{Q}_i^{\text{PV}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{WT}}} \hat{Q}_i^{\text{WT}}(t+k) + \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{C}}} Q_i^{\text{C}}(t+k) + Q_i^{\text{CP}}(t+k) - \sum_{i \in \mathcal{I}^{\text{L}}} Q_i^{\text{L}}(t+k) = Q_{\text{loss}}(t+k), \quad (4-25)$$

式中： $P_{\text{loss}}(t+k)$ 和 $Q_{\text{loss}}(t+k)$ 分别表示 $t+k$ 时刻配电系统的有功损耗和无功损耗；根据2.3节，有功损耗和无功损耗可以通过如下公式进行估计：

$$\mathbf{L}(t+k+1) = \mathbf{A}_{\text{loss}}\mathbf{L}(t+k) + \mathbf{B}_{\text{loss}}\Delta\mathbf{u}(t+k) + \mathbf{D}_{\text{loss}}\Delta\mathbf{d}(t+k), \quad (4-26)$$

式中: $\mathbf{L}(t+k)$ 为网损向量, 即 $\mathbf{L}(t+k) = [P_{\text{loss}}(t+k), Q_{\text{loss}}(t+k)]^\top$; \mathbf{A}_{loss} 为单位矩阵; \mathbf{B}_{loss} 和 \mathbf{D}_{loss} 分别表示有功/无功网损相对控制变量和扰动变量的灵敏度系数矩阵。

4.3 电压机会约束和扰动仿射控制

4.2节描述了主动配电系统随机优化运行模型的目标函数及设备出力界限、功率平衡、配电潮流等硬约束。除了硬约束之外, 随机优化模型还应考虑电压波动机会约束。本节主要介绍电压机会约束的建模方法和基于扰动仿射参数化的处理方法。

4.3.1 电压机会约束

根据配电网运行规范^[206]要求, 系统节点电压需满足电压合格率等概率型指标, 比如中国城市配电网电压合格率指标一般为 95%, 即全年电压波动越限时间占全年供电总时间的比例不应超过 5%。因此, 主动配电系统随机运行优化模型可采用机会约束表征电压合格率等概率型指标, 而非软约束 (引入松弛变量) 或者硬约束 (需要完全满足, 不能违反)。同时, 使用电压机会约束能够在一定程度上减少因矫正极端运行状态下电压波动而产生的额外运行成本, 电压机会约束表述为:

$$\Pr \{ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \} \geq 1 - \epsilon, i \in \mathcal{I}^{\text{IN}}, \quad (4-27)$$

式中: $\Pr \{\cdot\}$ 表示某事件发生的概率; U_i^{\min} 和 U_i^{\max} 分别为节点 i 电压波动范围的下限和上限; ϵ 表示设定的最大约束违反概率, 比如 5%; \mathcal{I}^{IN} 表示除松弛节点外配电系统节点集合。

4.3.2 扰动仿射参数化方法

包含机会约束的优化问题是非凸且无法直接求解的。本章采用扰动仿射参数化的方法, 将不可求解的机会约束转换成确定性的二阶锥约束。此外, 扰动仿射参数化方法可以建立控制变量和扰动变量之间的线性映射关系, 实现扰动闭环控制, 提高配电系统随机运行优化的电压调节性能。控制变量与扰动变量的仿射表达式为:

$$\Delta \mathbf{u}(t) = \mathbf{h}(t) + \sum_{j=0}^{t-1} \mathbf{M}_{t,j} \Delta \mathbf{d}(j), \quad (4-28)$$

其中: $\mathbf{h}(t)$ 是 U 维列向量 (U 表示控制变量所含元素个数), 表示控制变量仿射方程的常数分量; $\mathbf{M}_{t,j}$ 是 $U \times R$ 维系数矩阵 (R 表示扰动变量所含元素个数), 表示控制变量仿射方程的线性分量。通过式 (4-28) 可知, t 时刻的控制变量变化量 $\Delta \mathbf{u}(t)$ 是关于 $j = 0$ 时刻到 $j = t - 1$ 时刻扰动变量变化量 $\Delta \mathbf{d}(j)$ 的线性组合。式 (4-28) 可以进一步

写成精简的分块矩阵形式，表述为：

$$\boldsymbol{\pi} = \widetilde{\mathbf{M}} \times \boldsymbol{\omega} + \tilde{\mathbf{h}}, \quad (4-29)$$

式中： $\boldsymbol{\pi}$ 是 $T \cdot U$ 维向量，是 T 时间内控制变量变化量 $\Delta \mathbf{u}(t)$ 的集合； $\tilde{\mathbf{h}}$ 是 $T \cdot U$ 维向量，是 T 时间内控制变量 $\mathbf{h}(t)$ 的集合； $\boldsymbol{\omega}$ 是 $T \cdot R$ 维向量，是 T 时间内扰动变量变化量 $\Delta \mathbf{d}(t)$ 的集合； $\widetilde{\mathbf{M}}$ 是 $T \cdot U \times T \cdot R$ 维系数矩阵，是包含 $\mathbf{M}_{t,j}$ 的分块矩阵。 $\boldsymbol{\pi}$, $\tilde{\mathbf{h}}$, $\boldsymbol{\omega}$ 和 $\widetilde{\mathbf{M}}$ 具体表示为：

$$\boldsymbol{\pi} := [\Delta \mathbf{u}(0), \dots, \Delta \mathbf{u}(T-1)]^\top, \quad (4-30)$$

$$\tilde{\mathbf{h}} := [\mathbf{h}(0), \dots, \mathbf{h}(T-1)]^\top, \quad (4-31)$$

$$\boldsymbol{\omega} := [\Delta \mathbf{d}(0), \dots, \Delta \mathbf{d}(T-1)]^\top, \quad (4-32)$$

$$\widetilde{\mathbf{M}} := \begin{bmatrix} 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ \mathbf{M}_{1,0} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{M}_{T-1,0} & \cdots & \mathbf{M}_{T-1,T-2} & 0 \end{bmatrix}. \quad (4-33)$$

将控制变量扰动仿射方程 (4-28) 代入线性状态空间方程 (4-23)，可以得到如下表达式：

$$\boldsymbol{\Phi} = \widetilde{\mathbf{A}}\mathbf{x}(0) + \mathbf{H}\tilde{\mathbf{h}} + \mathbf{L}\widetilde{\mathbf{M}}\boldsymbol{\omega} + \mathbf{E}\boldsymbol{\omega}, \quad (4-34)$$

式中： $\boldsymbol{\Phi}$ 是 $T \cdot N$ 维向量 (N 是配电网节点数目)，表示 T 时间内状态变量 $\mathbf{x}(t)$ 的集合； $\widetilde{\mathbf{A}}$ 是 $T \cdot N \times N$ 维系数矩阵； \mathbf{H} 是 $T \cdot N \times T \cdot U$ 维系数矩阵； \mathbf{L} 是 $T \cdot N \times T \cdot U$ 维系数矩阵； \mathbf{E} 是 $T \cdot N \times T \cdot R$ 维系数矩阵。 $\boldsymbol{\Phi}$, $\widetilde{\mathbf{A}}$, \mathbf{H} , \mathbf{L} 和 \mathbf{E} 表示为：

$$\boldsymbol{\Phi} := [\mathbf{x}(1), \dots, \mathbf{x}(T)]^\top, \quad (4-35)$$

$$\widetilde{\mathbf{A}} := [\mathbf{A}, \mathbf{A}^2, \dots, \mathbf{A}^T]^\top, \quad (4-36)$$

$$\mathbf{H} := \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{B}} & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}\hat{\mathbf{B}} & \hat{\mathbf{B}} & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}^2\hat{\mathbf{B}} & \mathbf{A}\hat{\mathbf{B}} & \hat{\mathbf{B}} & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{A}^{T-1}\hat{\mathbf{B}} & \mathbf{A}^{T-2}\hat{\mathbf{B}} & \cdots & \cdots & \hat{\mathbf{B}} \end{bmatrix}, \quad (4-37)$$

$$\mathbf{L} := \begin{bmatrix} 0 & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ 0 & \hat{\mathbf{B}} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}\hat{\mathbf{B}} & \hat{\mathbf{B}} & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \mathbf{A}^{T-2}\hat{\mathbf{B}} & \mathbf{A}^{T-3}\hat{\mathbf{B}} & \cdots & \hat{\mathbf{B}} \end{bmatrix}, \quad (4-38)$$

$$\mathbf{E} := \begin{bmatrix} \hat{\mathbf{D}} & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}\hat{\mathbf{D}} & \hat{\mathbf{D}} & 0 & \cdots & 0 \\ \mathbf{A}^2\hat{\mathbf{D}} & \mathbf{A}\hat{\mathbf{D}} & \hat{\mathbf{D}} & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{A}^{T-1}\hat{\mathbf{D}} & \mathbf{A}^{T-2}\hat{\mathbf{D}} & \cdots & \cdots & \hat{\mathbf{D}} \end{bmatrix}. \quad (4-39)$$

式(4-27)是联合机会约束，可以保守地转化为对应于电压上限和对应于电压下限的独立机会约束^[207]，表述为：

$$\Pr \{ \mathbf{G}_i \Phi \leq U_i^{\max} \} \geq 1 - \frac{\epsilon}{2}, \forall i \in \mathbb{Z}_1^{T \cdot N}, \quad (4-40)$$

$$\Pr \{ \mathbf{G}_i \Phi \geq U_i^{\min} \} \geq 1 - \frac{\epsilon}{2}, \forall i \in \mathbb{Z}_1^{T \cdot N}. \quad (4-41)$$

式中： \mathbf{G}_i 为 $T \cdot N$ 维行向量且仅有第 i 个元素为 1。电压机会约束为逐时对应的，即配电系统中每个节点每个时刻的电压幅值均需满足上述机会约束。注意到电压机会约束(4-40)和(4-41)中的状态变量 Φ 是关于决策变量 $\tilde{\mathbf{M}}$ 和 $\tilde{\mathbf{h}}$ ，以及扰动变量 ω 的仿射函数。基于扰动变量服从正态分布的假设，独立电压机会约束可以转化成如下形式：

$$\varphi^{-1} \left(1 - \frac{\epsilon}{2} \right) \|\mathbf{G}_i(\mathbf{L}\tilde{\mathbf{M}} + \mathbf{E})\boldsymbol{\sigma}\|_2 \leq U_i^{\max} - \mathbf{G}_i(\tilde{\mathbf{A}}\mathbf{x}(0) + \mathbf{H}\tilde{\mathbf{h}}), \quad (4-42)$$

$$\varphi^{-1} \left(\frac{\epsilon}{2} \right) \|\mathbf{G}_i(\mathbf{L}\tilde{\mathbf{M}} + \mathbf{E})\boldsymbol{\sigma}\|_2 \geq U_i^{\min} - \mathbf{G}_i(\tilde{\mathbf{A}}\mathbf{x}(0) + \mathbf{H}\tilde{\mathbf{h}}), \quad (4-43)$$

式中： φ 表示标准正态分布累计概率密度函数； $\boldsymbol{\sigma}$ 是正态分布协方差矩阵。上述约束为确定性的二阶锥约束，可以使用现有的求解器进行求解。

4.4 主动配电系统在线随机滚动优化运行框架

图4.2展示了主动配电系统随机滚动优化运行框架流程图，主要包含系统动态迭代线性和滚动优化运行决策两部分。这里优化控制整体时间范围 T_{\max} 表示滚动优化运行的执行总时间。系统初始状态（如节点电压幅值、储能荷电状态等）在 $t = 0$ 时刻初始化。在每个时间点 t ，线性状态空间模型中的灵敏度矩阵会根据当前时刻系统量测信息（如节点电压幅值）、控制输入（如上一时刻的分布式发电单元出力水平）和分布式

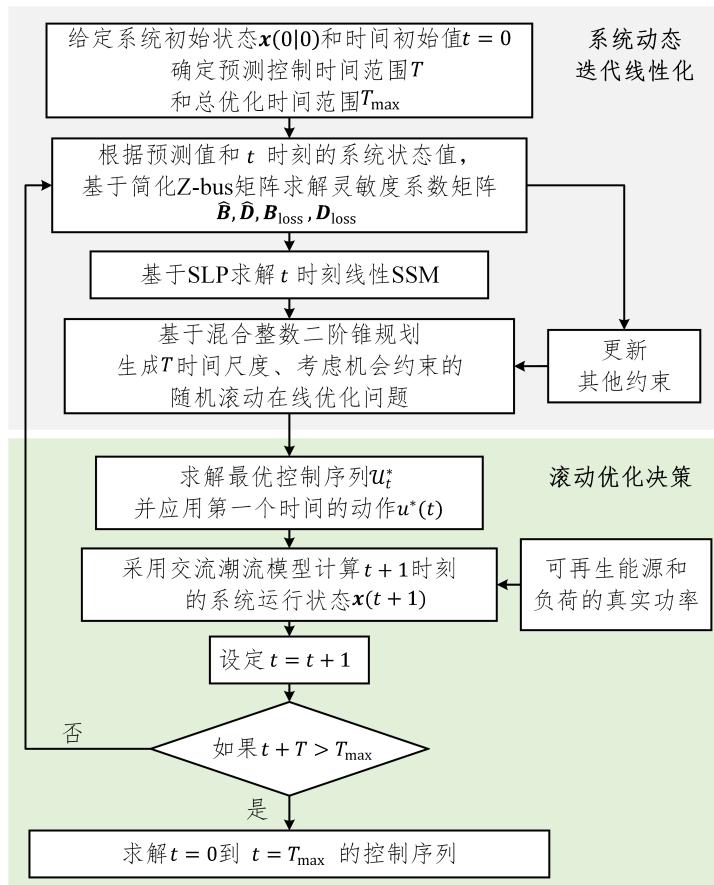


图 4.2 主动配电系统随机滚动优化运行流程图

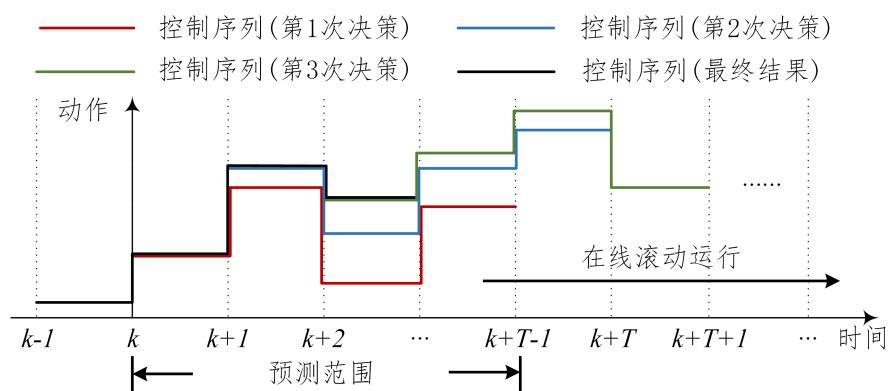


图 4.3 随机滚动优化运行递进执行示意图

可再生能源出力及电力负荷的预测值进行更新。基于系统线性状态空间模型，生成一个 T 时间范围的含机会约束的随机滚动优化运行问题，用来求解从 t 时刻到 $t+T-1$ 时刻的分布式可控单元运行策略。主动配电系统的随机滚动优化模型的目标函数为 (4-1)，硬约束 (4-8)-(4-26) 和电压机会约束 (4-40) 和 (4-41)。通过扰动仿射参数化方法，将不可求解的机会约束转换为可求解的确定性二阶锥约束，从而得到一个混合整数二阶锥优化问题。然后，求解该确定性混合整数二阶锥优化问题，得到 T 时间范围内的分布式可控单元运行策略， $\mathcal{U}^* := \{\mathbf{u}^*(t), \dots, \mathbf{u}^*(t+T-1)\}$ 。只有当前时刻的运行策略，即 $\mathbf{u}^*(t)$ 被实际应用于主动配电系统运行控制中。当前时刻 t 结束后，通过交流潮流计算和实际的分布式新能源出力/电力负荷数据仿真得到主动配电系统在 $t+1$ 时刻的状态（如节点电压幅值）。在下一时刻 $t+1$ ，主动配电系统的随机滚动优化问题被重新生成并考虑 $\pm 1\%$ 的白噪声量测误差。相应地，主动配电系统的线性状态空间模型会根据 $t+1$ 时刻的系统状态、分布式可控单元出力水平和新能源/负荷预测值进行更新，采用的方法为简化的基于 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法。整个运行流程就是按照滚动递进的方式进行，直到 $t = T_{\max}$ ，如图4.3所示。

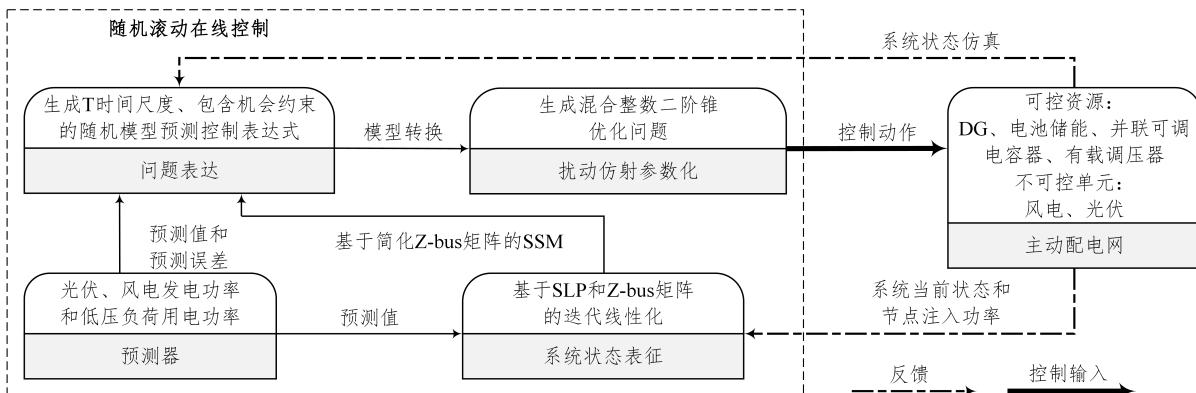


图 4.4 主动配电系统随机滚动优化运行框架组成示意图

通过将随机模型预测控制与序列线性规划、基于 Z-bus 矩阵的迭代线性化方法相结合，能够保证所提出的主动配电系统随机滚动优化运行方法的建模精度和计算效率，从而满足高比例可再生能源配电系统的在线滚动优化运行。值得说明的是，分布式可控设备的运行策略是通过求解混合整数二阶锥优化问题得出。交流潮流的非线性已经通过基于 Z-bus 矩阵的线性化处理消除。在整数变量有限的情况下，混合整数二阶锥优化问题可以有效求解，算法可扩展性和通用性满足要求。图4.4展示了主动配电系统随机滚动优化框架组成示意图。其核心部分是基于序列线性规划和简化 Z-bus 矩阵灵敏度系数的优化问题更新处理。系统线性状态空间模型通过迭代更新，可以有效补偿因

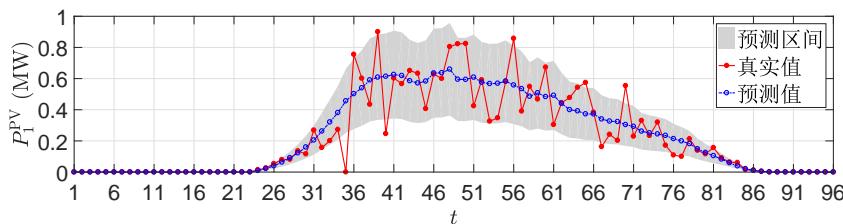
潮流线性估计和量测带来的误差。除此之外，通过引入机会约束和随机变量，所求解的随机优化问题能够有效量化可再生能源出力波动对系统状态和控制策略的影响，从而提高算法鲁棒性。

4.5 算例分析

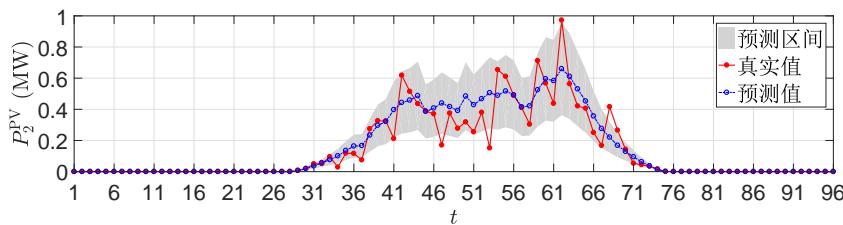
4.5.1 33 节点配电系统算例

表 4.1 33 节点配电系统部分参数

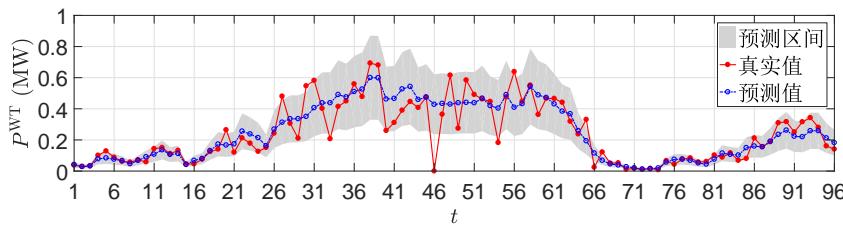
参数	值	参数	值	参数	值
μ_x	10000 \$/p.u. ²	G_P^{cDG}	17 \$/MWh	G_Q^{cDG}	15 \$/WVarh
G^C	10 \$/MVarh	R^{OLTC}	30 \$	$C_{s,i}^{SU}$	1.5×10^6 \$
$N_{s,i}^{\min}$	20000	α	36 \$/MWh	β	30 \$/MVarh
μ_{PV}	50 \$/MWh	μ_{WT}	50 \$/MWh		



(a) 分布式光伏 1 的出力水平



(b) 分布式光伏 2 的出力水平



(c) 分布式风电的出力水平

图 4.5 分布式可再生能源的出力预测值、预测区间和实际值

首先，以 33 节点配电系统为例验证所提的主动配电系统随机滚动优化方法的有效

性，其单线配电网拓扑图如图2.5所示。节点1是连接主动配电系统和上级主电网的松弛节点。有载调压器放置在支路(2,3)上。有载调压器的分接头共有9个位置，变比调节步长为5%，因此变压器二次侧电压调节范围为±20%。33节点配电测试系统包含2个容量为1.0MW的分布式可控发电机组（即DG₁和DG₂），2个容量为0.8MVar的并联可调无功补偿电容器（即SSC₁和SSC₂），无功补偿电容器的无功调节步长为0.05MVar。分布式光伏PV₁和PV₂安装在节点14和节点30，容量为1.0MW_p。分布式风电WT安装在节点19，容量为1.0MW_p。分布式储能单元SU设置在节点9，容量为1.0MWh。优化总时间范围T_{max}为24小时，时间颗粒度为15分钟。机会约束预定义违反概率为 $\epsilon=0.025$ ，即允许电压约束可以以2.5%的概率被违反。其他系统参数如表4.1所示。配电系统电力负荷峰值为4.70MW。服从正态分布的预测误差的标准差为对应预测值的10%。图4.5展示了PV₁、PV₂和WT的出力预测值、预测区间和实际值。预测区间的置信水平为95%。注意到这里分布式光伏和风电的实际出力波动较大，以检验算法在相对极端情况下的鲁棒性。

主动配电系统随机滚动优化方法的一个突出特点就可以考虑未来多时段的系统动态进行预测性矫正。这里首先验证分析时间范围T对运行优化结果的影响。主要选取最小目标函数值(Minimum Objective Value, MOV)和稳态电压波动(Steady-State Voltage Deviation, SSVD)两个指标分析所提的滚动优化方法在不同预测优化时间范围下的运行成本和电压调节性能。其中，稳态电压波动通过下式计算：

$$\text{SSVD} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T (U_i(t) - U_{\text{ref}})^2, \quad (4-44)$$

式中：N表示配电网节点数目；T为预测优化时间范围；U_{ref}为参考节点电压幅值，通常取1.0。图4.6展示了MOV和SSVD随预测优化时间范围的变化曲线。当预测优化时间范围T从3增加到21（即提前45分钟进行预测优化和提前315分钟进行预测优化），总运行成本和电压调节表现均显著提升。这表明，通过多时段预测优化可以提高运行策略的表现和最优性。同时，随着T的增加，滚动优化问题规模（变量数目、约束数目）和求解时间也会随之增加。当T从3增加到11时，MOV和SSVD的提高更为明显。因此，在计算时间和计算资源有限的情况下，可以选取T=10。

表4.2分析了当所提的主动配电系统随机滚动优化采用与不采用序列线性规划时的差异。不采用序列线性规划指系统线性状态空间模型在整个24小时的优化时间范围内保持不变，而采用序列线性规划则会在每次滚动迭代的过程中更新系统灵敏度矩阵。选取不同的预测优化时间范围T来验证结论的普适性。通过表4.2可发现，采用序列线

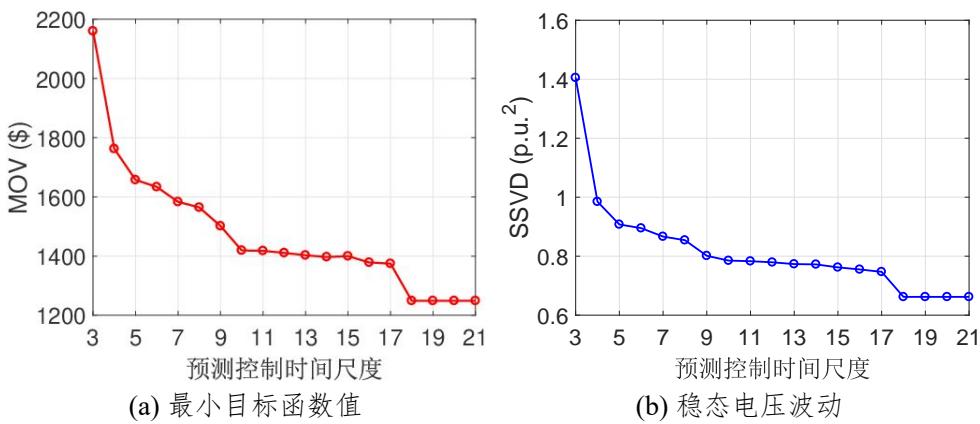


图 4.6 不同预测时间尺度下随机滚动优化运行方法的运行成本和电压调节表现

性规划后 MOV 和 SSVD 均有明显提高，SSVD 在大多数情况下下降超过 5%。

表 4.2 随机滚动优化采用序列线性规划的有效性

T^1	MOV (\$)			SSVD (p.u. ²)		
	不采用 SLP	采用 SLP	提升 (%)	不采用 SLP	采用 SLP	提升 (%)
2	2169.3	2131.4	1.75	1.4180	1.3751	3.03
4	1762.5	1682.1	4.56	0.9848	0.9098	7.62
6	1633.6	1627.6	0.37	0.8950	0.8659	3.25
8	1564.5	1546.4	1.16	0.8542	0.8068	5.55
10	1419.1	1395.8	1.64	0.7850	0.7294	7.08
12	1410.8	1384.3	1.88	0.7792	0.7217	7.38

¹ 时间步长为 15 分钟。

接下来展示以 15 分钟为时间颗粒度、 $T = 10$ 的主动配电系统随机滚动优化运行策略，如图4.7所示。图4.7c展示了 5 个典型节点的节点电压幅值在一天内的调节情况。节点 18 的电压幅值波动最剧烈，其次是节点 10 和节点 33，因为这些节点距离分布式光伏的距离较近。图4.7f为最终系统节点电压幅值的概率分布直方图，对应的电压幅值上下界为 1.04 和 0.96。电压约束违反的概率为 0.94%，满足之前定义的不超过 2.5% 的要求。分布式可控发电机组和并联无功补偿电容器的出力水平通过图4.7a和图4.7b展示。分布式发电机组和无功补偿电容器在白天时段的动作更加频繁，以抵消新能源功率不确定性带来的电压波动。由于动作成本设定较高，有载调压器分接头的位置在多数情况下保持固定，如图4.7d所示。 PV_1 的弃光策略在图4.7e中展示，其中绿色条块表示该时段被遗弃的光伏功率。 PV_1 安装在节点 14，因此对节点 18 的电压波动具有显著影响。弃光主要发生在日中，以消除 $t = 36, 39, 56$ 等时刻的电压波动。 PV_2 不存在弃光

情况，因为节点 33 的电压幅值一直维持在要求范围内。总的来讲，所提的主动配电系统随机滚动优化方法能够有效保证系统电压调节性能，在维持系统功率平衡的前提下尽量降低系统运行成本。

接下来将所提的主动配电系统随机滚动优化（Stochastic Receding-Horizon Control, SRHC）和其他几种方法进行对比，包括确定性模型预测控制 DMPC，采用硬约束的随机模型预测控制 SMPC-HC 和完全信息控制（Perfect Bound Control, PBC）。其中，DMPC 不考虑可再生能源和负荷的概率不确定性；SMPC-HC 采用硬约束而非机会约束表征电压限制；PBC 假设已知系统的实际负荷和可再生能源出力。图4.8展示了这四类方法在运行成本、电压约束违反概率、节点电压调节性能这三方面的表现。这里的运行成本展示的是相对与 PBC 方法的成本上升率，并排除了 SSVD 在目标函数中的分量。PBC 方法具有最小的运行成本，且电压约束违反概率为 0。相比于 DMPC，SRHC 具有更低的控制成本、更小的电压违反概率和更好的电压稳态调节表现。这说明所提的 SRHC 方法能够考虑不确定性的概率信息，预测系统的电压变化并提前进行矫正控制。SMPC-HC 由于采用硬约束建模电压限制，因此电压约束违反概率为 0。但是，相应的运行成本比 SRHC 高约 4%。

为了分析不同的不确定性水平下这四种运行优化方法的表现，这里设置了几种不同预测误差标准差场景，分别为 $\sigma = 5, 10, 15\%$ 。表4.3给出了这四类方法在三种不确定性场景下的成本增量和电压约束违反情况。需要说明的是这里的运行成本上升率是相对于同一不确定性水平下 PBC 的运行成本而言的。随着不确定性水平的增长，PBC 方法的运行成本有明显增加，以应对新能源和负荷功率波动。和 DMPC 方法相比，SRHC 的电压调节表现和运行成本均有明显提高。当预测误差标准差为预测值的 15% 时，DMPC 的运行成本上升率和电压违反率为 14.91% 和 6.68%，而 SRHC 方法的电压违反率仅为 1.51%，成本仅增加 4.13%。尽管 SMPC-HC 的电压约束可以 100% 满足，但是却要付出更多的运行成本。在 $\sigma = 10\%$ 的场景下，相比于 SRHC 方法 SMPC-HC 需要多付出 3.0% 的成本。当预测误差标准差增加到 15% 时，SMPC-HC 无法找到可行解。表4.3说明 SRHC 方法在预测误差增加的情境下相比于 DMPC 具有更好的调节性能。当 $\sigma = 5\%$ ，电压约束违反率从 DMPC 的 2.9% 下降到 0.8%；当预测误差标准差增加到 15% 时，电压约束违反率从 6.68% 下降到 1.51%。

图4.9将 SRHC 和开环控制（Open-Loop Control, OLC）策略进行对比以验证所提方法的优越性。OLC 通过求解以 T_{\max} 为时间尺度的开环优化控制问题得到分布式可控资源的运行策略。OLC 不考虑滚动运行、系统线性状态空间方程的迭代更新和扰动反

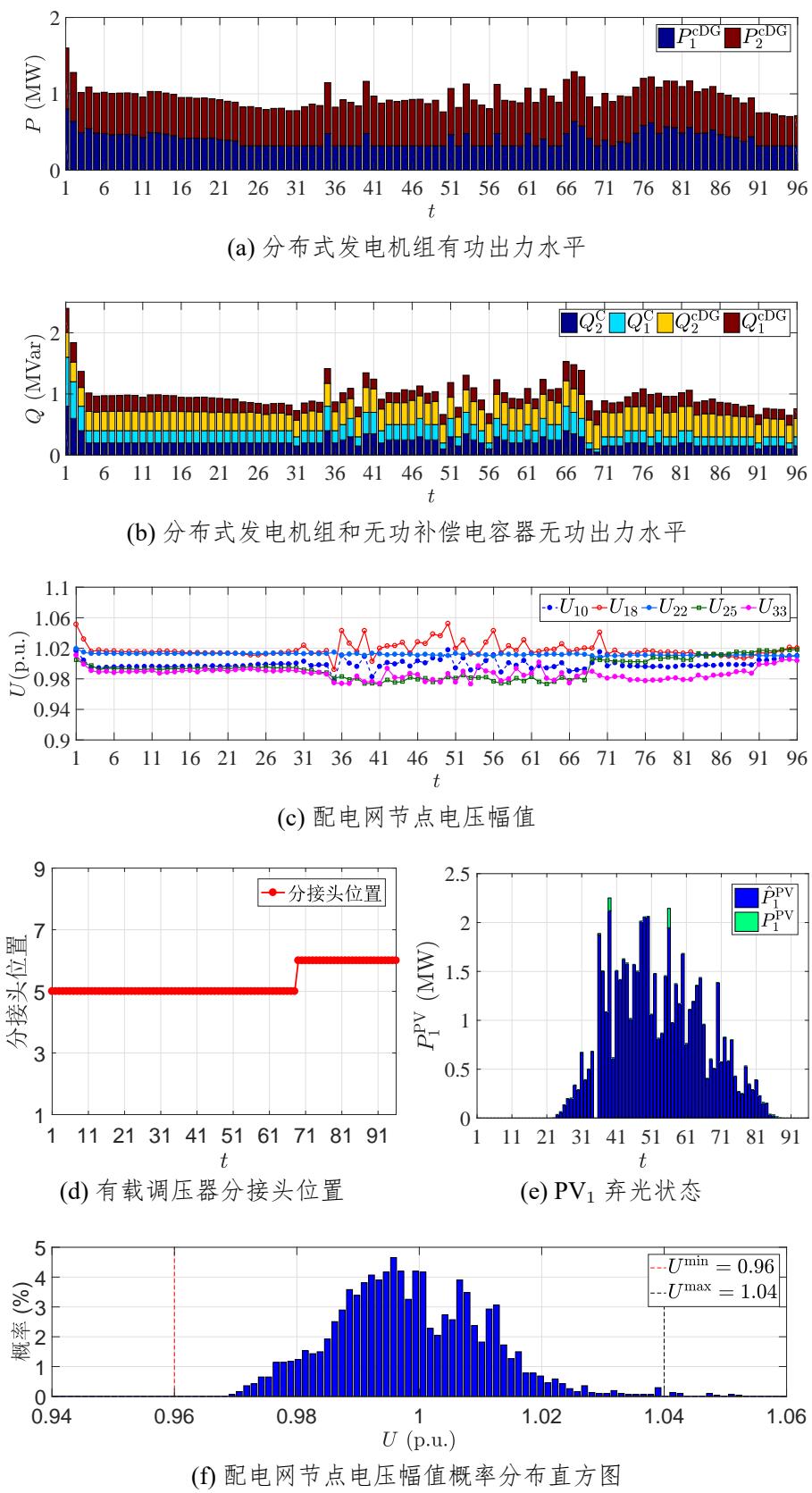


图 4.7 主动配电系统随机滚动优化运行策略

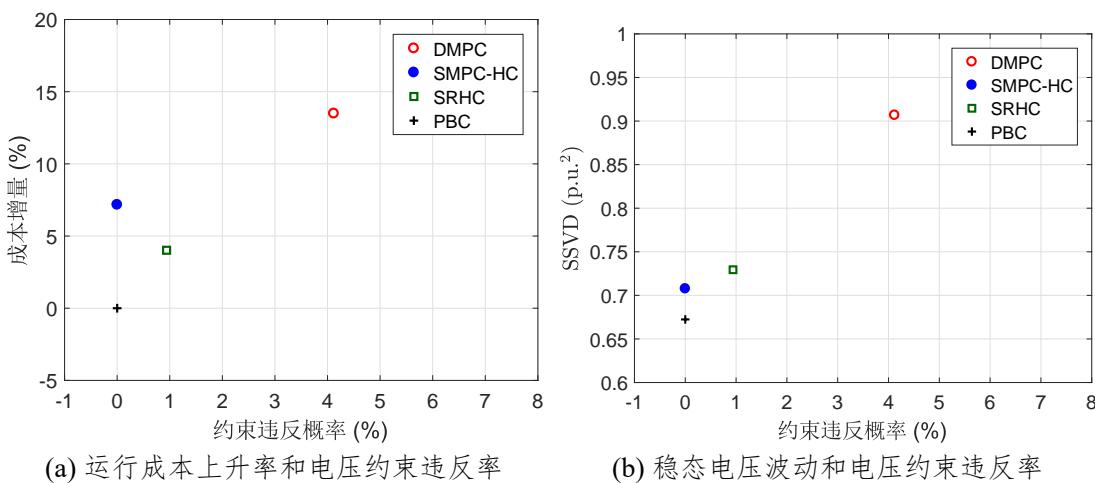


图 4.8 四类主动配电系统运行优化方法的效果

表 4.3 不同不确定性场景下四类主动配电系统运行优化方法的比较

不确定性水平 ¹		5%	10%	15%
DMPC	运行成本上升率 (%) ²	12.27	13.49	14.91
	电压约束违反率 τ (%)	2.90	4.12	6.68
SMPC-HC	运行成本上升率 (%)	5.52	7.17	— ³
	电压约束违反率 τ (%)	0.00	0.00	—
SRHC	运行成本上升率 (%)	3.77	4.02	4.13
	电压约束违反率 τ (%)	0.80	0.94	1.51
PBC	运行成本 (\$)	905.54	928.80	988.06
	电压约束违反率 τ (%)	0.00	0.00	0.00

¹ 不确定性水平高低通过预测误差的标准差大小体现。² 运行成本上升率是相对于同一不确定性水平下的 PBC 运行成本而言。³ “—”表示找不到可行解。

馈控制。图4.9选取节点 18 和节点 33 的电压幅值进行说明。可以发现，采用 OLC 方法的电压幅值波动和偏移更加明显。在 $t = 56$ 时刻，节点 18 的电压幅值尖峰达到 1.06。在 71-76 时刻，节点 18 和节点 33 的电压偏移也更加明显。相反，所提的 SRHC 方法能过提供更加平稳的电压调节表现。表4.4给出了 SRHC 和 OLC 两类方法在最小目标函数值、稳态电压波动和电压违反概率方面的表现。

电压机会约束的引入能够权衡电压约束满足和运行成本下降这两个目标。总的来讲，预设定的电压约束违反概率越高，最终系统的运行成本越低。图4.10展示了节点 18 的电压幅值 U_{18} 在不同电压约束违反概率下的日波动曲线，分别对应 $\epsilon = 0\%$ （即电压硬约束）、 $\epsilon = 2.5\%$ 和 $\epsilon = 10.0\%$ 。在电压硬约束作用下， U_{18} 始终被限定在 1.04p.u. 以

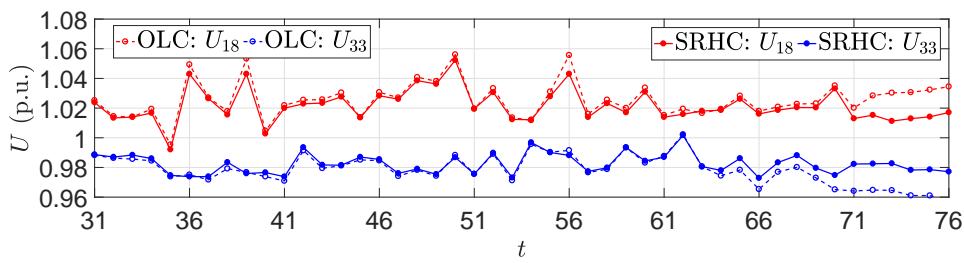


图 4.9 SRHC 和 OLC 两类方法的电压调节效果

表 4.4 SRHC 和 OLC 两类方法的优化方法效果

方法	MOV (\$)	SSVD (p.u. ²)	τ (%)
SRHC	1395.8	0.7294	0.94
OLC	1561.8	0.9669	1.79

下，因此运行策略相对保守，也会导致更多的运行成本（如弃光惩罚成本）。相反，如果引入机会约束， U_{18} 允许在某些时刻（如 $t=56$ ）突破 1.04p.u. 的约束。图4.11展示了总运行成本相对于电压违反概率的曲线。可以直观地发现，当电压约束违反概率从 0.0% 增加到 5% 的时候，总运行成本的下降非常显著。

4.5.2 123 节点配电系统算例

本节采用一个改进的 IEEE 123 节点配电系统^[208] 验证所提方法的可扩展性和有效性。图4.12给出了该配电系统的拓扑示意图。这里不考虑三相不平衡情况，并以 A 相为例。总共有 3 个分布式可控电源、3 个可调无功补偿电容器、2 个分布式电池储能单元和 4 个有载调压器安装在配电测试系统中，同时还有 2 个分布式风电机组和 3 个分布式光伏阵列。电力负荷峰值为 8.06MW 和 3.65MVar。

表4.5列出了将 DMPC 和 SRHC 两类方法应用于 33 节点和 123 节点配电测试系统的表现，包括运行成本、稳态电压波动和实际电压约束违反率三项指标。在 123 节点配电系统中，采用 SRHC 方法可节约 10.50% 的运行成本（从 \$1826.8 下降到 \$1634.9）。

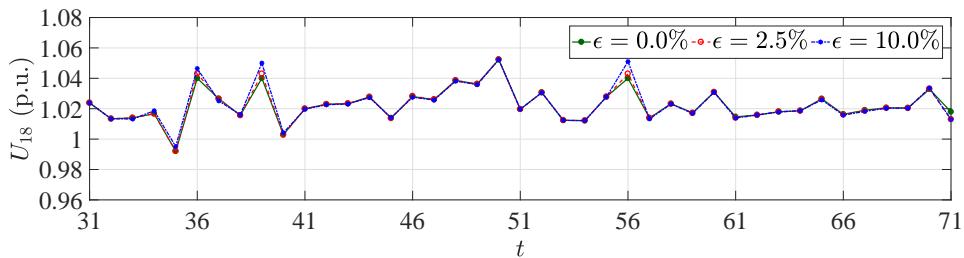


图 4.10 节点 18 电压幅值在不同电压约束违反概率下的日波动曲线

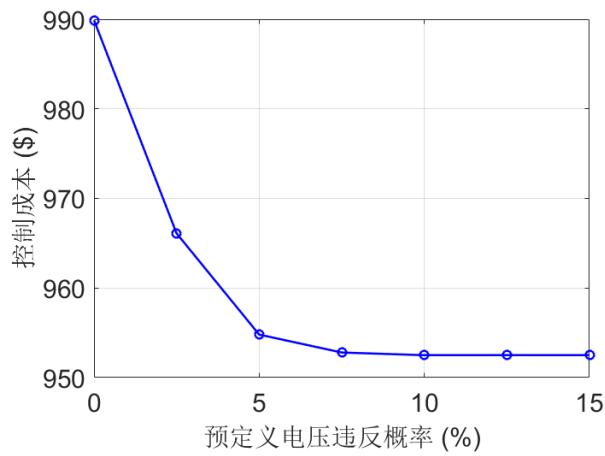


图 4.11 总运行成本和电压约束违反概率的关系

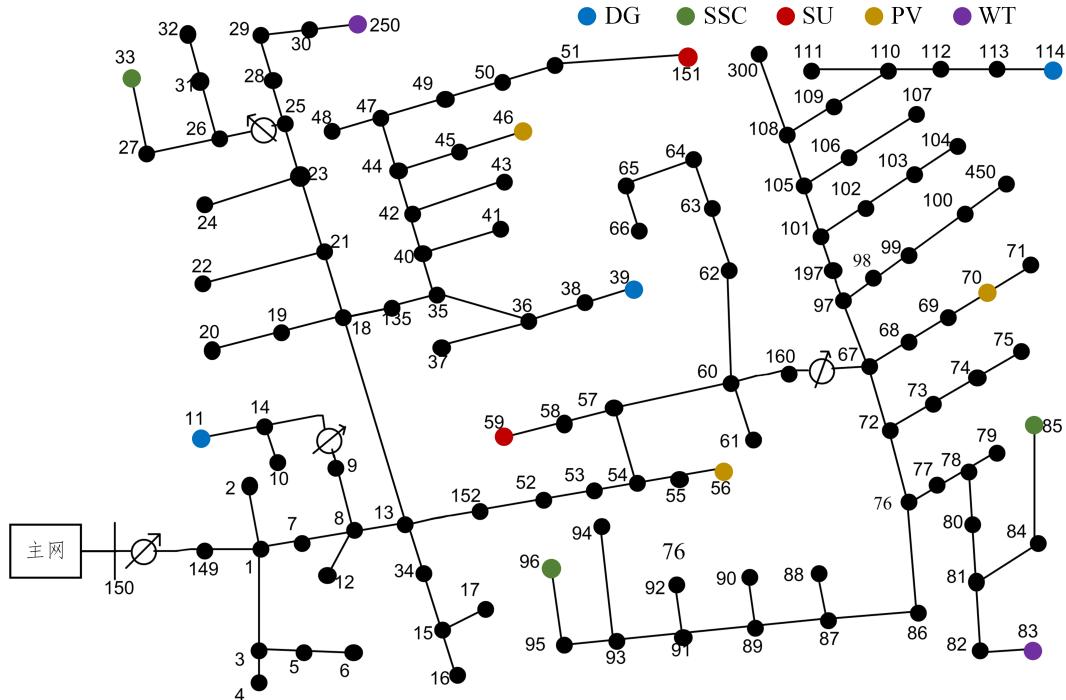


图 4.12 123 节点配网测试系统示意图

电压约束的违反概率也能显著降低。总的来讲，所提的主动配电系统随机滚动优化方法也能适用于 123 节点配电系统。

表 4.5 DMPC 和 SRHC 在 33 节点和 123 节点配电测试系统上的表现

系统	方法	成本 (\$)	稳态电压波动 (p.u. ²)	τ (%)
33-bus	SRHC	966.1	0.7294	0.94
	DMPC	1054.1	0.9068	4.12
123-bus	SRHC	1634.9	0.9350	1.16
	DMPC	1826.8	1.2669	3.95

为了说明所提方法的计算有效性，表4.6列出了所提 SRHC 方法和基于 Jacobian 矩阵的 SRHC 方法在 33 节点和 123 节点配电测试系统上的表现。这两个方法的主要区别是：基于 Jacobian 矩阵的 SRHC 方法使用完整的交流潮流计算结果进行灵敏度系数的更新，而 SRHC 方法使用简化的基于 Z-bus 矩阵的灵敏度分析方法。这里主要使用每次迭代的平均计算时间作为衡量指标。计算时间主要由两部分组成：优化模型求解时间和优化模型迭代更新时间。其中优化模型求解时间是指求解混合整数二阶锥优化问题所需要的时间。优化模型迭代更新时间是指采用 Jacobian 矩阵或 Z-bus 矩阵更新计算灵敏度所需的时间。由表4.6可知，因为 SRHC 采用简化的 Z-bus 矩阵灵敏度系数，不需要完整的交流潮流计算结果，因此计算时间可以显著缩短。对于 123 节点配电系统而言，更新系统状态空间模型的时间可以从 6.2693 秒缩短到 0.0424 秒，而最终单次迭代的平均时间也可以缩短近 50%。因为所采取的优化方法均为在线滚动运行，对于 15 分钟更新一次的运行策略而言，一天时间内需要迭代运算至少 96 次，因此最终的总计算时间的降低更加明显。

表 4.6 SRHC 计算时间比较

系统	方法	单次迭代时间 (s)	优化求解时间 (s)	模型更新时间 (s)
33-bus	SRHC-Jacobian	3.62	1.2429	0.7356
	SRHC	2.21	1.2429	0.0205
123-bus	SRHC-Jacobian	26.23	12.0334	6.2693
	SRHC	16.86	12.0334	0.0424

4.6 本章小结

分布式可再生能源的高比例渗透为配电系统的稳定和高效运行带来的巨大的挑战。本章提出了一种基于随机滚动优化运行框架的主动配电系统运行控制方法，实现了高比例可再生能源接入下主动配电系统在线滚动安全和高效运行。所提方法采用简化 Z-bus 灵敏度分析方法和序列线性规划，提高了配电系统线性状态空间模型的滚动更新计算效率；借助机会约束和扰动仿射反馈控制，获取运行成本下降和电压调节性能之间的平衡，实现了多元分布式可控灵活资源的高效协同运行，提高了主动配电系统应对分布式可再生能源和电力负荷的不确定性风险的调节能力。最后，采用 33 节点和 123 节点配电系统算例验证了所提方法在电压调节性能、控制成本、算法可扩展性等方面有效性。

第5章 基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒运行优化

5.1 引言

依托能量互补梯级利用和多能源系统协同优化运行，电-热综合能源系统（Combined Heat and Power Systems）可以在满足区域电力和热力负荷^[107]的同时显著提高能源综合利用效率。除此之外，考虑网络能量潮流约束^[170]和热力传输时延^[89]的电-热综合能源系统协同运行还能够利用热力系统热惯性^[164, 191]和分布式能源设备（电锅炉、储热装置等^[96]）有效提高新能源的消纳能力，降低系统整体运行成本。基于确定性调度模型的综合能源系统运行策略假设可再生能源和负荷的预测值基本准确。然而，高比例可再生能源的渗透给系统建模和运行调控带来极大的不确定性，确定性运行策略往往是次优甚至不可行的。电力系统和供热系统的能量耦合关系也会加剧不确定性对系统安全和高效运行产生的影响。已有的鲁棒优化算法基于传统 min-max 方法^[90, 145, 151]，由于优先满足最坏场景下优化运行模型的可行性，运行策略相对保守。同时，现有鲁棒优化算法需要通过使用鲁棒副本或场景集的方法实现模型转换，引入大量辅助变量和约束，造成优化模型维度显著上升，极大降低了模型的求解效率，很难满足在线计算的需求。因此，需要研究一种能够平衡模型鲁棒性、策略最优性和模型计算效率等目标的电-热综合能源系统在线鲁棒优化运行方法。

为此，本章提出基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒优化（Efficient Robust Dispatch, ERD）模型，通过求解含约束紧缩、不含不确定性的标称优化模型保证最终运行策略的鲁棒可行性，具有更高的计算效率，且可以实现鲁棒运行策略保守度的灵活调节。传统 min-max 算法采用鲁棒副本进行模型转化，需要引入大量辅助变量和约束。所提的 ERD 模型因为求解确定性标称优化模型，不需要引入任何辅助变量，因此能够保证求解效率和确定性优化完全相同。ERD 模型所采用的约束紧缩通过扩展的扰动不变集进行计算。扰动不变集刻画了系统状态在外界扰动下的变化范围，在控制分析中扮演重要角色^[209]。扰动不变集一般将外界扰动描述为时不变集合^[209, 210]，即不确定参数的上界和下界是不随时间变化的常数。然而，这类时不变不确定集合显然不能用来表示可再生能源和负荷的不确定性。另外，扰动不变集需要迭代计算线性规

划问题^[211, 212], 计算负担很大。而且采用边界不确定集合表征不确定性具有较高的保守性。因此, 本章将扰动不变集的概念进行扩展, 使其能够表征时变不确定集合。同时, 采用一种基于对偶范数的直接约束紧缩算法计算多时段紧缩约束, 不需要迭代计算线性规划问题。最后, ERD 模型将 budget 不确定集合和直接约束紧缩算法进行整合, 以实现保守度可调的鲁棒优化。

本章具体结构如下: 5.2 节介绍了考虑区间不确定性的热电联合调度模型; 5.3 节给出了扰动不变集的扩展方法和仿射状态反馈控制的实现方式; 5.4 节介绍了基于对偶范数的约束紧缩加速算法; 5.5 节采用 33 节点电力系统 +8 节点热力系统算例验证了所提方法的有效性; 5.6 节总结了本章主要工作。

5.2 考虑区间不确定性的热电联合调度模型

背压式 CHP 可以同时供给电力负荷和热力负荷:

$$\eta_c^{\text{CHP}} P_c^{\text{CHP}}(t) = H_c^{\text{CHP}}(t), c \in \mathcal{C}, \quad (5-1)$$

$$\begin{aligned} P_{c,\min}^{\text{CHP}} \leq P_c^{\text{CHP}}(t) \leq P_{c,\max}^{\text{CHP}}, |\Delta P_c^{\text{CHP}}(t)| &\leq \Delta P_{c,\max}^{\text{CHP}}, \\ Q_{c,\min}^{\text{CHP}} \leq Q_c^{\text{CHP}}(t) \leq Q_{c,\max}^{\text{CHP}}, |\Delta Q_c^{\text{CHP}}(t)| &\leq \Delta Q_{c,\max}^{\text{CHP}}, \end{aligned} \quad (5-2)$$

式中: P_c^{CHP} 和 Q_c^{CHP} 分别表示第 c 个 CHP 的有功出力和无功出力, 其上下界为 $[P_{c,\min}^{\text{CHP}}, P_{c,\max}^{\text{CHP}}]$ 和 $[Q_{c,\min}^{\text{CHP}}, Q_{c,\max}^{\text{CHP}}]$; H_c^{CHP} 表示 CHP 热功率出力; η_c^{CHP} 代表 CHP 电热比; ΔP_c^{CHP} 和 ΔQ_c^{CHP} 分别表示有功功率和无功功率的爬坡速率, 其最大值为 $\Delta P_{c,\max}^{\text{CHP}}$ 和 $\Delta Q_{c,\max}^{\text{CHP}}$; \mathcal{C} 表示 CHP 集合。电动热泵可以以较高的性能系数生产热力, 可表示为:

$$\eta_h^{\text{HP}} P_h^{\text{HP}}(t) = H_h^{\text{HP}}(t), Q_h^{\text{HP}}(t) = \sqrt{1 - (\delta_h^{\text{HP}})^2} P_h^{\text{HP}}(t) / \delta_h^{\text{HP}}, \quad (5-3)$$

$$P_{h,\min}^{\text{HP}} \leq P_h^{\text{HP}}(t) \leq P_{h,\max}^{\text{HP}}, |\Delta P_h^{\text{HP}}(t)| \leq \Delta P_{h,\max}^{\text{HP}}, h \in \mathcal{H}, \quad (5-4)$$

式中: P_h^{HP} 和 Q_h^{HP} 分别表示第 h 个 HP 的有功用电功率和无功用电功率; H_h^{HP} 表示热泵的热功率输出; $P_{h,\max}^{\text{HP}}$ 和 $P_{h,\min}^{\text{HP}}$ 分别表示最大和最小热泵有功用电功率; η_h^{HP} 表示热泵热电比; δ_h^{HP} 表示热泵的功率因数; 热泵有功功率爬坡值 ΔP_h^{HP} 的上限为 $\Delta P_{h,\max}^{\text{HP}}$; \mathcal{H} 表示热泵集合。电池单元能够通过充放电过程保证电功率平衡, 表示为:

$$E_b^{\text{BU}}(t+1) = (1 - \zeta_b^{\text{BU}}) E_b^{\text{BU}}(t) + [\Delta T \eta_b^{\text{BU}} P_b^{\text{BU}}(t)] / C_b^{\text{BU}}, \quad (5-5)$$

$$E_{b,\min}^{\text{BU}} \leq E_b^{\text{BU}}(t) \leq E_{b,\max}^{\text{BU}}, \quad (5-6)$$

$$P_{b,\min}^{\text{BU}} \leq P_b^{\text{BU}}(t) \leq P_{b,\max}^{\text{BU}}, |\Delta P_b^{\text{BU}}| \leq \Delta P_{b,\max}^{\text{BU}}(t), b \in \mathcal{B}, \quad (5-7)$$

式中： E_b^{BU} 表示电池的荷电状态； ζ_b^{BU} 表示电池的自放电系数； P_b^{BU} 为电池充放电功率； ΔT 表示时间步长； η_b^{BU} 表示电池充放电效率；充电状态下 $\eta_b^{\text{BU}} = \eta_b^{\text{ch}}, P_b^{\text{BU}} \geq 0$ ；放电状态下 $\eta_b^{\text{BU}} = 1/\eta_b^{\text{dch}}, P_b^{\text{BU}} < 0$ ； C_b^{BU} 表示电池的额定容量；荷电状态 E_b^{BU} 处于区间 $[E_{b,\min}^{\text{BU}}, E_{b,\max}^{\text{BU}}]$ ； $P_{b,\min}^{\text{BU}}/P_{b,\max}^{\text{BU}}$ 为最大放电/充电功率； $\Delta P_{b,\max}^{\text{BU}}$ 表示充放电功率爬坡功率限制； \mathcal{B} 表示电池单元集合。热储能装置的数学模型为：

$$E_s^{\text{TS}}(t+1) = (1 - \zeta_s^{\text{TS}})E_s^{\text{TS}}(t) + [\Delta T \eta_s^{\text{TS}} H_s^{\text{TS}}(t)]/C_s^{\text{TS}}, \quad (5-8)$$

$$E_{s,\min}^{\text{TS}} \leq E_s^{\text{TS}}(t) \leq E_{s,\max}^{\text{TS}}, \quad (5-9)$$

$$H_{s,\min}^{\text{TS}} \leq H_s^{\text{TS}}(t) \leq H_{s,\max}^{\text{TS}}, |\Delta H_s^{\text{TS}}(t)| \leq \Delta H_{s,\max}^{\text{TS}}, s \in \mathcal{S}, \quad (5-10)$$

式中： E_s^{TS} 表示热储能水平； ζ_s^{TS} 表示存储热量损耗率； H_s^{TS} 表示储热装置的输入或输出热功率；热量传输效率可表示为 $\eta_s^{\text{TS}} = \eta_s^{\text{ch}}, H_s^{\text{TS}} \geq 0$ 和 $\eta_s^{\text{TS}} = 1/\eta_s^{\text{dch}}, H_s^{\text{TS}} < 0$ ； C_s^{TS} 表示热储能装置额定容量；热储能水平受限于 $[E_{s,\min}^{\text{TS}}, E_{s,\max}^{\text{TS}}]$ ； $H_{s,\min}^{\text{TS}}$ 和 $H_{s,\max}^{\text{TS}}$ 分别表示最大热输出功率和最大热输入功率； $\Delta H_{s,\max}^{\text{TS}}$ 表示热功率爬坡上限； \mathcal{S} 表示热储能装置集合。

配电系统支路潮流可通过线性公式^[98] 表示为：

$$\mathbf{A}\dot{\mathbf{I}}_B = \dot{\mathbf{I}} = \tilde{\mathbf{S}}/\tilde{\mathbf{V}}, \quad (5-11)$$

$$\mathbf{T} := [T_l, l \in \mathcal{L}^{\text{E}}] = \Re[\hat{\mathbf{A}}^\top \dot{\mathbf{V}} \odot \tilde{\mathbf{I}}_B], \quad (5-12)$$

$$-\mathbf{T}_{\max} \leq \mathbf{T} \leq \mathbf{T}_{\max}, \quad (5-13)$$

其中： $\dot{\mathbf{S}}$ 和 $\dot{\mathbf{V}}$ 分别表示复数节点注入功率和复数节点电压； $\dot{\mathbf{I}}_B$ 为复数支路电流； \mathbf{A} 代表电力网络的关联矩阵；如果节点 i 是起始节点， j 是终止节点， $A_{ij} = 1$ ；如果节点 j 是起始节点，则 $A_{ij} = -1$ ； $\dot{\mathbf{I}}$ 表示节点注入电流； \sim 表示复数共轭变量； T_l 表示支路 l 的有功电力潮流； \mathcal{L}^{E} 表示配电系统支路集合； \mathbf{T}_{\max} 为配电系统支路潮流限制；矩阵 $\hat{\mathbf{A}}$ 通过 \mathbf{A} 计算得出，如果 $A_{ij} = 1$ 则 $\hat{A}_{ij} = 1$ ，如果 $A_{ij} = -1$ 则 $\hat{A}_{ij} = 0$ ； $\Re[\cdot]$ 表示复数的实数部分；运算符 \odot 表示两个向量按照元素顺序相乘。这里采用基于 Z-bus 矩阵的线性电压动态模型用来表示电压波动和节点注入功率的关联^[22]，具体表达式参见 2.3 节式 (2-38)-(2-39)。电压约束可表示为：

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \forall i \in \mathcal{N}^{\text{E}}, \quad (5-14)$$

其中： V_i 表示节点 i 电压幅值，并限制在 $[V_i^{\min}, V_i^{\max}]$ 的范围； \mathcal{N}^{E} 表示节点集合。

区域供热系统的热力传输具有显著的时延效应，因此需要在建模过程中考虑热网

的温度动态变化。这里假设热网运行在固定流量模式以保证稳定的水压工况^[164]。表征管道 l 在时刻 t 的热力传输时延变量 $\tau_l(t)$ 可根据节点方法^[15]计算得出，表示为：

$$\tau_l(t) = \min \left\{ \bar{\tau} \geq 0 : \sum_{\tau=t-\bar{\tau}}^t m_l(\tau) \Delta T > \frac{\pi L_l D_l^2 \rho}{4} \right\}, l \in \mathcal{L}^H, \quad (5-15)$$

式中： $m_l(\tau)$ 表示管道 l 在 t 时刻预先设定的热水流量； L_l 和 D_l 分别表示管道 l 的长度和直径； \mathcal{L}^H 表示管道集合； ρ 表示水密度。热源节点 i 的输入热功率可表示为：

$$\sum_{c \in \mathcal{C}_i} H_c^{CHP}(t) + \sum_{h \in \mathcal{H}_i} H_h^{HP}(t) - \sum_{s \in \mathcal{S}_i} H_s^{TS}(t) = c^w m_i^{in}(t) (T_i^s(t) - T_i^r(t)), \quad (5-16)$$

式中： \mathcal{C}_i 、 \mathcal{H}_i 和 \mathcal{S}_i 分别表示连接在热力系统节点 i 的 CHP、HP 和热储能集合； c^w 表示水的比热容； m_i^{in} 表示节点 i 的热水注入流量； T_i^s 和 T_i^r 分别表示节点 i 的供热温度和回热温度。类似地，节点 i 的热力负荷可以表示为：

$$H_i^D(t) = c^w m_i^{ot}(t) (T_i^s(t) - T_i^r(t)), \quad (5-17)$$

式中： H_i^D 表示节点 i 的热力负荷； m_i^{ot} 表示节点 i 的热水流出流量。热力传输时延通过管道入口水温和出口水温的映射方程表示：

$$T_j^s(t) = T^g(t) + (T_i^s(t - \tau_l(t)) - T^g(t)) \times e^{-\frac{k_l \Delta T \tau_l(t)}{A_l \rho c^w}}, \quad (5-18)$$

$$T_i^r(t) = T^g(t) + (T_j^r(t - \tau_l(t)) - T^g(t)) \times e^{-\frac{k_l \Delta T \tau_l(t)}{A_l \rho c^w}}, \quad (5-19)$$

其中： T^g 表示地面温度； k_l 和 A_l 分别为管道 l 的热传导系数和横截面积； i 和 j 分别是供水网络中管道 l 的起始和终端节点；供热温度和回热温度的温度边界约束表示为：

$$T_{i,\min}^s \leq T_i^s(t) \leq T_{i,\max}^s, T_{i,\min}^r \leq T_i^r(t) \leq T_{i,\max}^r. \quad (5-20)$$

电功率平衡和热功率平衡可表示为：

$$\sum_{c \in \mathcal{C}} P_c^{CHP} + P_g^G + \sum_{p \in \mathcal{P}} P_p^{PV} = \sum_{i \in \mathcal{N}^E} P_i^D + \sum_{b \in \mathcal{B}} P_b^{BU} + \sum_{h \in \mathcal{H}} P_h^{HP}, \quad (5-21)$$

$$\sum_{c \in \mathcal{C}} Q_c^{CHP} + Q_g^G = \sum_{i \in \mathcal{N}^E} Q_i^D + \sum_{h \in \mathcal{H}} Q_h^{HP}, \quad (5-22)$$

$$\sum_{c \in \mathcal{C}} H_c^{CHP} + \sum_{h \in \mathcal{H}} H_h^{HP} = \sum_{i \in \mathcal{N}^H} H_i^D + \sum_{s \in \mathcal{S}} H_s^{TS}, \quad (5-23)$$

式中： P_g^G 和 Q_g^G 分别表示与主网的有功和无功交换功率； P_i^D 和 Q_i^D 分别表示有功和无功电力负荷； P_p^{PV} 表示光伏输出功率； \mathcal{P} 表示光伏集合； \mathcal{N}^H 表示供热系统节点集合；

主网交换功率 P_g^G 和 Q_g^G 满足区间约束，以避免对主网运行造成影响，表示为：

$$P_{g,\min}^G \leq P_g^G(t) \leq P_{g,\max}^G, Q_{g,\min}^G \leq Q_g^G(t) \leq Q_{g,\max}^G. \quad (5-24)$$

电力负荷、热力负荷和光伏输出功率的预测区间^[144] 可表示为：

$$P_{i,\min}^D(t) \leq P_i^D(t) \leq P_{i,\max}^D(t), Q_{i,\min}^D(t) \leq Q_i^D(t) \leq Q_{i,\max}^D(t), \quad (5-25)$$

$$H_{i,\min}^D(t) \leq H_i^D(t) \leq H_{i,\max}^D(t), P_{p,\min}^{PV}(t) \leq P_p^{PV}(t) \leq P_{p,\max}^{PV}(t). \quad (5-26)$$

前面给出了电-热综合能源系统 ERD 模型的设备/系统层面建模过程。下面给出基于集合、矩阵等精简形式表示的 ERD 模型。ERD 模型最小化总体运行成本，包括燃料费用、维护成本和主网电功率交换成本，表示为：

$$\begin{aligned} J = \sum_{t=0}^{T-1} & \left\{ \sum_{c \in \mathcal{C}} \alpha_c^{CHP} P_c^{CHP}(t) + \sum_{b \in \mathcal{B}} \alpha_b^{BU} |P_b^{BU}(t)| + \sum_{s \in \mathcal{S}} \alpha_s^{TS} |H_s^{TS}(t)| + \right. \\ & \left. \sum_{h \in \mathcal{H}} \alpha_h^{HP} P_h^{HP}(t) + \alpha_g^G P_g^G(t) \right\}, \end{aligned} \quad (5-27)$$

式中： T 表示时间范围； α_c^{CHP} 表示 CHP 电厂的成本系数； α_b^{BU} 、 α_s^{TS} 和 α_h^{HP} 分别表示 BU、热储能和 HP 的维护成本系数； α_g^G 表示电价。

为了使 ERD 模型尽可能精简，这里采用集合形式精简地表示模型约束。 $x(t)$ 、 $u(t)$ 、 $y(t)$ 和 $w(t)$ 分别表示 t 时刻的状态变量、控制变量、分析变量和扰动变量，定义为：

$$x(t) := [E_{b \in \mathcal{B}}^{BU}(t), E_{s \in \mathcal{S}}^{TS}(t)]^\top, \quad (5-28)$$

$$u(t) := [P_{c \in \mathcal{C}}^{CHP}(t), Q_{c \in \mathcal{C}}^{CHP}(t), P_g^G(t), Q_g^G(t), P_{h \in \mathcal{H}}^{HP}(t)]^\top, \quad (5-29)$$

$$y(t) := [P_{b \in \mathcal{B}}^{BU}(t), H_{s \in \mathcal{S}}^{TS}(t), T_{l \in \mathcal{L}^E}(t), V_{i \in \mathcal{N}^E}(t), T_{i \in \mathcal{N}^H}^s(t), T_{i \in \mathcal{N}^H}^r(t)]^\top, \quad (5-30)$$

$$w(t) := [P_{p \in \mathcal{P}}^{PV}(t), P_{i \in \mathcal{N}^E}^D(t), Q_{i \in \mathcal{N}^E}^D(t), H_{i \in \mathcal{N}^H}^D(t)]^\top, \quad (5-31)$$

其中：状态变量、控制变量、分析变量和扰动变量的维度分别为 n_x 、 n_u 、 n_y 和 n_w 。然后，线性、离散的系统状态空间模型可以表示为：

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + Dw(t), \quad (5-32)$$

$$y(t) = Cu(t) + Ew(t), \quad (5-33)$$

其中：式 (5-32) 表示储能系统储能水平的动态变化过程；式 (5-33) 根据 (5-12)、(5-16)-(5-19) 和 (5-21)-(5-23) 将控制变量、分析变量和扰动变量映射在一起。其他约束可以通过

过多面体集合精简地表示为：

$$(x(t), u(t), y(t)) \in \mathbb{X} \times \mathbb{U} \times \mathbb{Y}, \quad (5-34)$$

$$(\Delta u(t), \Delta y(t)) \in \Delta \mathbb{U} \times \Delta \mathbb{Y}, \quad (5-35)$$

式中：状态变量约束 \mathbb{X} 来自储能水平边界约束 (5-6) 和 (5-9)；控制变量约束 \mathbb{U} 来自 CHP 发电功率边界 (5-2)、热泵用电功率约束 (5-4) 和主网交换电功率约束 (5-24)；分析变量约束 \mathbb{Y} 来自充放电功率约束 (5-7) 和 (5-10)、电力潮流约束 (5-13)、节点电压约束 (5-14) 和温度约束 (5-20)； $u(t)$ 和 $y(t)$ 的爬坡约束来自 (5-4)、(5-4)、(5-7) 和 (5-10)。举例来讲，状态变量约束和控制变量约束表示为：

$$\mathbb{X} := \{x(t) : [E_{b,\min}^{\text{BU}}, E_{s,\min}^{\text{TS}}]^T \leq x(t) \leq [E_{b,\max}^{\text{BU}}, E_{s,\max}^{\text{TS}}]^T\}, \quad (5-36)$$

$$\begin{aligned} \mathbb{U} := \{u(t) : & [P_{c,\min}^{\text{CHP}}, Q_{c,\min}^{\text{CHP}}, P_{g,\min}^G, Q_{g,\min}^G, P_{h,\min}^{\text{HP}}]^T \leq u(t) \\ & \leq [P_{c,\max}^{\text{CHP}}, Q_{c,\max}^{\text{CHP}}, P_{g,\max}^G, Q_{g,\max}^G, P_{h,\max}^{\text{HP}}]^T\}. \end{aligned} \quad (5-37)$$

扰动变量 $w(t)$ 表示实际 PV 出力、电力负荷和热力负荷，可表示为预测区间^[213, 214]：

$$w(t) \in \mathbb{W}(t) := \{w(t) : w_{\min}(t) \leq w(t) \leq w_{\max}(t)\}, \quad (5-38)$$

$$\begin{cases} w_{\min} = [P_{p,\min}^{\text{PV}}(t), P_{i,\min}^D(t), Q_{i,\min}^D(t), H_{i,\min}^D(t)]^T, \\ w_{\max} = [P_{p,\max}^{\text{PV}}(t), P_{i,\max}^D(t), Q_{i,\max}^D(t), H_{i,\max}^D(t)]^T. \end{cases} \quad (5-39)$$

5.3 仿射状态反馈控制和扩展扰动不变集

5.3.1 基本定义

传统的 min-max 算法一般通过引入鲁棒副本（Robust Counterpart）转化为确定性优化问题^[90, 145, 151, 152]。但是，辅助变量的引入导致变量维度上升，尤其是对于考虑网络潮流约束的多时段热电联合调度问题。为了在保证鲁棒性的同时提高计算效率，本章基于扩展的扰动不变集提出电-热综合能源系统 ERD 模型。该方法通过求解不含不确定性的标称优化问题获取热电联合调度策略，且不引入任何辅助变量和约束。不考虑不确定性的标称系统状态方程（相对于真实系统 (5-32) 和 (5-33)）可表示为：

$$\bar{x}(t+1) = A\bar{x}(t) + B\bar{u}(t) + D\bar{w}(t), \quad (5-40)$$

$$\bar{y}(t) = C\bar{u}(t) + E\bar{w}(t), \quad (5-41)$$

式中： $\bar{x}(t)$ 、 $\bar{u}(t)$ 和 $\bar{y}(t)$ 分别表示不考虑不确定性的标称状态变量、标称控制变量和标称分析变量； $\bar{w}(t)$ 表示不确定性的预测值，即 $\bar{w}(t) := [\bar{P}_p^{\text{PV}}(t), \bar{P}_i^D(t), \bar{Q}_i^D(t), \bar{H}_i^D(t)]^T$ 。

在标称系统 (5-40) 和 (5-41) 中, 扰动变量 $w(t)$ 用其预测值替代, 所以 ERD 方法实际上求解的是一个模型复杂性完全和确定性优化问题相同的优化问题。相比于传统的 min-max 方法, 由于模型维度不会增加, 计算效率大大提高。但是, 如果标称变量 (即 $\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{y}(t)$) 仍然满足之前的约束 (5-34) 和 (5-35), 则获取的运行策略显然不是鲁棒的。为此, 需要将原有的约束进行紧缩处理, 表示为:

$$(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{y}(t)) \in \bar{\mathbb{X}}(t) \times \bar{\mathbb{U}}(t) \times \bar{\mathbb{Y}}(t), \quad (5-42)$$

$$(\Delta\bar{u}(t), \Delta\bar{y}(t)) \in \Delta\bar{\mathbb{U}}(t) \times \Delta\bar{\mathbb{Y}}(t), \quad (5-43)$$

式中: $\bar{\mathbb{X}}(t)$ 、 $\bar{\mathbb{U}}(t)$ 、 $\bar{\mathbb{Y}}(t)$ 、 $\Delta\bar{\mathbb{U}}(t)$ 和 $\Delta\bar{\mathbb{Y}}(t)$ 表示多时段紧缩约束。接下来的关键问题就是如何获得能够保证算法鲁棒性的紧缩约束。

清晰起见, 首先介绍关于集合操作的部分符号。 $\|a\|_p$ 表示向量 a 的 p 范数。集合累加定义为 $\mathbb{A} + \mathbb{B} := \{a + b : a \in \mathbb{A}, b \in \mathbb{B}\}$ 。Minkowski 集合减法定义为 $\mathbb{A} \ominus \mathbb{B} := \{x : x + \mathbb{B} \subset \mathbb{A}\}$ 。集合映射定义为 $M\mathbb{A} := \{Ma : a \in \mathbb{A}\}$ 。

为了主动应对外界扰动, 这里定义仿射状态反馈控制法则 π , 将控制变量表达为关于标称值和状态反馈项的线性组合, 表示为:

$$\pi : u(t) = \mu_t(x(t)) = \bar{u}(t) + K(x(t) - \bar{x}(t)), \forall t \in \mathbb{I}_0^{T-1}, \quad (5-44)$$

式中: \mathbb{I}_a^b 表示 a 到 b 的整数变量集合; K 为反馈增益; 将式 (5-44) 导入 (5-32), 并在等号左右边减去式 (5-40), 可以得到一个关于自治系统的表达式:

$$\dot{x}(t+1) = \Phi\dot{x}(t) + D\dot{w}(t), \quad (5-45)$$

式中: $\dot{x}(t) = x(t) - \bar{x}(t)$, $\dot{w}(t) = w(t) - \bar{w}(t)$, 并且 $\Phi = A + BK$; \dot{x} 可以理解为实际状态 $x(t)$ 相对于标称状态 \bar{x} 的偏移量; \dot{w} 表示预测误差, 并且 $\dot{w}(t) \in \dot{\mathbb{W}}(t)$ 。注意到状态方程 (5-45) 描述了预测误差 $\dot{w}(t)$ 和状态偏移 $\dot{x}(t)$ 之间的关系。如果预测误差 $\dot{w}(t)$ 属于时不变集合 $\dot{\mathbb{W}}$, 则扰动不变集可以定义为^[209]:

定义 1: $\mathcal{X} \subseteq \mathbb{R}^{n_x}$ 是系统 (5-45) 的扰动不变集, 当且仅当对于任意 $\dot{x} \in \mathcal{X}$ 和任意 $\dot{w} \in \dot{\mathbb{W}}$, $\Phi\dot{x} + D\dot{w} \in \mathcal{X}$ 。

5.3.2 扰动不变集的扩展方法

定义 1 是基于时不变不确定集合, 即 $\dot{w}(t) \in \dot{\mathbb{W}}, \forall t \in \mathbb{I}_0^{T-1}$ 提出的。然而, 这显然不符合可再生能源和多能负荷的场景, 因为可再生能源和负荷的预测区间范围既不是固定不变的, 也不是单调变化的。如果采用一段时间内最大的不确定集合表示, 则约

束紧缩会显著增加而过于保守。因此，本章基于扰动不变集提出多时段可达集的概念，即 $\mathcal{X}(t), t \in \mathbb{I}_1^T$ 。多时段可达集（Multi-Period 0-Reachable Set）可以更加精确的描述时变的不确定集合 $\dot{\mathbb{W}}(t)$ 。

定义 2：集合 $\mathcal{X}(t) \subseteq \mathbb{R}^{n_x}$ 称为系统 (5-45) 在 t 时刻的多时段可达集，当且仅当 $\mathcal{X}(t)$ 满足：i) 对于初始状态为 $\dot{x}(0) = \mathbf{0}$ 的任意扰动序列 $\dot{\mathbf{w}} := \{\dot{w}(0), \dot{w}(1), \dots, \dot{w}(T-1)\} \in \dot{\mathbb{W}}(0) \times \dot{\mathbb{W}}(1) \times \dots \times \dot{\mathbb{W}}(T-1)$, $\dot{x}(t) \in \mathcal{X}(t)$; ii) 对于任意的 $\dot{x}(t) \in \mathcal{X}(t)$, 至少存在某种扰动序列 $\dot{\mathbf{w}}$, 能够保证 $\dot{x}(t) = \dot{\phi}(t; \mathbf{0}, \dot{\mathbf{w}})$, 其中 $\dot{\phi}(t; x_0, \dot{\mathbf{w}})$ 表示状态空间方程 (5-45) 在 t 时刻以 x_0 为初始状态、以 $\dot{\mathbf{w}}$ 为扰动序列的解。

基于定义 2, $\mathcal{X}(t)$ 可以表示为：

$$\mathcal{X}(t) := \sum_{i=0}^{t-1} \Phi^{t-i-1} D \dot{\mathbb{W}}(i), t \in \mathbb{I}_1^T. \quad (5-46)$$

多时段可达集 $\mathcal{X}(t)$ 刻画了从 $t = 1$ 到 $t = T$ 的逐时段状态偏移范围。因此，可以通过如下命题推导多时段紧缩约束。

命题 1：假设标称系统 (5-40) 的标称控制变量 $\bar{\mathbf{u}}$ 、分析变量 $\bar{\mathbf{y}}$ 和状态变量 $\bar{\mathbf{x}}$ 服从多时段紧缩约束的限制,

$$\begin{cases} \bar{u}(t) \in \bar{\mathbb{U}}(t) := \mathbb{U} \ominus K\mathcal{X}(t), \\ \bar{y}(t) \in \bar{\mathbb{Y}}(t) := \mathbb{Y} \ominus CK\mathcal{X}(t) \ominus E\dot{\mathbb{W}}(t), \\ \bar{x}(t) = \bar{\phi}(t; x_0, \bar{\mathbf{u}}) \in \bar{\mathbb{X}}(t) := \mathbb{X} \ominus \mathcal{X}(t). \end{cases} \quad (5-47)$$

基于 (5-44) 定义的反馈法则 π , \mathbf{x} 、 \mathbf{y} 和 \mathbf{u} 满足如下条件 ($\forall \dot{w}(t) \in \dot{\mathbb{W}}(t), t \in \mathbb{I}_0^{T-1}$) ,

$$\begin{cases} u(t) = \bar{u}(t) + K(x(t) - \bar{x}(t)) \in \mathbb{U}, \\ y(t) = \bar{y}(t) + CK(x(t) - \bar{x}(t)) + E\dot{w}(t) \in \mathbb{Y}, \\ x(t) = \phi(t; x_0, \pi, \dot{\mathbf{w}}) \in \mathbb{X}. \end{cases} \quad (5-48)$$

命题 1 表明如果标称变量满足紧缩约束 (5-47), 则算法鲁棒性可以得到保证。因此, ERD 模型可以通过求解含多时段紧缩约束的标称优化问题确保运行策略的鲁棒性。

5.4 约束紧缩加速算法

5.4.1 基于边界不确定集合的约束紧缩加速算法

引入时变不确定集合的一个潜在问题是计算负担大大增加，因为多时段紧缩约束 $\bar{\mathbb{X}}(t), t \in \mathbb{I}_1^T$ 需要在每个时段分别计算一次。如果仍然使用传统的迭代线性规划

方法^[211, 212], 计算时间会成倍数增长。本章了提出一种基于对偶范数的直接约束紧缩算法, 可以一次性完成约束紧缩计算。简便起见, 这里只展示 $\bar{\mathbb{X}}(t)$ 是如何计算的。原有的状态约束 \mathbb{X} 表示为:

$$\mathbb{X} := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^T x \leq r_i, \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}, \quad (5-49)$$

式中: s_i 和 r_i 表示第 i 个状态约束的左边系数和右边系数; M 表示状态约束的个数。基于命题 1, 多时段紧缩状态约束 $\bar{\mathbb{X}}(t)$ 可以通过进行集合 \mathbb{X} 和多时段可达集 $\mathcal{X}(t)$ 之间的 Minkowski 集合减法达到, 表示为:

$$\bar{\mathbb{X}}(t) := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^T \left(x + \sum_{\tau=0}^{t-1} \Phi^{t-\tau-1} D \dot{w}(\tau) \right) \leq r_i, \forall \dot{w}(\tau) \in \dot{\mathbb{W}}(\tau), \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}. \quad (5-50)$$

通过引入归一化的状态向量 $\tilde{w} \in \mathbb{R}^T$, 将多时段紧缩约束表示为:

$$\bar{\mathbb{X}}(t) := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^T x \leq r_i - \sum_{j=1}^{n_w} \sup_{\tilde{w}} \{ \varphi_t^{ij} W^j (\tilde{w} + \varpi_j) : \|\tilde{w}\|_\infty \leq 1 \}, \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}, \quad (5-51)$$

式中: $\sup\{\cdot\}$ 是“supremum”的缩写; $\sup_{\tilde{w}} \{ \varphi_t^{ij} W^j \tilde{w} : \|\tilde{w}\|_\infty \leq 1 \}$ 定义了集合 $\{\|\tilde{w}\| : \|\tilde{w}\|_\infty \leq 1\}$ 上的关于 $\varphi_t^{ij} W^j$ 的支撑函数 (Support Function); $\varphi_t^{ij} \in \mathbb{R}^T$ 、 $\varpi_j \in \mathbb{R}^T$ 和 $W^j \in \mathbb{R}^{T \times T}$ 可表示为:

$$\varphi_t^{ij} := [\langle s_i^T \Phi^{t-1} D \rangle_j, \langle s_i^T \Phi^{t-2} D \rangle_j, \dots, \langle s_i^T D \rangle_j, 0, \dots], \quad (5-52)$$

$$\varpi_j := \left[\begin{array}{c} \left\langle \frac{w_{\max}(0) - w_{\min}(0) - 2\bar{w}(0)}{w_{\max}(0) - w_{\min}(0)} \right\rangle_j, \dots, \\ \left\langle \frac{w_{\max}(T-1) - w_{\min}(T-1) - 2\bar{w}(T-1)}{w_{\max}(T-1) - w_{\min}(T-1)} \right\rangle_j \end{array} \right]^T, \quad (5-53)$$

$$W^j := \begin{bmatrix} \langle \frac{w_{\max}(0) - w_{\min}(0)}{2} \rangle_j \\ \ddots \\ \langle \frac{w_{\max}(T-1) - w_{\min}(T-1)}{2} \rangle_j \end{bmatrix}, \quad (5-54)$$

其中: $\langle a \rangle_i$ 表示 a 的第 i 个元素。式 (5-51) 中的支撑函数是无穷范式的对偶范式, 即:

$$\|(\varphi_t^{ij} W^j)^T\|_\infty^* := \sup_{\tilde{w}} \{ \varphi_t^{ij} W^j \tilde{w} : \|\tilde{w}\|_\infty \leq 1 \}, \quad (5-55)$$

其中: $\|\cdot\|_\infty^*$ 表示无穷范式的对偶范式。通过 Hölder 不等式^[215] 可知, p 范数的对偶范数为 q 范数 ($\frac{1}{p} + \frac{1}{q} = 1$)。因此, $\|(\varphi_t^{ij} W^j)^T\|_\infty^* = \|(\varphi_t^{ij} W^j)^T\|_1$ 。最终, 紧缩状态约束

$\bar{\mathbb{X}}(t), t \in \mathbb{I}_1^T$ 可表示为：

$$\bar{\mathbb{X}}(t) := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^\top x \leq r_i - \sum_{j=1}^{n_w} (\|\varphi_t^{ij} W^j\|_1 - \varphi_t^{ij} W^j \varpi_j), \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}. \quad (5-56)$$

注意到 $\sum_{j=1}^{n_w} (\|\varphi_t^{ij} W^j\|_1 - \varphi_t^{ij} W^j \varpi_j)$ 表示第 i 个状态约束的紧缩范围，可以通过一次简单的代数运算完成计算。

5.4.2 基于 budget 不确定集合的约束紧缩加速算法

边界不确定集合因为假设不同时刻的不确定性可以同时达到其边界值，因此相对保守。这里将 budget 不确定集合^[216] 和多时段约束紧缩相结合，以达到灵活调整算法保守性的目的。Budget 不确定集合在边界不确定集合的基础上，又增加了随机变量总和的约束，表示为：

$$\mathcal{W} = \mathcal{W}_1 \cap \mathcal{W}_\infty := \{\tilde{w} : \|\tilde{w}\|_1 \leq \Gamma, \|\tilde{w}\|_\infty \leq 1\}, \quad (5-57)$$

其中： Γ 可称为不确定集合的 budget。基于 budget 不确定集合的紧缩约束 $\bar{\mathbb{X}}(t)$ 可以表示为：

$$\bar{\mathbb{X}}(t) := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^\top x \leq r_i - \sum_{j=1}^{n_w} \sup_{\tilde{w}} \{\varphi_t^{ij} W^j(\tilde{w} + \varpi_j) : \tilde{w} \in \mathcal{W}\}, \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}. \quad (5-58)$$

为了实现式 (5-58) 的转化，给出下列关于支撑函数的性质^[217]。

引理 1： $\mathcal{W}_1, \dots, \mathcal{W}_k$ 表示闭合凸集合，并且 $\mathcal{W} = \cap_{i=1}^k \mathcal{W}_i$ 。如果 $\cap_{i=1}^k \text{relint}(\mathcal{W}_i) \neq \emptyset$ ，那么对于一个给定的向量 y ，

$$\sup_{w \in \mathcal{W}} y^\top w = \min_{y_1, \dots, y_k} \left\{ \sum_{i=1}^k \sup_{w \in \mathcal{W}_i} y_i^\top w : \sum_{i=1}^k y_i = y \right\}. \quad (5-59)$$

根据引理 1，

$$\begin{aligned} & \sup_{\tilde{w}} \{\varphi_t^{ij} W^j \tilde{w} : \tilde{w} \in \mathcal{W}\} \\ &= \min_{y_1, y_\infty} \left\{ \sup_{\tilde{w} \in \mathcal{W}_1} y_1^\top \tilde{w} + \sup_{\tilde{w} \in \mathcal{W}_\infty} y_\infty^\top \tilde{w} : y_1 + y_\infty = (\varphi_t^{ij} W^j)^\top \right\} \\ &= \min_{y_1, y_\infty} \left\{ \Gamma \|y_1\|_1^* + \|y_\infty\|_\infty^* : y_1 + y_\infty = (\varphi_t^{ij} W^j)^\top \right\} \quad (5-60) \\ &= \min_{y_1, y_\infty} \left\{ \Gamma \|y_1\|_\infty + \|y_\infty\|_1 : y_1 + y_\infty = (\varphi_t^{ij} W^j)^\top \right\} \\ &= \min_{y_1} \left\{ \Gamma \|y_1\|_\infty + \|(\varphi_t^{ij} W^j)^\top - y_1\|_1 \right\}. \end{aligned}$$

然后，基于 budget 不确定集的 $\bar{\mathbb{X}}(t)$ 可以通过下式计算得出：

$$\bar{\mathbb{X}}(t) := \left\{ x \in \mathbb{R}^{n_x} : s_i^T x \leq r_i - \sum_{j=1}^{n_w} (\gamma_t^{ij}(\Gamma) - \varphi_t^{ij} W^j \varpi_j), \forall i \in \mathbb{I}_1^M \right\}, \quad (5-61)$$

式中： $\gamma_t^{ij}(\Gamma) = \min_{y_1} \{ \Gamma \|y_1\|_\infty + \|(\varphi_t^{ij} W^j)^T - y_1\|_1 \}$ 。式 (5-61) 刻画了 budget 不确定集合对约束紧缩的影响。

5.5 算例分析

电-热综合能源测试系统是由 33 节点配电系统^[182] 和 8 节点区域供热系统^[89] 组成，如图 5.1 所示。该测试系统用来测试所提基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统 ERD 方法的有效性。冬天典型日的电负荷和热负荷如图 5.2 所示。算例中的仿真结果是基于配置 Intel Core i7-8750H @2.2GHz 处理器和 16GB 内存的电脑得出的。仿真平台为 MATLAB R2016b，并使用 YALMIP 工具箱^[196]。

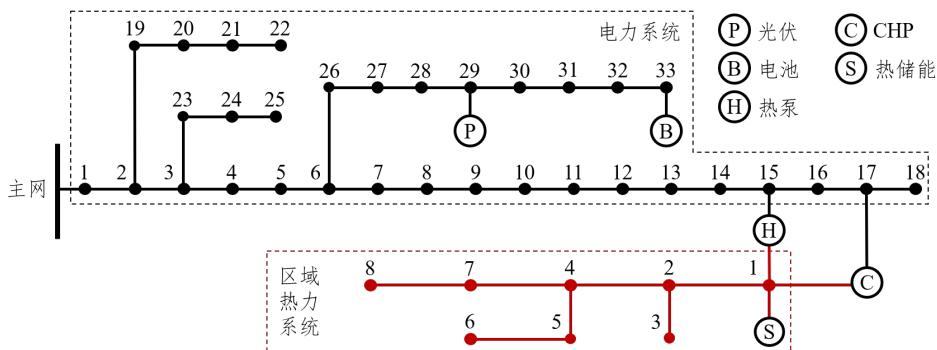


图 5.1 CHPS 示意图

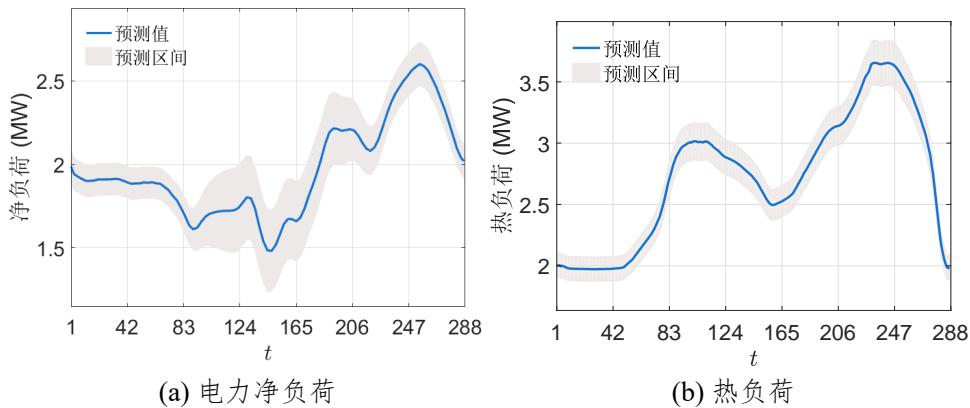


图 5.2 电力净负荷和热负荷曲线

5.5.1 ERD 算法鲁棒性验证

ERD 模型求解得到的 24 小时 CHPS 运行策略（5 分钟时间颗粒）在图 5.3 中展示。其中，ERD 模型的鲁棒性得到了充分展示。蓝色实线表示标称控制变量和状态变量。阴影区域则表示实际状态变量和控制变量的波动范围。由于 ERD 模型采用了多时段紧缩约束（表示为红色虚线），算法鲁棒性得到的保证。控制变量和状态变量的最大波动范围均处于原约束（表示为黑色虚线）限制内。比如，CHP 电厂的标称电力输出在 $t = 120$ 时刻限制在 $0.928 \leq \bar{P}_c^{\text{CHP}} \leq 1.872$ 的范围内，因此，原约束 $0.8 \leq P_c^{\text{CHP}} \leq 2.0$ 在正常状态下不会被违反。相反，由于传统的不适用紧缩约束的确定性 CHPS 优化模型会造成约束违反，无法保证算法鲁棒性，如图 5.4 所示。在图 5.4(a)中，热储能水平违反了约束 $0\% \leq E_s^{\text{TS}} \leq 100\%$ 。CHP 也运行在过载状态（5.4(b)所示）。此外，日中期间约束紧缩的程度相较于其他时段更明显，这是因为日中时刻 PV 出力更高，因此相应的不确定性也更大。

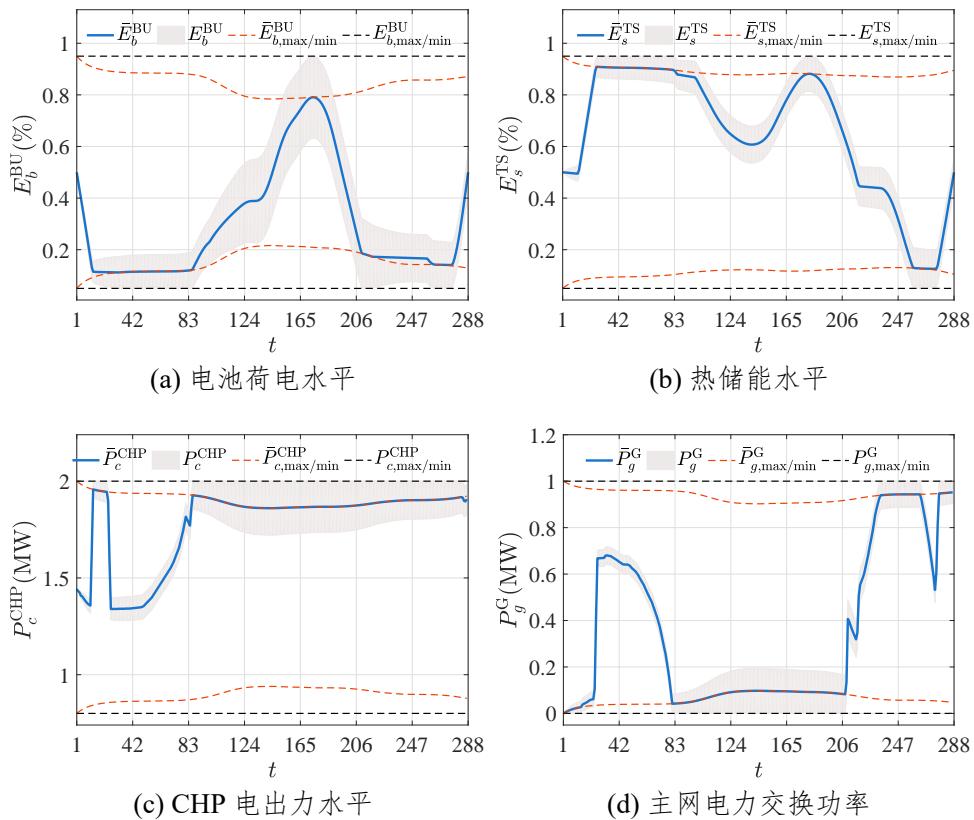


图 5.3 ERD 模型运行策略

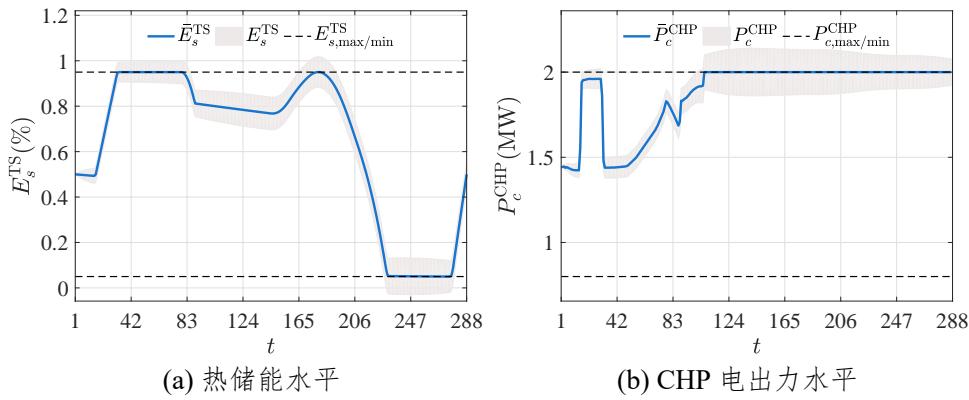


图 5.4 不含紧缩约束的确定性优化模型运行策略

5.5.2 约束紧缩加速算法计算效率验证

多时段紧缩约束的计算时间如表5.1所示，这里对比了所提的直接约束紧缩算法和迭代算法^[211]。调度时间步长为 5 分钟，因此 24 小时调度时长需要考虑 288 个时间点的约束紧缩。对于边界不确定集合，使用所提的直接约束紧缩算法只需要简单的代数计算，而迭代算法需要在每个时间点重复进行线性规划计算。因此，采用所提的算法可以将约束紧缩的计算时间从数小时降低至 1 秒以内。对于 budget 不确定集合，所提出的直接约束紧缩算法也要比迭代算法快两个数量级。

表 5.1 多时段紧缩约束计算时间比较

方法	不确定性类型	每类约束的紧缩计算时间 (s)				
		$\bar{X}(t)$	$\bar{U}(t)$	$\bar{Y}(t)$	$\Delta\bar{U}(t)$	$\Delta\bar{Y}(t)$
迭代算法	Box	7048	11977	80446	11527	8220
	Budget	9569	14338	95632	12786	10892
直接算法	Box	0.0121	0.0160	0.2278	0.0157	0.0156
	Budget	92.44	177.66	1417.30	156.90	104.75

5.5.3 ERD 算法保守性和计算效率分析

图5.5比较了 ERD 模型采用 box 和 budget ($\Gamma = 10$) 不确定集合的调度结果。通过引入 budget 不确定集合，紧缩的状态约束（如图5.5(a)和5.5(b)的红色虚线所示）相较于 box 不确定集合的保守性降低。因此，标称储能水平可以在更大的范围内变化。

ERD 算法保守性可以通过控制 budget 参数 Γ 来调节约束满足和成本下降这两个目标。增加 Γ 可以扩大不确定集合，因此得到的运行策略更加保守，运行成本也更高。为了验证最终运行策略的表现，这里随机产生 1,000,000 的扰动变量的样本，并用来

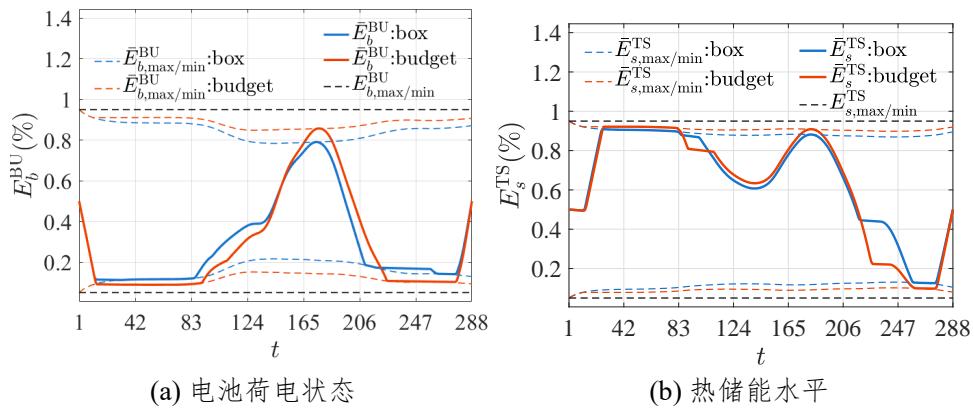


图 5.5 ERD 模型采用 box 和 budget 不确定集合的调度结果

验证运行策略的约束违反率、期望运行成本、最小和最大运行成本。图5.6展示了不同 budget 参数下运行策略在上述四个指标上的表现。采用 box 不确定集合的 ERD 模型运行结果也在图5.6中进行展示。当采用 budget 参数 $\Gamma = 10$ 时，期望运行成本从 \$65265 下降到 \$64362，约束违反率为 3.5%。当 $\Gamma = 2$ 时，期望成本下降为 \$1943，约束违反率为 16.5%。总的来讲，在增加有限的约束违反情况下，运行成本可以显著下降。

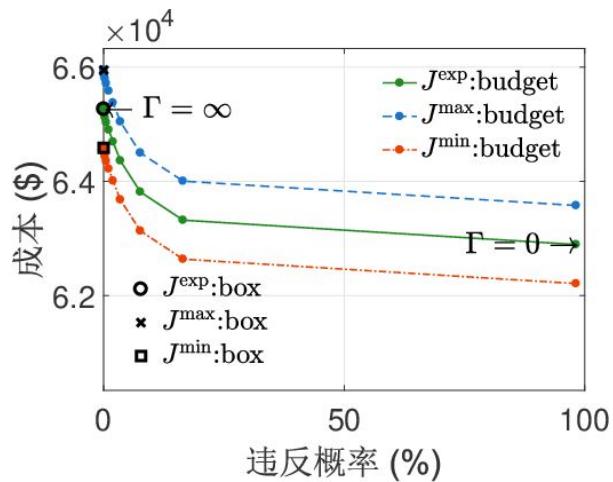


图 5.6 不同 budget 系数的运行策略灵敏度分析

这里对比所提的 ERD 模型、基于 min-max 的鲁棒优化 (Robust Optimization, RO) 算法和确定性优化 (Deterministic Optimization, DO) 算法在计算复杂性方面的区别。具体来讲，RO 算法采用不同的线性决策法则，包括固定线性决策法则 (RO-Fix) 和可变线性决策法则 (RO-Var)。RO-Fix 采用常数系数将 t 时刻的控制动作和 $t - 1$ 时刻的扰动变量映射在一起，而 RO-Var 采用可变的映射系数。

表5.2对比了ERD模型、RO和DO算法的计算复杂性和DER相关变量数目。ERD

模型不引入任何辅助变量，因此其计算复杂度和 DO 算法相同。随着调度步长从 1 小时切换到 5 分钟，ERD 算法的平均计算时间从 1.0479s 增加到 8.2871s。相反，RO 方法需要引入大量辅助变量，问题规模和计算时间随之显著上升。例如，在 288 时段的运行优化问题中，RO-Fix 模型的变量数目是 ERD 模型的 1000 倍左右。RO-Fix 模型的平均计算时间也随之从 1.4901s 增加到 778.96s。如果采用可变的映射系数，RO-Var 模型的计算时间会进一步上升。因此，所提的 ERD 模型在多时段优化中具有更高的计算效率和扩展性。

表 5.2 DO、RO 和 ERD 模型的计算复杂度

条目	RO-Fix	RO-Var	DO	ERD
$T = 24, \Delta T = 60\text{min}$				
变量数目	7398	7524	869	869
等式约束数目	1633	1633	687	687
不等式约束数目	12794	12794	801	801
平均计算时间 (s)	1.4901	1.8699	1.0060	1.0479
$T = 96, \Delta T = 15\text{min}$				
变量数目	72126	72684	3605	3605
等式约束数目	20425	20425	2847	2847
不等式约束数目	108770	108770	3321	3321
平均计算时间 (s)	25.1901	30.2094	2.5612	2.6083
$T = 288, \Delta T = 5\text{min}$				
变量数目	11713222	11714932	10901	10901
等式约束数目	171913	171913	8607	8607
不等式约束数目	770210	770210	10041	10041
平均计算时间 (s)	778.96	950.01	8.0372	8.2871

不同运行优化模型在运行成本和约束违反等方面的表现在表5.3中列出(采用 1,000,000 个随机场景进行仿真并)，包括标称运行成本、期望运行成本、最大/最小运行成本和约束违反概率。DO 模型的策略在运行成本方面表现更好，然而约束违反的概率接近 100%。采用边界不确定集合的 ERD 模型是鲁棒的，且相比 RO-Fix 模型，其运行成本从 \$65796 下降到 \$65265。如果采用可变的线性系数，RO-Var 模型比 ERD-box 模型的成本要低(期望成本为 \$64927)。但是，RO-Var 模型以牺牲计算效率为代价(见表5.2)。采用 budget 不确定集合的 ERD 模型 ($\Gamma = 10$) 能够产生成本更低的运行策略(期望成本为 \$64362)，且具有保守度可调的灵活性。总之，相比于 min-max 算法，ERD 方法能够在保证高效计算和保守度可调灵活性的同时，降低运行策略的最终成本。

表 5.3 DO、RO 和 ERD 模型的运行优化效果

条目	DO	RO-Fix	RO-Var	ERD-box	ERD- $\Gamma = 10$
$J^{\text{nom}} (\$)$	62876	65765	64893	65247	64346
$J^{\text{exp}} (\$)$	62895	65796	64927	65265	64362
$J^{\text{max}} (\$)$	63578	66304	65511	65947	65044
$J^{\text{min}} (\$)$	62212	65325	64428	64584	63679
约束违反概率 (%)	98.18	0	0	0	3.47

5.6 本章小结

考虑不确定性的区域综合能源系统运行优化需要均衡考虑模型鲁棒性、模型保守性和求解效率等多重目标。现有的鲁棒优化算法需要引入大量辅助变量，无法实现在线实时或有限计算资源下的鲁棒优化运行。为此，本章提出了基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒优化模型，并通过求解含多时段紧缩约束的标称优化问题保证算法求解效率和鲁棒性。该方法采用基于对偶范数的直接约束紧缩算法实现多时段紧缩约束高效求解，然后求解和确定性优化问题复杂度完全一致的紧缩约束优化问题获得最终的鲁棒运行策略。最后，将 budget 不确定集合和直接约束紧缩算法相结合，实现鲁棒运行策略保守度的灵活调节。本章采用 33 节点电力系统和 8 节点热力系统组成的电-热综合能源测试系统算例验证了所提方法的有效性。所提方法在保证运行策略鲁棒性的同时，显著提高鲁棒优化在线计算效率，并实现策略保守度的灵活调节。

第6章 基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化

6.1 引言

热电联产机组和分布式能源设备在配电系统的广泛部署使得电力系统和其他能源系统的能量耦合日益频繁。借助多能源系统能量交互和协同调度，微能源网（Multi-Energy Microgrids, MEM）可以有效提高局域综合能源系统（楼宇、社区、工业园区）的能量利用效率^[186, 218, 219]，典型的微能源网包括热电联产系统^[77, 78] 和冷热电联产系统^[79, 80] 等。考虑不确定性的综合能源系统优化模型可以根据所采用的方法分为随机优化^[70, 132, 220]、鲁棒优化^[145-147] 和区间优化^[158] 等。然而，现有考虑不确定性的综合能源系统运行优化模型往往只针对可再生能源和负荷的功率不确定性。实际上，综合能源系统面临系统内外部多重不确定性的影响。一方面，DER 具有变工况特性，其能量输出可能偏离设计水平。受环境参数、设备老化等因素的影响，DER 的能量转换效率也很难是固定常数。另一方面，可再生能源的注入功率和多能负荷的随机波动^[213] 也对MEM 的安全高效运行带来巨大挑战。这要求运行优化模型需要同时建模和分析内部不确定性（如设备能量转换效率）和外部不确定性（如可再生能源输出功率），已有的基于随机优化、鲁棒优化和区间优化的微能源网运行优化方法无法处理包含区间不确定性和概率不确定性的混合优化问题。

为此，本章提出了基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化方法，同时考虑系统内外部多重不确定性，并采用基于场景的两阶段求解算法进行求解。具体而言，本章首先提出了微能源网确定性优化运行（Deterministic Coordinated Scheduling, DCS）模型，考虑 DER 的变工况特性、性能系数的温变特性、温控负荷的温度动态变化和多品味热源的梯级利用。然后，将微能源网运行中面临的三种不确定性进行建模分析和优化计算，分别是 DER 的出力不确定性（Performance Uncertainty）和效率不确定性（Efficiency Uncertainty），以及新能源和多能负荷的功率不确定性（Injection Uncertainty）。前两类内部不确定性主要考虑分布式能源设备的运行状态随机性，采用基于区间凸组合的不确定运行域（Uncertain Operation Regions, UORs）和组合不确定运行域（Combined Uncertain Operation Regions, CUORs）进行表述。可再生能源的注入功率和多能负荷外部不确定性采用 PDF 进行建模。最终，采用混合随机区间优化（Hybrid

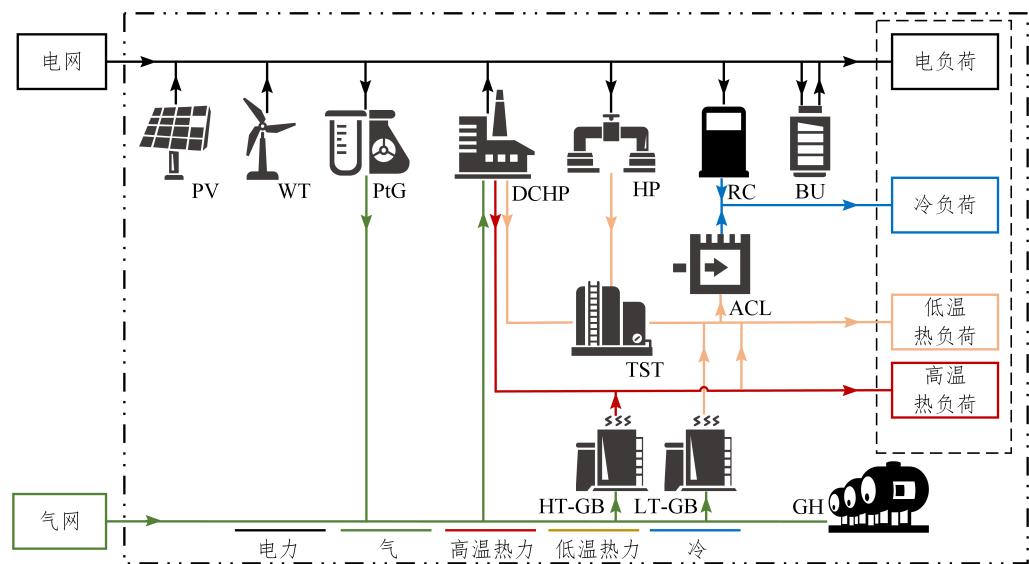


图 6.1 微能源网示意图

Stochastic Interval, HSI) 方法处理微能源网内外部多重不确定性。所提的混合随机区间优化方法由于含有区间变量和概率随机变量，因此无法直接求解。为了在优化过程中完整保留随机变量的概率信息，本文提出了一种基于场景的两阶段求解算法，将 HSI 问题转化为一个主问题和一系列对应于不同场景的子问题。最终，优化结果是包含概率信息、对应于不同场景的区间数，这些区间决策结果可以根据系统调度人员的风险偏好进行调节，获得最终的微能源网运行决策参考。

本章具体结构如下：6.2 节介绍了微能源网确定性运行优化模型；6.3 节介绍了系统内部参数不确定性和外部功率不确定性的建模方法；6.4 节基于微能源网确定性优化调度模型和不确定性表征方法，给出了微能源网混合随机区间运行优化模型及其两阶段求解算法；6.5 节采用一个微能源网算例验证了该方法的有效性；6.6 节总结了本章主要工作。

6.2 微能源网确定性运行优化模型

6.2.1 目标函数

图6.1为微能源网示意图，包含电、热、冷、气等多种能量形式。其中的分布式能源设备主要包括分布式热电联产电厂、电转气设备、燃气锅炉、电动热泵、空调、吸收式制冷机、分布式光伏和分布式风电（Wind Turbines, WTs）。储能装置包括电池单元、热储能装置和储气罐。

微能源网运行在并网模式，同时满足系统内的电、热、冷负荷。分布式热电联产机

组是微能源网的主要能量来源，能够同时生产电能和热能。高温热能回收自饱和蒸汽，供给工业用热；低温热能主要用于生活供热。这里考虑低温锅炉和高温锅炉两类锅炉，热泵可以利用少量电力生产低品质热力。空调使用电动压缩机进行空间供冷，而吸收式制冷机利用低品质热量进行空气压缩，产生冷量。电池单元、储热装置和储气罐分别用于储存盈余的电量、热量和冷量。电转气过程利用多余电力生产天然气，包括电解和甲烷化两个过程。

微能源网确定性运行优化的目标是最小化经济成本（包括燃料费用和运维费用）和环境惩罚成本，表述为：

$$J = (J^E + J^M) + J^{\text{Envir}}, \quad (6-1)$$

式中： J^E 表示从主网购买电力和天然气的采购成本； J^M 为设备运行维护成本； J^{Envir} 表示由于二氧化碳排放带来的惩罚成本。其中，能源成本 J^E 可进一步表示为：

$$J^E = \sum_{t=1}^T \Delta T [\alpha^{\text{elec}}(t) P_{\text{elec}}^{\text{EXT}}(t) + \alpha^{\text{gas}}(t) Q_{\text{gas}}^{\text{EXT}}(t)], \quad (6-2)$$

式中： T 为时间范围； ΔT 为时间间隔； $\alpha^{\text{elec}}(t)$ 和 $\alpha^{\text{gas}}(t)$ 分别表示分时电价和气价； $P_{\text{elec}}^{\text{EXT}}(t)$ 和 $Q_{\text{gas}}^{\text{EXT}}(t)$ 分别为 t 时刻从上级电网和气网采购的电力和天然气。维护成本 J^M 表示为：

$$\begin{aligned} J^M = \sum_{t=1}^T \Delta T & \left[\alpha^{\text{DCHP}} P_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}(t) + \alpha^{\text{PtG}} Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(t) + \alpha^{\text{PV}} P_{\text{elec}}^{\text{PV}}(t) + \alpha^{\text{WT}} P_{\text{elec}}^{\text{WT}}(t) + \right. \\ & \alpha^{\text{HP}} P_{\text{elec}}^{\text{HP}}(t) + \alpha^{\text{RC}} P_{\text{elec}}^{\text{RC}}(t) + \alpha^{\text{ACL}} Q_{\text{heat}}^{\text{ACL}}(t) + \\ & \alpha^{\text{HT-GB}} Q_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}(t) + \alpha^{\text{LT-GB}} Q_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}(t) + \\ & \alpha^{\text{BU}} (P_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}(t) + P_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}(t)) + \alpha^{\text{TST}} (Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}(t) + Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}}(t)) + \\ & \alpha^{\text{GH}} (Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}(t) + Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}}(t)) + \alpha^{\text{elec}} \alpha_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}} M_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}(t) + \alpha^{\text{H}_2\text{O}} M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{PtG}}(t) \Big] + \\ & \alpha_{\text{SU}}^{\text{DCHP}} v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}(t) + \alpha_{\text{SD}}^{\text{DCHP}} v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}(t), \end{aligned} \quad (6-3)$$

式中： α^{DCHP} 和 α^{PtG} 分别表示 DCHP 和 PtG 的维修成本系数；同样地， α^{PV} 、 α^{WT} 、 α^{HP} 、 α^{RC} 、 α^{ACL} 、 $\alpha^{\text{HT-GB}}$ 和 $\alpha^{\text{LT-GB}}$ 分别为 PV、WT、HP、RC、ACL、HT-GB 和 LT-GB 的维护成本系数； α^{BU} 、 α^{TST} 和 α^{GH} 分别表示三类储能装置的折旧成本系数； $\alpha_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}$ 和 $\alpha_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}$ 分别为分布式热电联产机组的启动成本和停机成本； $\alpha_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}$ 表示每捕获 1kg 二氧化碳所需的电量； $M_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}(t)$ 表示 PtG 过程中 t 时刻所需的二氧化碳质量； $\alpha^{\text{H}_2\text{O}}$ 表示洁净水的价格； $M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{PtG}}(t)$ 表示 PtG 过程中 t 时刻所需的水质量； $v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}(t)$ 和 $v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}(t)$ 分别表示 t 时刻

DCHP 的开机关动作状态变量和停机动作状态变量。注意到维护成本 J^M 中包括 DCHP 的开停机成本和 PtG 过程额外附加的碳捕获成本和洁净水购买成本。PtG 过程在 t 时刻所需的二氧化碳质量和洁净水质量可通过下式计算：

$$M_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}(t) = \frac{Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(t)}{\text{HHV}_{\text{CH}_4}} \cdot \frac{\text{mol}_{\text{CO}_2}}{\text{mol}_{\text{CH}_4}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}}, \quad (6-4)$$

$$M_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{PtG}}(t) = \frac{Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}(t)}{\text{HHV}_{\text{CH}_4}} \cdot \frac{4\text{mol}_{\text{H}_2\text{O}}}{\text{mol}_{\text{CH}_4}} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{PtG}}}, \quad (6-5)$$

式中： mol_{CO_2} 、 mol_{CH_4} 和 $\text{mol}_{\text{H}_2\text{O}}$ 分别表示二氧化碳、甲烷和水的摩尔质量； HHV_{CH_4} 表示甲烷的高位热值； $\eta_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{PtG}}$ 和 $\eta_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}$ 分别表示电解过程和甲烷化过程的质量留存率。环境惩罚成本 J^{Envir} 主要考虑微能源网运行过程中产生的碳排放，包括天然气燃烧和引入主网电力所带来的碳排放减去 PtG 过程吸收的二氧化碳，表示为：

$$J^{\text{Envir}} = \sum_{t=1}^T \left[\gamma^{\text{gas}} (Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}(t) + Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}(t) + Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}(t)) + \gamma^{\text{elec}} P_{\text{elec}}^{\text{EXT}}(t) - M_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}}(t) \right] \Delta T \alpha^{\text{CO}_2}, \quad (6-6)$$

式中： γ^{elec} 和 γ^{gas} 分别表示主网电力和天然气燃烧的碳排放强度； α^{CO_2} 为碳税，将碳排放质量转换为经济成本。

6.2.2 运行约束

微能源网确定性运行优化模型的约束主要用来表示 MEM 在设备层面运行特性和系统层面能量平衡准则，主要包括 DER 的能量转换方程、DER 运行约束、储能单元时域动态约束、多能平衡方程等。能量转换方程能够统一表示不同 DER 的能量输入-输出转换关系，具体数学模型参考式 (2-1-2-19)。电池单元、储热装置和储气罐等多能储能系统的储能水平受限于时域动态约束。相关时域约束和充放能功率、储能水平的上下限约束见式 (2-20)-(2-32)。这里的能量生产和转换设备数学模型考虑了 DER 变工况特性和制冷制热性能系数的温变特性。

微能源网能量平衡方程表述为：

$$P_{\text{elec}}^{\text{EXT}} + P_{\text{elec}}^{\text{DCHP}} + \frac{P_{\text{elec}}^{\text{PV}} + P_{\text{elec,out}}^{\text{BU}}}{\eta_{\text{AC/DC}}^{\text{loss}}} + P_{\text{elec}}^{\text{WT}} = P_{\text{elec}}^{\text{PtG}} + \frac{P_{\text{elec}}^{\text{HP}} + P_{\text{elec}}^{\text{RC}} + P_{\text{elec,in}}^{\text{BU}}}{\eta_{\text{AC/DC}}^{\text{loss}}} + \frac{P_{\text{elec}}^{\text{load}}}{\eta_{\text{elec}}^{\text{loss}}}, \quad (6-7)$$

$$Q_{\text{gas}}^{\text{EXT}} + Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}} + Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}} = Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} + Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}} + Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}} + Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}, \quad (6-8)$$

$$Q_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}} + Q_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}} \geq Q_{\text{heat,HT}}^{\text{load}} / \eta_{\text{heat,HT}}^{\text{loss}} + Q_{\text{heat}}^{\text{down}}, \quad (6-9)$$

$$Q_{\text{heat},\text{LT}}^{\text{DCHP}} + Q_{\text{heat},\text{LT}}^{\text{LT-GB}} + Q_{\text{heat},\text{LT}}^{\text{HP}} + Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}} + \eta_{\text{down}}^{\text{loss}} Q_{\text{heat}}^{\text{down}} \geq Q_{\text{heat},\text{LT}}^{\text{ACL}} + (Q_{\text{heat},\text{SH}}^{\text{load}} + Q_{\text{heat},\text{HW}}^{\text{load}}) / \eta_{\text{heat},\text{LT}}^{\text{loss}} + Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}, \quad (6-10)$$

$$Q_{\text{cool}}^{\text{RC}} + Q_{\text{cool}}^{\text{ACL}} \geq Q_{\text{cool}}^{\text{load}} / \eta_{\text{cool}}^{\text{loss}}, \quad (6-11)$$

$$Q_{\text{heat},\text{SH}}^{\text{load}}(t) = Q_{\text{heat},\text{SH}}^{\text{OB}}(t) + Q_{\text{heat},\text{SH}}^{\text{FR}}(t), Q_{\text{cool}}^{\text{load}}(t) = Q_{\text{cool}}^{\text{OB}}(t) + Q_{\text{cool}}^{\text{FR}}(t), \quad (6-12)$$

其中：式(6-7)、(6-8)、(6-9)、(6-10)和(6-11)分别表示微能源网电功率、天然气功率、高温热功率、低温热功率和冷功率的平衡方程；式(6-12)表示空间制冷的供热负荷来自微能源网内的办公楼和冷冻室； $P_{\text{elec}}^{\text{PV}}$ 和 $P_{\text{elec}}^{\text{WT}}$ 分别表示分布式光伏和风电的输出功率； $\eta_{\text{AC/DC}}^{\text{loss}}$ 表示变流器电效率； $\eta_{\text{elec}}^{\text{loss}}$ 表示微电网电传输效率； $\eta_{\text{heat,HT}}^{\text{loss}}$ 和 $\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{loss}}$ 分别表示高温热和低温热传输效率； $Q_{\text{heat}}^{\text{down}}$ 表示高品味热向低品位热的转化量； $Q_{\text{heat,SH}}^{\text{load}}$ 和 $Q_{\text{heat,HW}}^{\text{load}}$ 分别为空间供热负荷和热水负荷； $Q_{\text{cool}}^{\text{load}}$ 表示空间制冷负荷； $\eta_{\text{cool}}^{\text{loss}}$ 表示冷功率传输效率； $Q_{\text{heat,SH}}^{\text{OB}}(t)$ 和 $Q_{\text{heat,SH}}^{\text{FR}}(t)$ 分别表示 t 时刻办公楼和冷冻室空间供热负荷； $Q_{\text{cool}}^{\text{OB}}(t)$ 和 $Q_{\text{cool}}^{\text{FR}}(t)$ 分别表示 t 时刻办公楼和冷冻室空间制冷负荷。根据能量平衡方程(6-7)-(6-11)可知，微能源网的电力负荷由DCHP、分布式光伏、风电满足，剩余部分由上级电网交换功率满足。DCHP同时也是高温热负荷和低温热负荷的主要来源。本章将热量分为高温和低温两类不同品质，以表征热量梯级利用过程。高温热量主要用于工业，通过DCHP和HT-GB进行生产；低温热量主要用于生活热水和空间供热，由DCHP、LT-GB和HP供给。高温热量的盈余可以降低品位至低温热量。低温热量同时可以通过吸收式制冷机转化为冷量。数学表达式见(6-9)-(6-11)。

微能源网建模还需考虑温控负荷的温度动态特性和不同品味热源的梯级利用过程。已有研究^[64, 70, 79]大多假设空间供热和制冷负荷为已知时间序列，这种表示方法既忽略了温控负荷的温度动态变化过程，也不能考虑供热和制冷负荷对内部温度的要求（如舒适度、冷藏温度指标）。本章采用线性5参数模型^[221]表示建筑内部温度与建筑物热参数、输入制热/供冷功率、外界环境温度的关系，同时考虑了通风散热和通过建筑物结构的热传递过程。办公楼的温度动态过程可表述为：

$$C_i^{\text{OB}} \frac{\tau_i^{\text{OB}}(t+1) - \tau_i^{\text{OB}}(t)}{\Delta T} = Q_{\text{heat,SH}}^{\text{OB}}(t) - Q_{\text{cool}}^{\text{OB}}(t) - k_l^{\text{OB}} [\tau_i^{\text{OB}}(t) - \tau_a(t)] - k_i^{\text{OB}} [\tau_i^{\text{OB}}(t) - \tau_w^{\text{OB}}(t)], \quad (6-13)$$

$$C_w^{\text{OB}} \frac{\tau_w^{\text{OB}}(t+1) - \tau_w^{\text{OB}}(t)}{\Delta T} = -k_a^{\text{OB}} [\tau_w^{\text{OB}}(t) - \tau_a(t)] - k_i^{\text{OB}} [\tau_w^{\text{OB}}(t) - \tau_i^{\text{OB}}(t)], \quad (6-14)$$

$$\tau_{\text{set}}^{\text{OB}} - \delta^{\text{OB}}/2 \leq \tau_i^{\text{OB}}(t) \leq \tau_{\text{set}}^{\text{OB}} + \delta^{\text{OB}}/2, t \in \mathcal{T}^{\text{OB}}, \quad (6-15)$$

其中：式(6-13)和(6-14)分别表示办公楼室内空气温度和建筑物结构温度的变化过程；式(6-15)为办公楼室内温度上下限； $\tau_i^{\text{OB}}(t)$ 和 $\tau_w^{\text{OB}}(t)$ 分别表示 t 时刻办公室内部温度和建筑物墙体结构温度； C_i^{OB} 和 C_w^{OB} 分别表示办公楼内部环境和墙体结构的热容参数； k_l^{OB} 、 k_i^{OB} 和 k_a^{OB} 分别表示办公楼通风、室内-墙体和墙体-室外的热传导参数； $\tau_{\text{set}}^{\text{OB}}$ 为办公楼室内温度设定值； δ^{OB} 为办公楼室内温度允许波动范围。同理，冷冻室的温度动态方程如下所示：

$$C_i^{\text{FR}} \frac{\tau_i^{\text{FR}}(t+1) - \tau_i^{\text{FR}}(t)}{\Delta T} = Q_{\text{heat,SH}}^{\text{FR}}(t) - Q_{\text{cool}}^{\text{FR}}(t) - k_l^{\text{FR}} [\tau_i^{\text{FR}}(t) - \tau_a(t)] - k_i^{\text{FR}} [\tau_i^{\text{FR}}(t) - \tau_w^{\text{FR}}(t)], \quad (6-16)$$

$$C_w^{\text{FR}} \frac{\tau_w^{\text{FR}}(t+1) - \tau_w^{\text{FR}}(t)}{\Delta T} = -k_a^{\text{FR}} [\tau_w^{\text{FR}}(t) - \tau_a(t)] - k_i^{\text{FR}} [\tau_w^{\text{FR}}(t) - \tau_i^{\text{FR}}(t)], \quad (6-17)$$

$$\tau_{\text{set}}^{\text{FR}} - \delta^{\text{FR}}/2 \leq \tau_i^{\text{FR}}(t) \leq \tau_{\text{set}}^{\text{FR}} + \delta^{\text{FR}}/2, t \in \mathcal{T}^{\text{FR}}, \quad (6-18)$$

其中：式(6-16)和(6-17)分别表示冷冻室内部空气温度和建筑物结构温度的变化过程；式(6-18)为冷冻室内温度上下限； $\tau_i^{\text{FR}}(t)$ 和 $\tau_w^{\text{FR}}(t)$ 分别表示 t 时刻冷冻室内部温度和建筑物墙体结构温度； C_i^{FR} 和 C_w^{FR} 分别表示冷冻室内部环境和墙体结构的热容参数； k_l^{FR} 、 k_i^{FR} 和 k_a^{FR} 分别表示冷冻室通风、室内-墙体和墙体-室外的热传导参数； $\tau_{\text{set}}^{\text{FR}}$ 为冷冻室内部温度设定值； δ^{FR} 为冷冻室温度允许波动范围。

微能源网确定性运行优化模型是一个混合整数线性优化问题，以(6-1)为优化目标，包含二元整数和连续决策变量。DCS模型所包含的约束可以总结如下表：

表 6.1 DCS 模型所包含的约束

类型	序号
DER 能量转换方程	(2-1)-(2-9), (2-33), (2-34)
DER 物理边界约束	(2-10)-(2-19)
储能系统时域约束	(2-20)-(2-32)
多能平衡方程	(6-7)-(6-12)
温控负荷温度动态约束	(6-13)-(6-18)

6.3 微能源网多重不确定性建模

6.3.1 DER 出力不确定性建模

本章考虑微能源网中存在的三类不确定因素，分别是DER的出力不确定性和效率不确定性，以及新能源和多能负荷的功率功率不确定性。出力不确定性是指DER的出

力会偏离其设计水平。根据 [222], DER 运行在非额定状态时的出力不确定性更明显。这里采用不确定运行域 UOR 表示 DER 的出力不确定性。如图6.2a所示, 横坐标表示热泵的电功率输入, 纵坐标表示热泵的供热功率输出。HP 的标称运行曲线采用 n 个点 $(x_i, y_i), i \in \mathbb{I}_1^n$ 进行线性化处理。其中, $y_i = \eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}(x_i)x_i$ 。 $\varphi_{\min}^{\text{HP}}$ 和 $\varphi_{\text{rated}}^{\text{HP}}$ 分别表示热泵在最小工作点和额定状态下热功率输出的偏移范围 (%), 且 $\varphi_{\min}^{\text{HP}} \geq \varphi_{\text{rated}}^{\text{HP}}$ 。假设热泵热出力偏移范围从 $\pm \varphi_{\text{rated}}^{\text{HP}}y_n$ ($P_{\text{elec}}^{\text{HP}} = x_n$) 线性增长到 $\pm \varphi_{\min}^{\text{HP}}y_1$ ($P_{\text{elec}}^{\text{HP}} = x_1$), 则不确定运行域 UOR 的下界和上界可表示为:

$$\underline{y}_i = y_i - \Delta y_i, \bar{y}_i = y_i + \Delta y_i, \forall i \in \mathbb{I}_1^n, \quad (6-19)$$

$$\Delta y_i = \frac{x_i - x_1}{x_n - x_1} \varphi_{\text{rated}}^{\text{HP}} y_n + \frac{x_n - x_i}{x_n - x_1} \varphi_{\min}^{\text{HP}} y_1, \quad (6-20)$$

式中: \underline{y}_i 和 \bar{y}_i 分别表示 UOR 的第 i 个下界和上界纵坐标; \mathbb{I}_1^n 表示包含从 1 到 n 的整数集合。使 $(\theta^{\text{HP}})^{\pm}$ 表示 $[0, 1]$ 范围内的区间数, 通过引入辅助变量 λ_i 和二元变量 δ_i , UOR 的凸组合表达式为:

$$P_{\text{elec}}^{\text{HP}} = \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i, \quad (6-21)$$

$$Q_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}} = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i \lambda_i + \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \underline{y}_i) \lambda_i (\theta^{\text{HP}})^{\pm}, \quad (6-22)$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1, \sum_{i=1}^{n-1} \delta_i = 1, \lambda_i \geq 0, \forall i \in \mathbb{I}_1^n, \quad (6-23)$$

$$\lambda_1 - \delta_1 \leq 0, \lambda_n - \delta_{n-1} \leq 0, \quad (6-24)$$

$$\lambda_i - \delta_{i-1} - \delta_i \leq 0, \forall i \in \mathbb{I}_2^{n-1}. \quad (6-25)$$

6.3.2 DER 效率不确定性建模

DER 的效率不确定性是指分布式能源设备的能量转换效率通常不是铭牌上所显示的常数, 因为环境扰动和设备老化带来的影响, DER 的能量转换效率通常会在一定范围内浮动。为了表示 DER 的出力不确定性和效率不确定性, 采用组合不确定运行域 CUOR 表征 DER 出力的波动范围。组合不确定运行域由最大能量转换效率和最小能量转换效率下的 UOR 组合而成。图6.2b展示了热泵的 CUOR, 其最小和最大能量转换效率表示为 $(\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}})^+$ 和 $(\eta_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}})^-$ 。 $\pm \phi^{\text{HP}}$ 表示热泵效率的变化范围 (%), 则热泵 CUOR

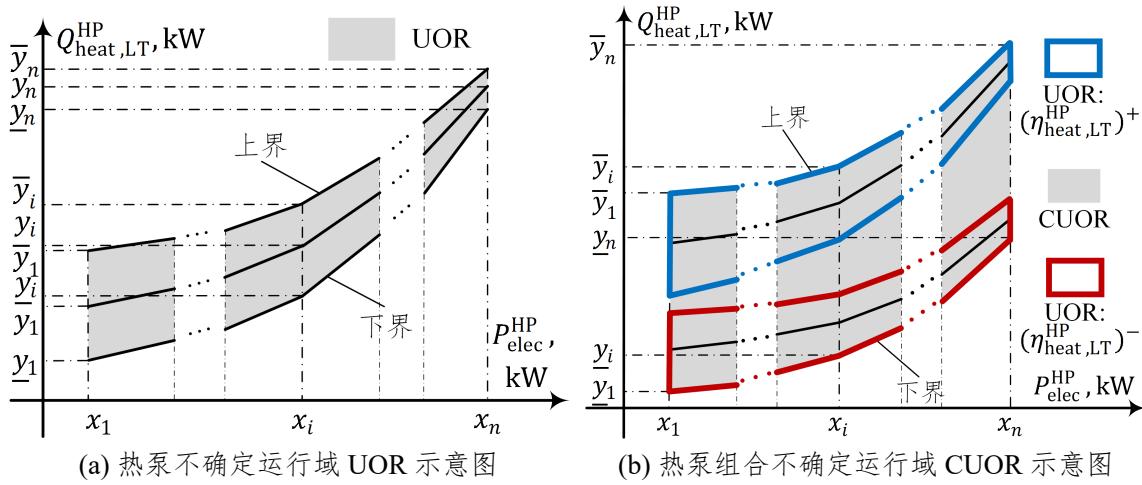


图 6.2 热泵出力不确定性和效率不确定性示意图

的上下界可以通过下式计算得出：

$$\underline{y}_i = (1 - \phi^{\text{HP}})(y_i - \Delta y_i), \bar{y}_i = (1 + \phi^{\text{HP}})(y_i + \Delta y_i), \forall i \in \mathbb{I}_1^n, \quad (6-26)$$

其中： \underline{y}_i 和 \bar{y}_i 分别表示 CUOR 的第 i 个下界和上界纵坐标； Δy_i 通过式 (6-20) 进行计算。通过比较式 (6-19) 和 (6-26) 可知，CUOR 所包含的出力水平波动范围大于 UOR 的范围。使 $(\vartheta^{\text{HP}})^{\pm}$ 代表一个 $[0, 1]$ 的区间数，则热泵组合不确定运行域 CUOR 可表示为：

$$P_{\text{elec}}^{\text{HP}} = \sum_{i=1}^n x_i \lambda_i, \quad (6-27)$$

$$Q_{\text{heat}, \text{LT}}^{\text{HP}} = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i \lambda_i + \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \underline{y}_i) \lambda_i (\vartheta^{\text{HP}})^{\pm}, \quad (6-28)$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1, \sum_{i=1}^{n-1} \delta_i = 1, \lambda_i \geq 0, \forall i \in \mathbb{I}_1^n, \quad (6-29)$$

$$\lambda_1 - \delta_1 \leq 0, \lambda_n - \delta_{n-1} \leq 0, \quad (6-30)$$

$$\lambda_i - \delta_{i-1} - \delta_i \leq 0, \forall i \in \mathbb{I}_2^{n-1}. \quad (6-31)$$

其他 DER 如 DCHP、GB 的不确定运行区间表达式可以按照类似的方法得出。总的来讲，如果使用式 (6-19)-(6-31) 替换 DER 能量转换方程 (2-1)-(2-9)，则在微能源网建模过程中考虑了分布式能源设备的出力不确定性和效率不确定性。

6.3.3 系统功率不确定性建模

本章所提的可再生能源和多能负荷注入功率不确定性主要指分布式光伏和风电的输出功率不确定性，以及电负荷、高温热负荷、热水负荷的功率不确定性。用于空间制

热的低温热负荷和空间制冷负荷已通过式(6-13)和(6-16)与室内温度关联在一起。因此,空间供热负荷 $Q_{\text{heat,SH}}^{\text{load}}(t)$ 和制冷负荷 $Q_{\text{cool}}^{\text{load}}(t)$ 实际上是决策变量而非扰动变量。本章采用PDF表示功率不确定性^[223, 224],具体而言,采用混合高斯模型表示可再生能源和多能负荷的功率不确定性^[225, 226]。为了保留混合随机区间优化问题中的不确定性概率信息,这里将表征可再生能源和多能负荷的概率分布通过采样的方式转换成包含大量场景的场景集,然后通过混合前向后向方法^[227]将场景集进行压缩。最终得到的场景集 \mathcal{S} 包含 N_s 个场景,每个场景对应一组电负荷、高温热负荷、热水负荷、光伏出力和风电出力的时序曲线。

6.4 电-气-冷-热微能源网混合随机区间运行优化模型

本节在微能源网确定性运行优化模型的基础上,考虑DER不确定运行域和外部功率不确定性(见6.3节),提出了微能源网混合随机区间运行优化模型及两阶段求解算法。

6.4.1 微能源网混合随机区间优化模型精简形式

微能源网混合随机区间运行优化模型HSI在确定性运行优化模型DCS的基础上考虑系统内部和外部不确定性。使 \mathbf{x} 和 \mathbf{y} 分别表示二元和连续决策变量,则HSI模型可以精简地表示为:

$$\min_{\mathbf{x}, \mathbf{y}} \quad \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \mathbf{d}^\top \mathbf{y} \quad (6-32a)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{a} \quad (6-32b)$$

$$\mathbf{B}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (6-32c)$$

$$\mathbf{C}\mathbf{y} \leq \mathbf{D}\mathbf{x} \quad (6-32d)$$

$$\mathbf{E}_1\mathbf{y} = \mathbf{e}_1 \quad (6-32e)$$

$$\mathbf{E}_2\mathbf{y} = \mathbf{e}_2 \quad (6-32f)$$

$$\mathbf{E}_3\mathbf{y} = \mathbf{e}_3 \quad (6-32g)$$

$$\mathbf{F}_1\mathbf{y} \leq \mathbf{f}_1 \quad (6-32h)$$

$$\mathbf{F}_2\mathbf{y} \leq \mathbf{f}_2, \quad (6-32i)$$

其中： \mathbf{c} 和 \mathbf{d} 为线性目标函数中对应于决策变量 \mathbf{x} 和 \mathbf{y} 的成本系数； \mathbf{x} 和 \mathbf{y} 所包含的具体决策变量如下所示：

$$\mathbf{x} := \{v^{\text{DCHP}}, v_{\text{SU}}^{\text{DCHP}}, v_{\text{SD}}^{\text{DCHP}}, v^{\text{PtG}}, v^{\text{HT-GB}}, v^{\text{LT-GB}}, \\ v^{\text{HP}}, v^{\text{RC}}, v^{\text{ACL}}, v_{\text{in}}^{\text{BU}}, v_{\text{out}}^{\text{BU}}, v_{\text{in}}^{\text{TST}}, v_{\text{out}}^{\text{TST}}, v_{\text{in}}^{\text{GH}}, v_{\text{out}}^{\text{GH}}\}, \quad (6-33)$$

$$\mathbf{y} := \{Q_{\text{gas}}^{\text{DCHP}}, P_{\text{elec}}^{\text{DCHP}}, Q_{\text{heat,HT}}^{\text{DCHP}}, Q_{\text{heat,LT}}^{\text{DCHP}}, P_{\text{elec}}^{\text{PtG}}, Q_{\text{gas}}^{\text{PtG}}, Q_{\text{gas}}^{\text{HT-GB}}, Q_{\text{heat,HT}}^{\text{HT-GB}}, Q_{\text{gas}}^{\text{LT-GB}}, \\ Q_{\text{heat,LT}}^{\text{LT-GB}}, P_{\text{elec}}^{\text{HP}}, Q_{\text{heat,LT}}^{\text{HP}}, P_{\text{elec}}^{\text{RC}}, Q_{\text{cool}}^{\text{RC}}, Q_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}}, Q_{\text{cool}}^{\text{ACL}}, S^{\text{BU}}, P_{\text{in}}^{\text{BU}}, P_{\text{out}}^{\text{BU}}, \\ S^{\text{TST}}, Q_{\text{heat,in}}^{\text{TST}}, Q_{\text{heat,out}}^{\text{TST}}, S^{\text{GH}}, Q_{\text{gas,in}}^{\text{GH}}, Q_{\text{gas,out}}^{\text{GH}}, P_{\text{elec}}^{\text{EXT}}, Q_{\text{gas}}^{\text{EXT}}, Q_{\text{heat}}^{\text{down}}, \\ Q_{\text{heat,SH}}^{\text{load}}, Q_{\text{heat,SH}}^{\text{OB}}, Q_{\text{heat,SH}}^{\text{FR}}, Q_{\text{cool}}^{\text{load}}, Q_{\text{cool}}^{\text{OB}}, Q_{\text{cool}}^{\text{FR}}, \tau_i^{\text{OB}}, \tau_w^{\text{OB}}, \tau_i^{\text{FR}}, \tau_w^{\text{FR}}\}. \quad (6-34)$$

HSI 模型的整数决策变量主要包括分布式能源设备的开机状态变量，以及 DCHP 的开停机动作变量。连续决策变量包含分布式能源设备的能量输入、输出功率和温控负荷温度变量。HSI 模型 (6-32) 的约束根据其所包含的整数变量 \mathbf{x} 和连续变量 \mathbf{y} 可分为 8 类。约束 (6-32b) 和 (6-32c) 只包含二元整数变量。等式约束 (6-32b) 关联 DCHP 开停机状态变量和开机/停机动作变量，而不等式约束 (6-32c) 表示 DCHP 不能同时开机和停机，且储能系统不能同时充能和放能。DCHP 的最小开机时间约束和最小停机时间约束也通过 (6-32c) 表达。不等式约束 (6-32d) 同时包含整数变量和连续变量，表示 DER 运行边界上限和下限约束。约束 (6-32e)-(6-32i) 只包含连续决策变量。等式约束 (6-32e) 表示 DER 能量转换方程。约束 (6-32f) 表示微能源网电功率和天然气功率平衡方程。储能系统时域动态约束和温控负荷温度动态变化通过约束 (6-32g) 表示。不等式约束 (6-32h) 表示高温热负荷、低温热负荷和冷负荷平衡方程。储能系统储能状态和温控负荷温度要求通过约束 (6-32i) 表示。HSI 模型 (6-32) 的相关约束和 DCS 模型的相关约束的映射关系为：

表 6.2 HSI 和 DCS 模型的约束映射关系

HSI 模型	DCS 模型
(6-32b)	(2-17)
(6-32c)	(2-18), (2-23), (2-28), (2-32), (2-19)
(6-32d)	(2-10)-(2-16), (2-22), (2-27), (2-31)
(6-32e)	(2-1)-(2-9), (2-33), (2-34)
(6-32f)	(6-7), (6-8)
(6-32g)	(2-20), (2-24), (2-25), (2-29), (6-13), (6-14), (6-16), (6-17)
(6-32h)	(6-9)-(6-12)
(6-32i)	(2-21), (2-26), (2-30), (6-15), (6-18)

所提出的微能源网混合随机区间优化模型可以同时考虑系统内部设备的出力和效率不确定性,以及可再生能源和负荷的功率不确定性。通过将 HSI 模型约束分为 8 类,可以清楚地在模型中表示这些不确定性参数。出力不确定性和效率不确定性体现在 DER 能量转换方程 (6-32e), 其中的 \mathbf{E}_1 表示体现 UOR 或 CUOR 的区间数。可再生能源和多能负荷的功率不确定性体现在微能源网功率平衡方程 (6-32f) 和 (6-32h) 中。其中, 式 (6-32f) 中的 \mathbf{e}_2 表示波动性风电和光伏出力以及电力负荷。式 (6-32h) 中的 \mathbf{f}_1 表示高温热负荷和热水负荷。

6.4.2 基于场景的两阶段求解算法

HSI 模型由于同时包含区间和概率随机变量, 无法直接求解。本章采用一种基于场景的两阶段求解算法, 将原问题转换为一个主问题和一系列对应于不同场景的子问题进行求解, 可以同时处理两种不同类型的随机变量并保留概率信息。简单来讲, 主问题主要得到一组关于 DCHP 开停机状态的可行解。然后, 子问题根据主问题的解并行求解其余决策变量。

主问题采用 Benders 分解方法, 得到关于 DCHP 开停机状态的可行解。DCHP 作为微能源网主要能量来源, 其开停机状态一般不在日内调度中进行调整。使 \mathbf{x}_{DCHP} 和 $\mathbf{x}_{\text{other}}$ 分别表示对应于 DCHP 的二元决策变量和其他二元整数变量。HSI 模型的主问题可表示为:

$$\min_{\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1, \mathbf{x}_{\text{other}}^1, \mathbf{y}^1} \quad \mathbf{c}^\top (\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + \mathbf{x}_{\text{other}}^1) + \mathbf{d}^\top \mathbf{y}^1 \quad (6-35a)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{A}(\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + \mathbf{x}_{\text{other}}^s) = \mathbf{a} \quad (6-35b)$$

$$\mathbf{B}(\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + \mathbf{x}_{\text{other}}^s) \leq \mathbf{b} \quad (6-35c)$$

$$\mathbf{C}\mathbf{y}^s \leq \mathbf{D}(\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + \mathbf{x}_{\text{other}}^s) \quad (6-35d)$$

$$(\mathbf{E}_1)^\pm \mathbf{y}^s = \mathbf{e}_1 \quad (6-35e)$$

$$\mathbf{E}_2 \mathbf{y}^s = \mathbf{e}_2^s \quad (6-35f)$$

$$\mathbf{E}_3 \mathbf{y}^s = \mathbf{e}_3 \quad (6-35g)$$

$$\mathbf{F}_1 \mathbf{y}^s \leq \mathbf{f}_1 \quad (6-35h)$$

$$\mathbf{F}_2 \mathbf{y}^s \leq \mathbf{f}_2 \quad (6-35i)$$

$$\forall s = 1, \dots, N_S, \quad (6-35j)$$

其中: 角标 s 表示场景序号。HSI 模型主问题是求解所有场景下均可行的 DCHP 开停

机状态，即 $\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1$ 。其他的整数和连续决策变量可因场景而发生变化。目标函数是场景 $s = 1$ 下的经济成本和环境惩罚成本，即可再生能源出力和多能负荷预测值为期望值的场景。基于前向后向场景缩减方法生成的场景集共包含 N_s 个场景，HSI 主问题的约束则对应这 N_s 个场景，每个场景对应一组可再生能源出力和负荷的时序曲线，因此，HSI 主问题的约束数量是确定性优化问题约束数量的 N_s 倍。注意到每个场景对应的约束之间只有 $\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1$ 是共同决策变量，因此，含不同场景约束的 HSI 主问题是可以通过解耦算法进行加速计算。为了实现 HSI 主问题的快速求解，HSI 主问题基于 Benders 分解进一步拆分为一个主问题和若干子问题。其中主问题包含优化目标 (6-35a) 和场景 $s = 1$ 下的所有运行约束，是为了先快速找到一组 DCHP 开停机的可行解。生成的关于 DCHP 开停机状态的可行解被传递到 N_s 个子问题中，用于检验该解的可行性。第 s 个子问题目标函数和运行约束的决策变量均对应场景 s ，即 $\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1, \mathbf{x}_{\text{other}}^s, \mathbf{y}^s$ 。如果子问题不可行，则 Benders 割平面会加入到主问题用于下一次迭代。如果子问题可行，则继续检查对应于下一个场景的子问题。

当 HSI 主问题求解完成时，对应于不同场景的 HSI 子问题随即生成。HSI 子问题继承了主问题关于 $\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1$ 的解。每个子问题对应于一个场景，不同子问题之间没有公共变量。因此，对应于 N_s 个场景的子问题可以独立并行求解。对应于场景 $s \in \mathcal{S}$ 的 HSI 子问题表述如下：

$$\min_{(\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}, (\mathbf{y}^s)^{\pm}} \quad \mathbf{c}^T (\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + (\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}) + \mathbf{d}^T (\mathbf{y}^s)^{\pm} \quad (6-36a)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{A} (\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + (\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}) = \mathbf{a} \quad (6-36b)$$

$$\mathbf{B} (\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + (\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}) \leq \mathbf{b} \quad (6-36c)$$

$$\mathbf{C} (\mathbf{y}^s)^{\pm} \leq \mathbf{D} (\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1 + (\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}) \quad (6-36d)$$

$$(\mathbf{E}_1)^{\pm} (\mathbf{y}^s)^{\pm} = \mathbf{e}_1 \quad (6-36e)$$

$$\mathbf{E}_2 (\mathbf{y}^s)^{\pm} = \mathbf{e}_2^s \quad (6-36f)$$

$$\mathbf{E}_3 (\mathbf{y}^s)^{\pm} = \mathbf{e}_3 \quad (6-36g)$$

$$\mathbf{F}_1 (\mathbf{y}^s)^{\pm} \leq \mathbf{f}_1^s \quad (6-36h)$$

$$\mathbf{F}_2 (\mathbf{y}^s)^{\pm} \leq \mathbf{f}_2, \quad (6-36i)$$

其中： $\mathbf{x}_{\text{DCHP}}^1$ 代表第一阶段的 DCHP 开停机状态的求解变量；因此式 (6-36e) 中存在区间变量 $(\mathbf{E}^1)^{\pm}$ ，HSI 子问题是混合整数区间线性优化问题，得到的结果也是表示成 $(\cdot)^{\pm}$ 的区间数。这里采用区间优化算法^[228, 229] 将包含区间决策变量，即 $(\mathbf{x}_{\text{other}}^s)^{\pm}$ 和 $(\mathbf{y}^s)^{\pm}$ ，

的问题转换成确定性优化问题。通过分析线性目标函数和决策变量之间的关系，将问题(6-36)转换为两个确定性混合整数线性优化问题进行求解。这两个确定性混合整数线性优化问题分别对应于目标函数的上界和下界，并可以确定区间决策变量的边界信息。可以采用分支定界法^[230]求解混合整数线性优化问题。最终第 s 个子问题的区间决策结果（目标函数和决策变量）可表示为：

$$[j^{s-}, j^{s+}], [\dot{x}_{\text{other}}^{s-}, \dot{x}_{\text{other}}^{s+}], [\dot{y}^{s-}, \dot{y}^{s+}], \forall s \in \mathcal{S}, \quad (6-37)$$

其中： j^{s-} 和 j^{s+} 分别表示目标函数的下界和上界；二元整数决策变量和连续变量的求解结果分别表示为 $[\dot{x}_{\text{other}}^{s-}, \dot{x}_{\text{other}}^{s+}]$ 和 $[\dot{y}^{s-}, \dot{y}^{s+}]$ 。

基于场景的两阶段求解算法能够将区间型和概率型不确定性信息传递至最终的求解结果，并保留不确定性概率信息，以反映系统内外部多重不确定性因素对微能源网运行策略产生的影响。最终求解得到的运行策略区间信息也能为系统运行人员提供更加全面的决策参考。因为区间信息给出了运行策略的双重估计，分别对应乐观场景和悲观场景。具体而言，对应于目标函数下界的微能源网运行策略表明微能源网在乐观场景下能够以更低成本运行；相反，对应于目标函数上界的微能源网运行策略则反映了不确定性对系统运行产生的不利影响。基于求解微能源网 HSI 模型得到的运行策略的区间信息和概率信息，我们可以定义保守度指标 ζ 。 $\zeta = 1$ 意味着完全保守的运行策略，而 $\zeta = 0$ 则代表完全乐观的运行策略。 \mathcal{U}_s^- 和 \mathcal{U}_s^+ 表示场景 s 下对应于目标函数下界和上界的决策值，则最终的系统运行策略 \mathcal{U}^* 可通过下式计算得出：

$$\mathcal{U}_s^- := \{\mathbf{u}_s^-(1), \dots, \mathbf{u}_s^-(T)\}, \mathcal{U}_s^+ := \{\mathbf{u}_s^+(1), \dots, \mathbf{u}_s^+(T)\}, \forall s \in \mathcal{S}, \quad (6-38)$$

$$\mathcal{U}^* := \{\mathbf{u}^*(1), \dots, \mathbf{u}^*(T)\}, \quad (6-39)$$

$$\mathbf{u}^*(t) = \sum_{s=1}^{N_S} p_s [(1 - \zeta) \mathbf{u}_s^-(t) + \zeta \mathbf{u}_s^+(t)], \forall t \in \mathbb{I}_1^T. \quad (6-40)$$

图6.3展示了基于场景的两阶段求解算法流程图。简单来讲，该算法首先将 HSI 问题分解为 HSI 主问题和一系列 HSI 子问题逐步求解。HSI 主问题采用 Benders 分解算法进行求解，然后将求解得到的 DCHP 开停机状态变量传递到子问题。HSI 对应于不同的场景，可以并行独立求解。每个 HSI 子问题通过区间优化算法，将不可直接求解的混合整数区间优化问题转化为对应于目标函数上界和下界的两个混合整数线性优化子问题就行求解。当最终求解得到 N_S 个含概率信息的运行策略区间决策结果时，通过式(6-40)计算最终的微能源网运行策略。

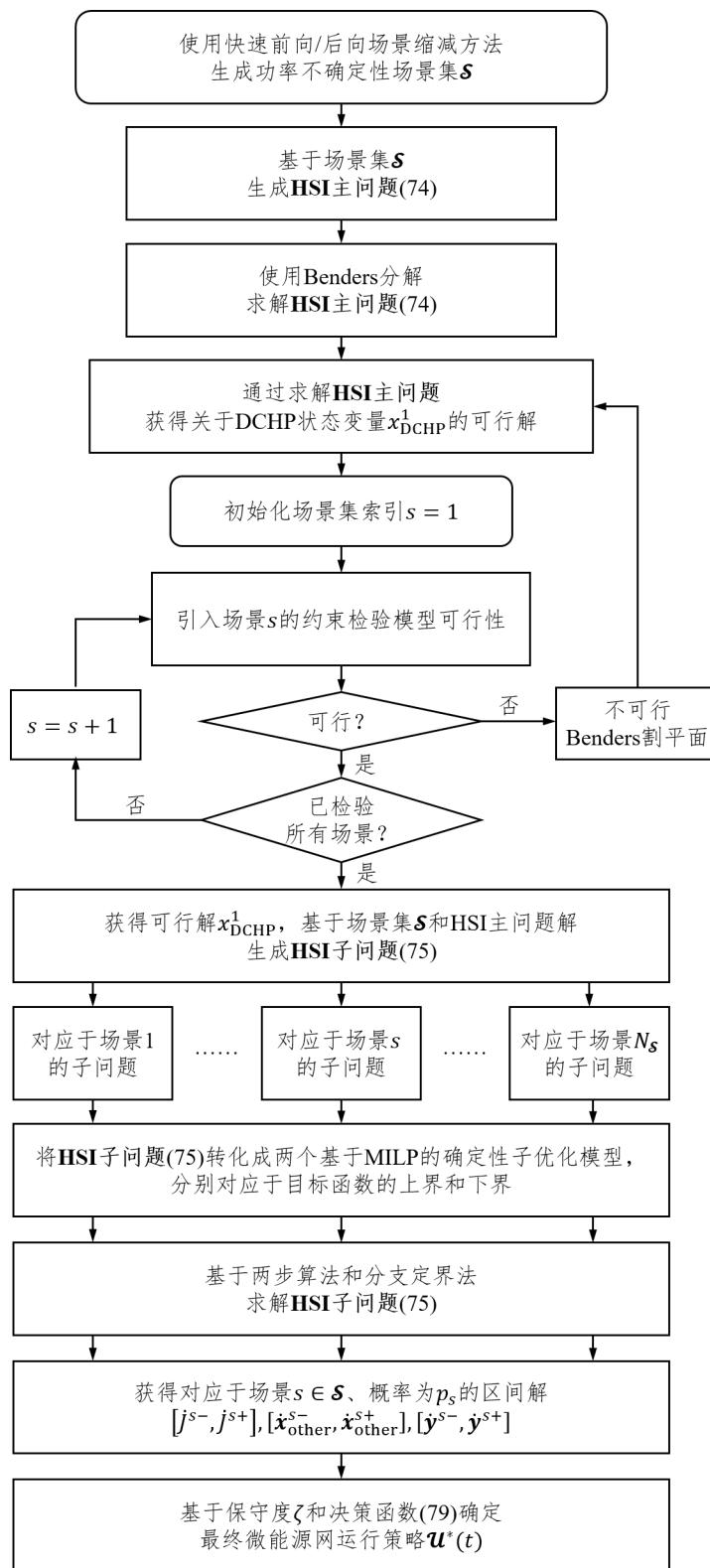


图 6.3 基于场景的两阶段求解算法流程图

6.5 算例分析

微能源网测试系统如图6.1所示，用来验证所提微能源网混合随机区间优化方法在处理多能耦合交互、内外部多重不确定性方面的有效性。其中 DCHP 是主要能量来源，同时配置有其他分布式能源设备的多能储能系统。表2.1列出了表示 DER 变工况特性的相关参数，以及热泵和空调的性能系数。表6.3给出了 DER 的容量、运行边界和维护成本参数。表6.4给出了办公楼和冷冻室的建筑物参数，包括热容参数、热传导参数、温度参数等。捕获 1kg 二氧化碳所需电力为 $\alpha_{\text{CO}_2}^{\text{PtG}} = 0.9945$ 。洁净水价格为 $\alpha^{\text{H}_2\text{O}} = 3.1 \times 10^{-4} \text{ \$/kg}$ 。表6.5展示了工业分时电价和气价^[64]。电力和天然气燃烧的碳排放强度为 $\gamma^{\text{gas}} = 0.202$ 和 $\gamma^{\text{elec}} = 0.450 \text{ kg/kWh}$ ^[231]，碳税为 $\alpha^{\text{CO}_2} = 0.03160 \text{ \$/kg}$ ^[79]。

表 6.3 DER 容量、运行边界和维护成本参数^[85]

DER	容量 (kW/kWh)	边界 (%)	维护成本 (\$/kWh)
DCHP	$\bar{Q}_{\text{gas}}^{\text{DCHP}} = 2000$	45 ~ 100	$\alpha^{\text{DCHP}} = 0.01138$
PtG	$\bar{P}_{\text{elec}}^{\text{PtG}} = 1000$	5 ~ 100	$\alpha^{\text{PtG}} = 0.00949$
HT-GB	$\bar{Q}_{\text{gas,HT}}^{\text{GB}} = 3000$	5 ~ 100	$\alpha^{\text{HT-GB}} = 0.00270$
LT-GB	$\bar{Q}_{\text{gas,LT}}^{\text{GB}} = 500$	5 ~ 100	$\alpha^{\text{LT-GB}} = 0.00270$
HP	$\bar{P}_{\text{elec}}^{\text{HP}} = 250$	25 ~ 100	$\alpha^{\text{HP}} = 0.00120$
RC	$\bar{P}_{\text{elec}}^{\text{RC}} = 150$	20 ~ 100	$\alpha^{\text{RC}} = 0.00160$
ACL	$\bar{Q}_{\text{heat,LT}}^{\text{ACL}} = 650$	20 ~ 100	$\alpha^{\text{ACL}} = 0.00126$
PV	$\bar{P}_{\text{elec}}^{\text{PV}} = 650$	—	$\alpha^{\text{PV}} = 0.00692$
WT	$\bar{P}_{\text{elec}}^{\text{WT}} = 300$	—	$\alpha^{\text{WT}} = 0.00455$
BU	$C^{\text{BU}} = 100$	10 ~ 90	
TST	$\bar{P}_{\text{elec,in}}^{\text{BU}} = 500$	0 ~ 100	$\alpha^{\text{BU}} = 0.00106$
	$\bar{P}_{\text{elec,out}}^{\text{BU}} = 340$	0 ~ 100	
GH	$C^{\text{TST}} = 800$	5 ~ 95	$\alpha^{\text{TST}} = 0.00075$
	$\bar{Q}_{\text{heat}}^{\text{TST}} = 400$	0 ~ 100	
GH	$C^{\text{GH}} = 1500$	5 ~ 95	$\alpha^{\text{GH}} = 0.00056$
	$\bar{Q}_{\text{gas}}^{\text{GH}} = 500$	0 ~ 100	

6.5.1 确定性运行策略分析

典型夏日微能源网确定性运行策略如图6.4所示。图6.4a中，DCHP 在 7:00 启动并运行在额定容量。除了 DCHP 之外，HT-GB 调节其高温热出力以满足高温热负荷，如图6.4c所示。从 DCHP 中恢复的低温热可以满足大多数时刻的低温热负荷。HP 在三个时刻开启以满足 DCHP 关机后的低温热负荷，即 5:00、6:00 和 24:00。因为上述时刻

表 6.4 办公楼和冷冻室的建筑参数

参数	办公楼	冷冻室
面积 (m^2)	2650	3200
使用时间	7:00~18:00	0:00~24:00
热传导参数 ($\text{kW}/\text{°C}$)	$k_l^{\text{OB}} = 8.0, k_a^{\text{OB}} = 6.4$ $k_i^{\text{OB}} = 9.6$	$k_l^{\text{FR}} = 6.0, k_a^{\text{FR}} = 10.8$ $k_i^{\text{FR}} = 13.2$
热容参数 ($\text{kWh}/\text{°C}$)	$C_i^{\text{OB}} = 80.0$ $C_w^{\text{OB}} = 112.0$	$C_i^{\text{FR}} = 144.0$ $C_w^{\text{FR}} = 186.0$
温度设定点 ($^{\circ}\text{C}$)	$\tau_{\text{set}}^{\text{OB}} = 21$	$\tau_{\text{set}}^{\text{FR}} = 2$
温度范围 ($^{\circ}\text{C}$)	$\delta^{\text{OB}} = 1$	$\delta^{\text{FR}} = 4$

表 6.5 分时电价与气价

时段	低估	平价	高峰	尖峰
	7:00-10:00	10:00-11:00		
时间	23:00-7:00	15:00-18:00	13:00-15:00	11:00-13:00
		21:00-23:00	18:00-21:00	
电价 (\$/kWh)	0.0559	0.1230	0.1940	0.2113
气价 (\$/kWh)	0.0358	0.0358	0.0358	0.0358

电价较低, HP 生产多余热量并存储在 TST 中, 如图6.4d所示。TST 在低电价时刻吸收富于热量并在电价高峰时刻释放热量。换句话说, TST 根据电价信号调节其自身的充放热动作。实际上, 微能源网中电、热、冷、气等不同能量形式的运行转换紧密耦合。图6.4e中, RC 倾向于在低电价时刻运行。在高电价时段 (11:00-13:00 和 20:00-22:00), 冷负荷通过吸收式制冷机 ACL, 并配合 TST 和 HP 完成供给。

表 6.6 微能源网 DCS 模型和规则策略比较

季节	策略	目标函数值 (\$)	能源利用效率 (%)	经济成本 (\$)
夏天	Rule-based	5000.20	85.86	4375.90
	DCS	4707.10	88.46	4076.30
冬天	Rule-based	5578.80	87.95	4884.50
	DCS	5385.50	89.14	4668.40
春秋	Rule-based	4881.00	84.85	4259.60
	DCS	4671.80	86.92	4037.70

表6.6给出了微能源网采用 DCS 决策模型和基于规则 (Rule-Based) 的策略模型在

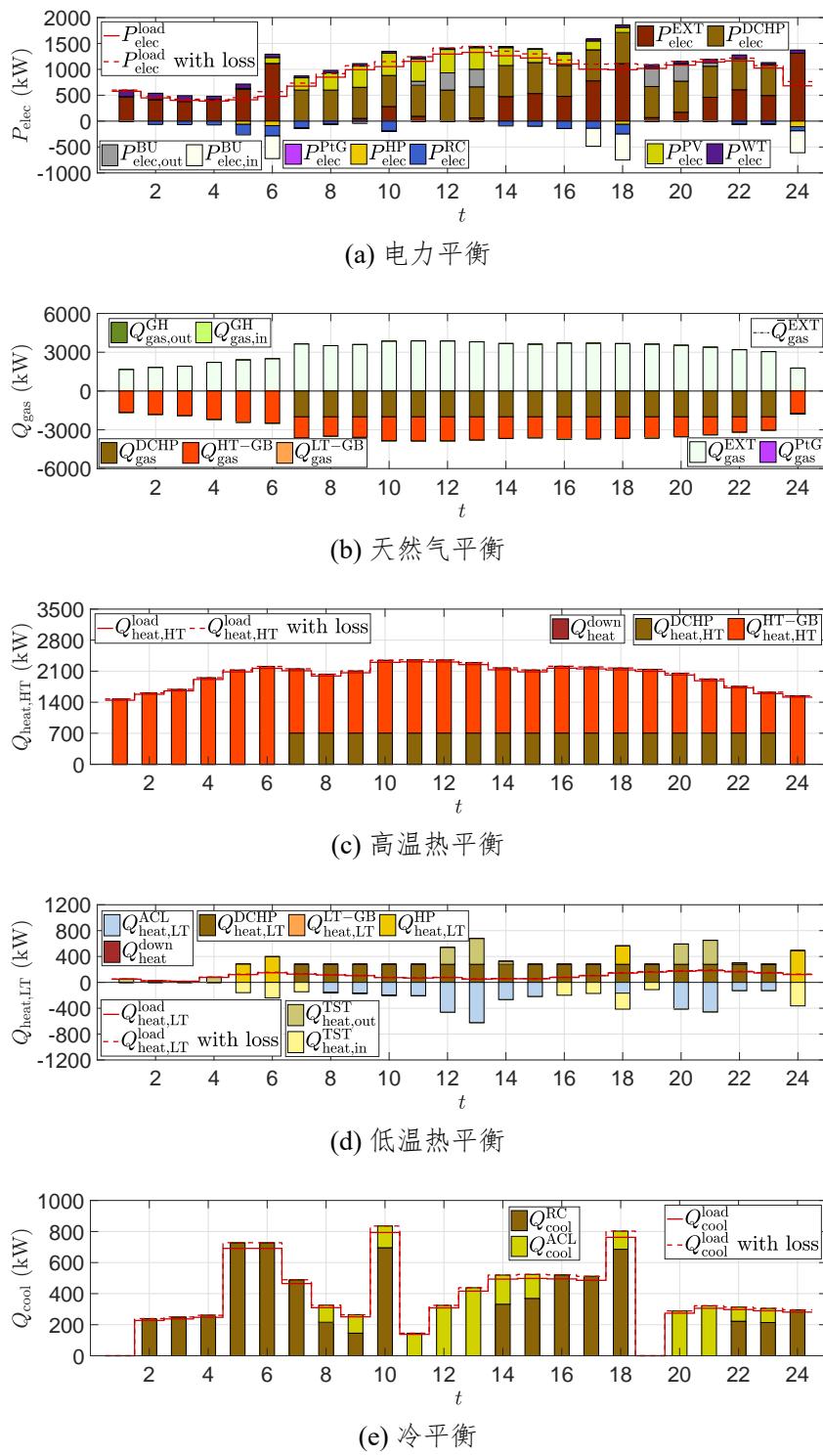


图 6.4 典型夏日微能源网确定性协同运行优化结果

不同季节的运行表现，主要包括目标函数值、能源利用效率和经济成本。这里的规则策略类似于“跟随电力负荷模式”，DCHP 优先满足电力供给。很显然 DCS 策略在能源利用效率和经济成本上比规则策略表现要好。规则策略经济性较差，且并没有调节和改进的余地。

6.5.2 区间运行策略分析

考虑 DER 出力不确定性的典型冬日微能源网运行策略如图6.5所示。确定性运行优化 DCS 模型的运行策略用灰色条块显示，含有（-）角标的蓝线表示对应于目标函数下限的微能源网运行策略，含有（+）角标的红线表示对应于目标函数上限的微能源网运行策略。在图6.5a中，DCHP 在 7:00-23:00 运行在额定状态，因为 DCHP 是同时供给电力和热力负荷的最佳选择，尽管存在一定程度的不确定性。在悲观场景下，DCHP 的高温热出力会低于设计水平，如图6.5b所示。为了补偿由此引发的高温热负荷缺口，HT-GB 会提高其消耗的天然气功率，如图6.5c所示。相反，如果 DCHP 的出力水平高于设计水平，则 HT-GB 会降低其天然气输入功率。主网电力输入和天然气输入功率水平如图6.5d和6.5e所示。显然，在悲观场景下为了应对设备潜在的低出力风险，外部输入电力和天然气功率水平会显著增加。

6.5.3 混合概率-区间运行策略分析

考虑内外部不确定性的微能源网运行策略如图6.6所示。红线表示考虑系统内外部不确定性的区间运行策略，是通过取所有场景下的每个时间点的最小和最大值得到的。蓝线表示只考虑系统内部不确定性（即 DER 出力不确定性和效率不确定性）的区间运行策略。比较这两种情况可知，当同时考虑内外部不确定性时，HT-GB 的输入天然气功率的波动范围更大（见图6.6a）。这是显而易见的，因为外部可再生能源和多能负荷的功率不确定性导致 DER 需要调节其出力水平以补偿更显著的外界扰动。同样地，主网电功率输入的波动范围也随之加大，如图6.6b所示。目标函数的上界和下界如图6.7a所示。目标函数由能源采购的经济成本、设备维护成本和环境惩罚成本三部分组成，DCS 模型求解得到的目标函数值为 \$5422.5。考虑 DER 的出力不确定性后，目标函数值在 \$[5218.1, 5605.1] 的区间内波动。如果同时考虑 DER 的出力不确定性和效率不确定性，则目标函数会在 \$[5121.2, 5698.7] 的范围内变化。如果同时考虑系统内部的区间不确定性和系统外部的概率不确定性，对于不同场景、含有概率信息的目标函数区间可以由此得出。这些目标函数区间数的最小值和最大值分别是 \$5058.8 和 \$5730.5，其中位数概率直方图如图6.7b所示。红点表示对应每个场景的目标函数区间数中位值及其出

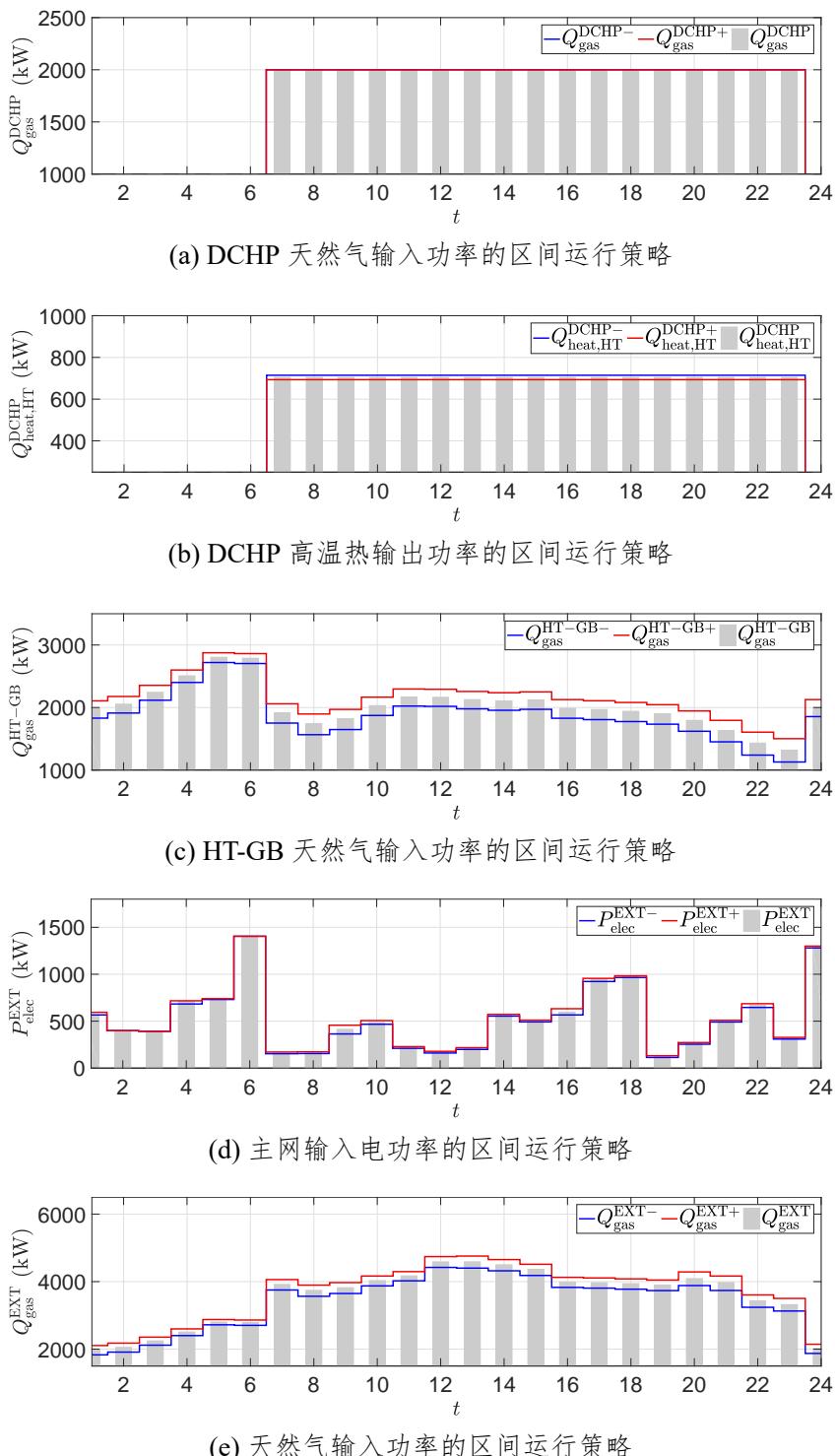


图 6.5 考虑 DER 出力不确定性的微能源网运行策略

现概率。灰色条块则表示聚合至 15 个等宽概率区间的情况。目标函数区间数中位值在 \$[5360.4, 5454.5]\$ 范围内变化，期望值为 \$5412.3\$。

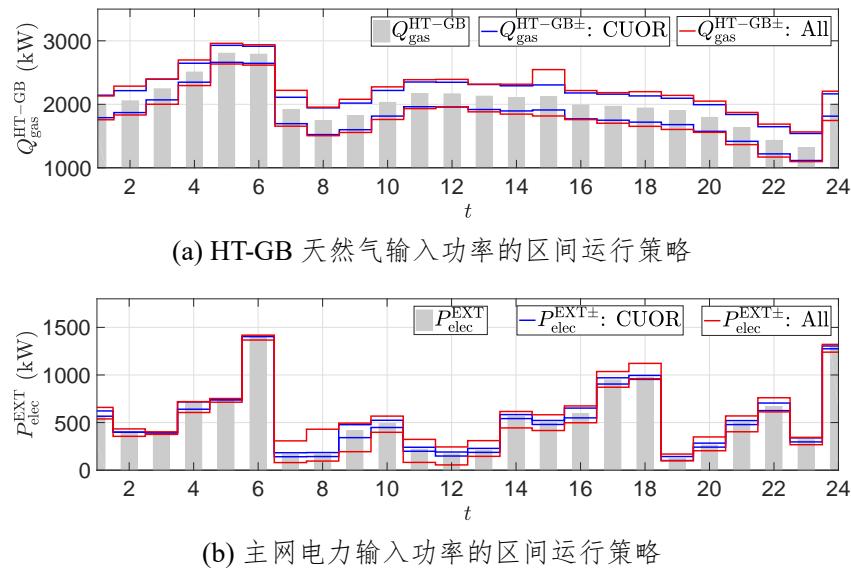


图 6.6 考虑内外部不确定性的微能源网运行策略

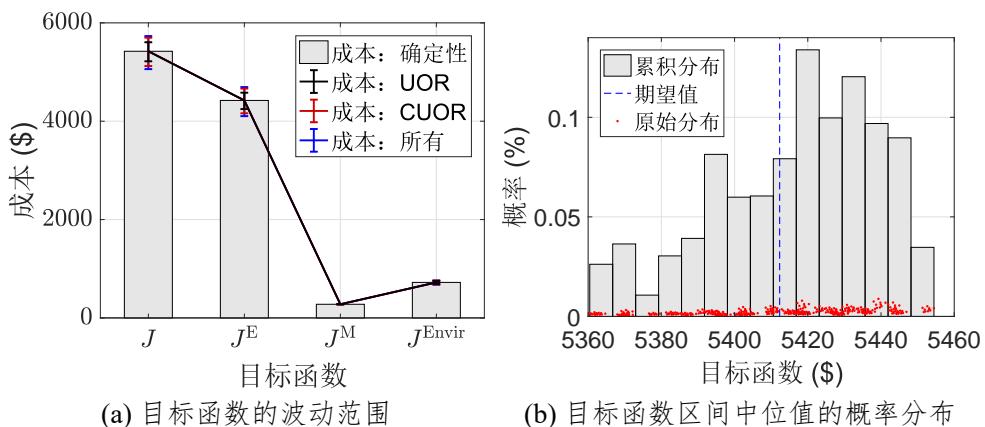


图 6.7 微能源网混合随机区间优化目标函数

表 6.7 HSI/STO/INO 模型决策结果的运行成本比较

模型	HSI	STO	INO
最大运行成本 (\$)	5058.8	-	4101.8
最小运行成本 (\$)	5730.5	-	6718.3
期望运行成本 (\$)	5412.3	5530.7	-

所提出的微能源网 HSI 模型同时考虑系统内部和外部不确定性。这里将 HSI 模型和其他两种决策方法进行对比，即随机优化（Stochastic Optimization, STO）和区间优

表 6.8 采用不同保守度的可调微能源网运行策略

方法	保守度 ζ	期望成本 (\$)	悲观场景下的成本 (\$)	乐观场景下的成本 (\$)
DCS	-	5591.0	6119.2	5356.7
	0.0	5636.2	6307.5	5104.5
	0.1	5595.4	6294.8	5140.4
	0.2	5589.3	6259.9	5186.2
	0.3	5573.3	6226.5	5233.7
	0.4	5565.2	6205.3	5281.7
	0.5	5523.6	6196.1	5329.6
	0.6	5544.6	6141.7	5377.6
	0.7	5558.7	6111.4	5425.5
	0.8	5609.1	6110.8	5473.4
HSI	0.9	5624.6	6035.0	5521.3
	1.0	5677.6	5924.4	5569.2

化 (Interval-Based Optimization, INO) 模型。随机优化模型最小化期望成本，考虑可再生能源和多能负荷的典型场景集合，而 DER 的区间型不确定性由于不包含概率信息，无法在随机优化模型中考虑。区间优化模型可以考虑系统内外部不确定性，得到区间决策结果。但是，可再生能源输出功率和系统负荷的概率信息被转换成对应预测误差上界和下界的不确定集合。HSI 模型、INO 模型和 STO 模型的决策结果如表6.7所示。HSI 模型可以同时考虑概率型和区间型不确定性信息，提供运行成本的期望信息和边界信息。边界信息用于估计系统内部和外部不确定性对系统运行策略的影响，而期望信息可以直观评估所得到的 DER 运行策略的期望运行成本。相反，INO 模型只能得到相对保守的运行成本区间估计，而 STO 模型由于无法考虑 DER 的内部不确定性，无法得到表示 DER 出力波动的运行策略区间参考，只能给出对应于期望场景的运行成本。

表6.8列出了采用不同保守度 ζ 的可调运行策略在期望、悲观和乐观三种场景下的表现。期望成本是指所有场景下运行成本的场景概率加权平均。悲观场景下的运行成本是指不利场景下的成本平均值，即 DER 的出力水平低于设计水平。当保守度 ζ 从 0.0 增加到 1.0 时，HSI 模型得到的运行策略更加保守，导致乐观场景下的运行成本增加，而悲观场景下的运行成本降低。相反，完全乐观的运行策略 $\zeta = 0.0$ 在悲观场景下成本最高。 $\zeta = 0.5$ 代表中性的运行策略，在期望场景下的运行成本最小。

6.6 本章小结

区域综合能源系统的安全和高效运行面临着来自系统内部参数不确定性和外部输入不确定性的挑战，现有算法均无法量化分析多重不确定性对系统运行产生的影响。为

此，本章提出了基于混合随机区间优化的微能源网多能协同运行优化方法，同时考虑系统内部区间不确定性和系统外部概率不确定性，并开发了基于场景的两阶段求解算法，实现微能源网运行策略高效求解，运行调度人员可以根据自身风险偏好，基于最终求解得到的包含概率信息的区间运行策略确定最终运行策略。最后，本章采用一个微能源网算例验证所提方法的有效性。所提方法实现了电、热、冷、气等多种能量形式的互补供给和灵活协同运行，可有效降低系统整体供能成本；所提的混合随机区间优化方法能够有效处理包含区间变量和概率变量的混合优化问题，为系统调度人员提供更加全面和可靠的运行策略参考。

第7章 总结与展望

7.1 全文总结

随着分布式能量生产和转化设备在配电系统和用能终端的广泛部署，电力系统和供热/供冷等多种形式能源系统的耦合关系和能量交互日益深化。借助高效的能量转化技术和先进的优化控制方法，区域综合能源系统能够扩大电力系统的运行控制边界，实现多能互补协同运行，显著降低系统整体运行成本。同时，高比例可再生能源接入在推动电力系统低碳化转型的同时，也对电力系统的安全、经济运行带来极大挑战。

本文主要关注多重不确定性下区域综合能源系统的协同优化运行方法研究，从区域综合能源系统设备及网络潮流建模、灵活性评估和不确定性分析及运行优化等方面开展研究，为区域综合能源系统的建模、评估分析和优化决策提供理论基础和方法借鉴。本文具体工作及创新点归纳如下：

(1) 提出了考虑 DER 非线性能效和非凸网络能量潮流的区域综合能源系统建模方法。首先，基于通用能量转移函数和分段线性逼近方法表征多元分布式能源设备的能量输入-输出关系；然后，采用基于简化 Z-bus 矩阵电力潮流灵敏度系数的线性状态空间模型，表征配电系统节点电压和节点注入功率的映射关系，在保证线性潮流估计精度的前提下提高了灵敏度分析的在线计算效率；最后，提出了基于简化热力动态模型和约束松弛的电-热综合能源系统凸优化模型，并采用基于动态双变量分割的自适应逼近算法提高模型松弛质量，该模型不依赖于任何热力系统运行模式的假设，可以在保证模型精度的前提下，显著降低模型复杂度，提高优化策略求解效率。

(2) 提出了考虑热网储能特性的区域综合能源系统通用灵活性评估方法。建立了考虑可变供水流量、可变供热温度等多种热网运行模式的热电联合调度模型；基于广义等效热储能模型和简化热电联合调度模型，评估了供热管网作为被动热储能装置所能提供的功率支撑和能量支撑，为系统调度人员提供热网灵活性度量和热电联合调度策略参考。所提方法在不依赖于大量热电联合调度仿真分析的情况下，通用、直观、快速地实现了热力系统参与电力调度的灵活调节潜力评估，为计及网络潮流与能量互补的区域综合能源系统灵活性评估奠定理论基础。

(3) 提出了考虑分布式可再生能源和电力负荷多重不确定性的主动配电系统随机

滚动优化控制框架。首先，对主动配电系统中的多元分布式可控资源进行协同建模；然后，构建含电压机会约束的主动配电系统随机模型预测控制模型，并采用扰动仿射参数化进行有效求解；最后，基于序列线性规划和 Z-bus 电力潮流灵敏度分析方法，实现多元分布式可控资源在线协同调度和主动配电系统滚动参数计算与优化。所提方法能够在最大化新能源消纳水平的前提下，协调分布式灵活控制资源实现主动配电系统的在线安全和高效运行。

(4) 提出了基于扩展扰动不变集的电-热综合能源系统高效鲁棒优化运行方法。首先，采用基于对偶范数的直接约束紧缩算法计算多时段紧缩约束；然后，生成并求解不含不确定性、使用多时段紧缩约束的电-热综合能源系统标称优化问题，获得基于仿射状态反馈控制的综合能源系统鲁棒运行策略；最后，将 budget 不确定集合引入改进的约束紧缩算法中，实现算法保守度的灵活调节。所提方法显著提高了鲁棒优化的求解效率和可扩展性，能够实现综合能源系统在线鲁棒运行。

(5) 提出了基于混合随机区间优化的微能源网多能协同优化运行模型。首先，采用区间凸组合方法表示设备的内部参数不确定性，并使用场景法表征可再生能源和负荷的概率不确定性；然后，生成包含内部参数区间不确定性和外部功率概率不确定性的混合随机区间优化问题；最后，采用基于场景的两阶段算法实现优化模型的高效求解，获得包含概率信息的分布式能源设备区间运行策略。所提方法能够同时反应系统内外部多重不确定性对系统运行策略的影响，并根据系统运行人员的风险偏好，制定更加可靠和全面的决策参考。

7.2 未来工作展望

本文主要针对考虑多重不确定性的区域综合能源系统运行优化问题进行系统性研究。围绕“数学建模-评估分析-优化决策”几个方面，应用并改进凸优化、模型预测控制、随机与鲁棒优化等理论方法，探索高比例可再生能源下区域综合能源系统在线优化运行解决方案。综合能源系统的相关研究仍处于起步阶段，有很多课题亟需进一步研究。以本文工作为基础，未来可开展以下几方面的研究：

(1) 区域综合能源系统包含电、热、冷、气等多种形式的能量流动与转换过程。现有的综合能源系统多能量潮流模型已经能够刻画稳态下电力系统、天然气网络和热力管网的潮流分布和系统状态，但仍然无法准确表征暂态过程中多能源系统的耦合关系和动态过程。因此，结合本文成果和建模思想，在保证计算效率满足应用需求的前提下，研究计及网络能量传输和设备运行暂态过程的区域综合能源系统仿真分析和运行

优化模型将是一个重点课题。

(2) 区域综合能源系统在扩大原有独立能源子系统运行边界的同时，也使得运行优化问题的模型规模骤升；分布式电源、微电网的广泛接入对集中式配电系统能量管理模式的运行效率带来极大挑战。需要进一步研究并改进基于分布式优化、非线性优化和混合整数优化的区域综合能源系统运行调度模型，从而提高大规模综合能源系统运行优化的计算效率和可扩展性。

(3) 分布式可再生能源的高比例渗透、新型负荷的广泛应用和多能源系统的复杂耦合关系使得综合能源系统面临显著增加的运行不确定性风险。已有的综合能源系统不确定性分析及优化方法能够提供一定的系统运行风险度量和调度策略事前参考，但在不确定性量化精度、优化模型转换及求解算效率方面存在不足。随着计算机技术和统计理论的快速发展，数据驱动的综合能源系统不确定优化方法将会是未来的研究重点。

参考文献

- [1] REN21. Renewables 2019: Global status report[R]. REN21 Secretariat, 2019.
- [2] 国家能源局. 能源局:到 2019 年底我国可再生能源发电装机 7.94 亿千瓦[EB/OL]. 2020. <http://energy.people.com.cn/n1/2020/0307/c71661-31621377.html>.
- [3] 宋永华,林今,胡泽春,等.能源局域网:物理架构,运行模式与市场机制[J].中国电机工程学报,2016,36(21): 5776-5787.
- [4] 杨经纬,张宁,王毅,等.面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望[J].电力系统自动化,2018,42(4): 11-24.
- [5] 国家发展和改革委员会.关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见[EB/OL]. 2016. http://www.nea.gov.cn/2016-02/29/c_135141026.html.
- [6] 董朝阳,赵俊华,文福拴,等.从智能电网到能源互联网:基本概念与研究框架[J].电力系统自动化,2014,38(15): 1-11.
- [7] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等.综合能源系统与能源互联网简述[J].电工技术学报,2016,31(1): 1-13.
- [8] 曹军威,王继业,明阳阳,等.软件定义的能源互联网信息通信技术研究[J].中国电机工程学报,2015,35(14): 3649-3655.
- [9] 孙宏斌,郭庆来,潘昭光.能源互联网:理念,架构与前沿展望[J].电力系统自动化,2015,39(19): 1-8.
- [10] 王宣元,刘敦楠,刘蓁,等.泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J].电网技术,2019,43(9): 3175-3183.
- [11] 郑玉平,王丹,万灿,等.面向新型城镇的能源互联网关键技术及应用[J].电力系统自动化,2019,43(14): 2-16.
- [12] DOE of United States. DOE 301 Congressional Notification Table-Advanced Manufacturing[EB/OL]. 2020. <https://www.energy.gov/eere/amo/doe-301-congressional-notification-table>.
- [13] 吴建中.欧洲综合能源系统发展的驱动与现状[J].电力系统自动化,2016,40(5): 1-7.

- [14] JØRGENSEN J, SØRENSEN S, BEHNKE K, et al. Ecogrid EU—A prototype for european smart grids[C]//2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011: 1-7.
- [15] PÁLSSON H, LARSEN H V, BØHM B, et al. Equivalent models of district heating systems for on-line minimization of operational costs of the complete district heating system[R/OL]. Technical University of Denmark. Department of Energy Engineering. 1999. https://www.researchgate.net/publication/256732635_Equivalent_Models_of_District_Heating_Systems.
- [16] MCDONALD J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks[J]. Energy Policy, 2008, 36(12): 4346-4351.
- [17] 赵波, 王财胜, 周金辉, 等. 主动配电网现状与未来发展[J]. 电力系统自动, 2014, 38(18): 125-135.
- [18] 王成山, 王丹, 周越. 智能配电系统架构分析及技术挑战[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(09): 2-9.
- [19] TON D T, WANG W M, WANG W P. Smart Grid R D by the U.S. Department of Energy to optimize distribution grid operations[C]//2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011: 1-5.
- [20] DING T, LI C, YANG Y, et al. A Two-Stage Robust Optimization for Centralized-Optimal Dispatch of Photovoltaic Inverters in Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 744-754.
- [21] MAHMUD N, ZAHEDI A. Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 64: 582-595.
- [22] VALVERDE G, VAN CUTSEM T. Model Predictive Control of Voltages in Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(4): 2152-2161.
- [23] YEH H, GAYME D F, LOW S H. Adaptive VAR Control for Distribution Circuits With Photovoltaic Generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1656-1663.

- [24] 蒲天骄, 陈乃仕, 王晓辉, 等. 主动配电网多源协同优化调度架构分析及应用设计[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(01): 17-23+32.
- [25] CHAI W K, WANG N, KATSAROS K V, et al. An Information-Centric Communication Infrastructure for Real-Time State Estimation of Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(4): 2134-2146.
- [26] PRIMADIANTO A, LU C. A Review on Distribution System State Estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3875-3883.
- [27] 吴在军, 徐俊俊, 余星火, 等. 主动配电网状态估计技术评述[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 182-191.
- [28] ZHENG Y, DONG Z Y, XU Y, et al. Electric Vehicle Battery Charging/Swap Stations in Distribution Systems: Comparison Study and Optimal Planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 221-229.
- [29] XU Z, SU W, HU Z, et al. A Hierarchical Framework for Coordinated Charging of Plug-In Electric Vehicles in China[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 428-438.
- [30] 朱正, 廖清芬, 刘涤尘, 等. 考虑新能源与电动汽车接入下的主动配电网重构策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(14): 82-88+96.
- [31] MEDINA J, MULLER N, ROYTELMAN I. Demand Response and Distribution Grid Operations: Opportunities and Challenges[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(2): 193-198.
- [32] SAFDARIAN A, FOTUHI-FIRUZABAD M, LEHTONEN M. A Distributed Algorithm for Managing Residential Demand Response in Smart Grids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2014, 10(4): 2385-2393.
- [33] RAO R S, RAVINDRA K, SATISH K, et al. Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 317-325.
- [34] PICCOLO A, SIANO P. Evaluating the Impact of Network Investment Deferral on Distributed Generation Expansion[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1559-1567.

- [35] TONKOSKI R, LOPES L A C, EL-FOULY T H M. Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011, 2(2): 139-147.
- [36] RUSSELL B D, BENNER C L. Intelligent Systems for Improved Reliability and Failure Diagnosis in Distribution Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(1): 48-56.
- [37] DALL'ANESE E, BAKER K, SUMMERS T. Chance-Constrained AC Optimal Power Flow for Distribution Systems With Renewables[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5): 3427-3438.
- [38] 朱嘉远, 刘洋, 许立雄, 等. 风电全消纳下的配电网储能可调鲁棒优化配置[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1875-1883.
- [39] COLSON C M, NEHRIR M H, SHARMA R K, et al. Improving Sustainability of Hybrid Energy Systems Part II: Managing Multiple Objectives With a Multiagent System[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(1): 46-54.
- [40] YU L, CZARKOWSKI D, DE LEON F. Optimal Distributed Voltage Regulation for Secondary Networks With DGs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(2): 959-967.
- [41] 刘东, 陈云辉, 黄玉辉, 等. 主动配电网的分层能量管理与协调控制[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5500-5506.
- [42] BIDGOLI H S, VAN CUTSEM T. Combined Local and Centralized Voltage Control in Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 1374-1384.
- [43] 谢敏, 吉祥, 柯少佳, 等. 基于目标级联分析法的多微网主动配电系统自治优化经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4911-4921.
- [44] 窦晓波, 常莉敏, 倪春花, 等. 面向分布式光伏虚拟集群的有源配电网多级调控[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(3): 21-31.
- [45] FARAG H E Z, EL-SAADANY E F. A Novel Cooperative Protocol for Distributed Voltage Control in Active Distribution Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1645-1656.

- [46] JABR R A, SINGH R, PAL B C. Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1106-1115.
- [47] GARCÍA C E, PRETT D M, MORARI M. Model predictive control: Theory and practice—A survey[J]. Automatica, 1989, 25(3): 335-348.
- [48] XING X, LIN J, WAN C, et al. Model Predictive Control of LPC-Looped Active Distribution Network With High Penetration of Distributed Generation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1051-1063.
- [49] GILL S, KOCKAR I, AULT G W. Dynamic Optimal Power Flow for Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1): 121-131.
- [50] SHAABAN M F, ISMAIL M, EL-SAADANY E F, et al. Real-Time PEV Charging/Discharging Coordination in Smart Distribution Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4): 1797-1807.
- [51] WAN C, XU Z, PINSON P, et al. Probabilistic Forecasting of Wind Power Generation Using Extreme Learning Machine[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1033-1044.
- [52] SAINT-PIERRE A, MANCARELLA P. Active Distribution System Management: A Dual-Horizon Scheduling Framework for DSO/TSO Interface Under Uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2186-2197.
- [53] PATNAM B S K, PINDORIYA N M. Centralized Stochastic Energy Management Framework of an Aggregator in Active Distribution Network[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(3): 1350-1360.
- [54] GAO H, LIU J, WANG L. Robust Coordinated Optimization of Active and Reactive Power in Active Distribution Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4436-4447.
- [55] ZHANG Y, AI X, WEN J, et al. Data-Adaptive Robust Optimization Method for the Economic Dispatch of Active Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(4): 3791-3800.

- [56] HAESEN E, DRIESEN J, BELMANS R. Robust planning methodology for integration of stochastic generators in distribution grids[J]. IET Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 25-32.
- [57] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(05): 1389-1401.
- [58] 张津珲, 王旭, 蒋传文, 等. 新型城镇下含热电联产机组的配电网两阶段鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(23): 155-172.
- [59] SHI Z, LIANG H, HUANG S, et al. Distributionally Robust Chance-Constrained Energy Management for Islanded Microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2): 2234-2244.
- [60] ZAMZAM A S, FU X, SIDIROPOULOS N D. Data-Driven Learning-Based Optimization for Distribution System State Estimation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4796-4805.
- [61] DEHGHANPOUR K, YUAN Y, WANG Z, et al. A Game-Theoretic Data-Driven Approach for Pseudo-Measurement Generation in Distribution System State Estimation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 5942-5951.
- [62] AKRAMI A, DOOSTIZADEH M, AMINIFAR F. Optimal Reconfiguration of Distribution Network Using μ PMU Measurements: A Data-Driven Stochastic Robust Optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(1): 420-428.
- [63] KARAGIANNOPoulos S, ARISTIDOU P, HUG G. Data-Driven Local Control Design for Active Distribution Grids Using Off-Line Optimal Power Flow and Machine Learning Techniques[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6461-6471.
- [64] BAO Z, ZHOU Q, YANG Z, et al. A Multi Time-Scale and Multi Energy-Type Coordinated Microgrid Scheduling Solution—Part I: Model and Methodology[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2257-2266.
- [65] 施锦月, 许健, 曾博, 等. 基于热电比可调模式的区域综合能源系统双层优化运行[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2959-2966.
- [66] 贾宏杰, 王丹, 徐宪东, 等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 198-207.

- [67] 郝然, 艾芊, 朱宇超, 等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 171-178.
- [68] QUELHAS A, GIL E, MCCALLEY J D, et al. A Multiperiod Generalized Network Flow Model of the U.S. Integrated Energy System: Part I—Model Description[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 829-836.
- [69] LIU C, SHAHIDEPOUR M, FU Y, et al. Security-Constrained Unit Commitment With Natural Gas Transmission Constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1523-1536.
- [70] LI Y, ZOU Y, TAN Y, et al. Optimal Stochastic Operation of Integrated Low-Carbon Electric Power, Natural Gas, and Heat Delivery System[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(1): 273-283.
- [71] 周亦洲, 孙国强, 黄文进, 等. 多区域虚拟电厂综合能源协调调度优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(23): 6780-6790.
- [72] 潘振宁, 王克英, 瞿凯平, 等. 考虑大量 EV 接入的电-气-热多能耦合系统协同优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 104-112.
- [73] 程耀华, 张宁, 康重庆, 等. 低碳多能源系统的研究框架及展望[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4060G4069.
- [74] DALL'ANESE E, MANCARELLA P, MONTI A. Unlocking Flexibility: Integrated Optimization and Control of Multienergy Systems[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2017, 15(1): 43-52.
- [75] 崔杨, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(15): 4072-4081.
- [76] 顾泽鹏, 康重庆, 陈新宇, 等. 考虑热网约束的电热能源集成系统运行优化及其风电消纳效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3596-3604.
- [77] LARSEN G K H, VAN FOREEST N D, SCHERPEN J M A. Distributed MPC Applied to a Network of Households With Micro-CHP and Heat Storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4): 2106-2114.

- [78] KARAMI H, SANJARI M J, HOSSEINIAN S H, et al. An Optimal Dispatch Algorithm for Managing Residential Distributed Energy Resources[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(5): 2360-2367.
- [79] FANG F, WANG Q H, SHI Y. A Novel Optimal Operational Strategy for the CCHP System Based on Two Operating Modes[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 1032-1041.
- [80] LIU M, SHI Y, FANG F. Load Forecasting and Operation Strategy Design for CCHP Systems Using Forecasted Loads[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2015, 23(5): 1672-1684.
- [81] 胡荣, 张宓璐, 李振坤, 等. 计及可平移负荷的分布式冷热电联供系统优化运行[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 715-721.
- [82] 刘涤尘, 马恒瑞, 王波, 等. 含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 113-120.
- [83] 吴福保, 刘晓峰, 孙谊嫡, 等. 基于冷热电联供的多园区博弈优化策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 68-75.
- [84] GOOD N, MANCARELLA P. Flexibility in Multi-Energy Communities With Electrical and Thermal Storage: A Stochastic, Robust Approach for Multi-Service Demand Response[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 503-513.
- [85] BISCHI A, TACCARI L, MARTELLI E, et al. A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning[J]. Energy, 2014, 74: 12-26.
- [86] HE C, WU L, LIU T, et al. Robust Co-Optimization Scheduling of Electricity and Natural Gas Systems via ADMM[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(2): 658-670.
- [87] 刘继春, 周春燕, 高红均, 等. 考虑氢能-天然气混合储能的电-气综合能源微网日前经济调度优化[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 170-178.
- [88] 艾小猛, 方家琨, 徐沈智, 等. 一种考虑天然气系统动态过程的气电联合系统优化运行模型[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 409-416.

- [89] LI Z, WU W, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined Heat and Power Dispatch Considering Pipeline Energy Storage of District Heating Network[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 12-22.
- [90] BAI L, LI F, JIANG T, et al. Robust Scheduling for Wind Integrated Energy Systems Considering Gas Pipeline and Power Transmission N-1 Contingencies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1582-1584.
- [91] ZLOTNIK A, ROALD L, BACKHAUS S, et al. Coordinated Scheduling for Interdependent Electric Power and Natural Gas Infrastructures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 600-610.
- [92] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTIN P. Security-Constrained Optimal Power and Natural-Gas Flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1780-1787.
- [93] SHABANPOUR-HAGHIGHI A, SEIFI A R. An Integrated Steady-State Operation Assessment of Electrical, Natural Gas, and District Heating Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3636-3647.
- [94] LIU M, SHI Y, FANG F. Combined cooling, heating and power systems: A survey[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 35: 1-22.
- [95] 顾伟, 陆帅, 王珺, 等. 多区域综合能源系统热网建模及系统运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(5): 1305-1315.
- [96] CHEN X, KANG C, O'MALLEY M, et al. Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [97] KRAUSE T, ANDERSSON G, FRÖHLICH K, et al. Multiple-Energy Carriers: Modeling of Production, Delivery, and Consumption[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 15-27.
- [98] GEIDL M, ANDERSSON G. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 145-155.

- [99] BAHRAMI S, SHEIKHI A. From Demand Response in Smart Grid Toward Integrated Demand Response in Smart Energy Hub[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 650-658.
- [100] 孙秋野, 赵美伊, 陈月, 等. 能源互联网多能源系统最优功率流[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(6): 1590-1598.
- [101] 孙宏斌, 潘昭光, 郭庆来, 等. 多能流能量管理研究: 挑战与展望[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 1-8.
- [102] 王英瑞, 曾博, 郭经, 等. 电-热-气综合能源系统多能流计算方法[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2942-2950.
- [103] MOEINI-AGHTAIE M, ABBASPOUR A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. A Decomposed Solution to Multiple-Energy Carriers Optimal Power Flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 707-716.
- [104] SHAO C, WANG X, SHAHIDEHPOUR M, et al. An MILP-Based Optimal Power Flow in Multicarrier Energy Systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(1): 239-248.
- [105] BORRAZ-SÁNCHEZ C, BENT R, BACKHAUS S, et al. Convex relaxations for gas expansion planning[J]. INFORMS Journal on Computing, 2016, 28(4): 645-656.
- [106] SHAHIDEHPOUR M, Yong Fu, WIEDMAN T. Impact of Natural Gas Infrastructure on Electric Power Systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2005, 93(5): 1042-1056.
- [107] Tao Guo, HENWOOD M I, VAN OOIJEN M. An algorithm for combined heat and power economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1778-1784.
- [108] 王琥, 顾伟, 陆帅, 等. 结合热网模型的多区域综合能源系统协同规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 17-24.
- [109] LIN C, WU W, ZHANG B, et al. Decentralized solution for combined heat and power dispatch through benders decomposition[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4): 1361-1372.
- [110] 王皓, 艾芊, 吴俊宏, 等. 基于交替方向乘子法的微电网群双层分布式调度方法[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1718-1725.

- [111] COCHRAN J, MILLER M, ZINAMAN O, et al. Flexibility in 21st century power systems[R]. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- [112] 宋晨辉, 冯健, 杨东升, 等. 考虑系统耦合性的综合能源协同优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(10): 38-45+86.
- [113] CHICCO G, MANCARELLA P. Distributed multi-generation: A comprehensive view[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(3): 535-551.
- [114] 林威, 靳小龙, 穆云飞, 等. 区域综合能源系统多目标最优混合潮流算法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(20): 5829-5839.
- [115] 李杨, 刘伟佳, 赵俊华, 等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3680-3689.
- [116] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated Electrical and Gas Network Flexibility Assessment in Low-Carbon Multi-Energy Systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 718-731.
- [117] HEINEN S, HEWICKER C, JENKINS N, et al. Unleashing the Flexibility of Gas: Innovating Gas Systems to Meet the Electricity System's Flexibility Requirements[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2017, 15(1): 16-24.
- [118] 程林, 张靖, 黄仁乐, 等. 基于多能互补的综合能源系统多场景规划案例分析[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 282-287.
- [119] LIU B, MENG K, DONG Z Y, et al. Optimal Dispatch of Coupled Electricity and Heat System With Independent Thermal Energy Storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3250-3263.
- [120] CLEGG S, MANCARELLA P. Integrated Modeling and Assessment of the Operational Impact of Power-to-Gas (P2G) on Electrical and Gas Transmission Networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1234-1244.
- [121] ZHANG X, SHAHIDEPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Optimal Expansion Planning of Energy Hub With Multiple Energy Infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2302-2311.

- [122] SALIMI M, GHASEMI H, ADELPOUR M, et al. Optimal planning of energy hubs in interconnected energy systems: a case study for natural gas and electricity[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2015, 9(8): 695-707.
- [123] 黄武靖, 张宁, 董瑞彪, 等. 多能源网络与能量枢纽联合规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5425-5437.
- [124] ZIDAN A, GABBAR H A, ELDESSOUKY A. Optimal planning of combined heat and power systems within microgrids[J]. Energy, 2015, 93: 235-244.
- [125] UNSIHUAY-VILA C, MARANGON-LIMA J W, DE SOUZA A C Z, et al. A Model to Long-Term, Multiarea, Multistage, and Integrated Expansion Planning of Electricity and Natural Gas Systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 1154-1168.
- [126] MARTÍNEZ CESEÑA E A, CAPUDER T, MANCARELLA P. Flexible Distributed Multienergy Generation System Expansion Planning Under Uncertainty[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(1): 348-357.
- [127] 余娟, 马梦楠, 郭林, 等. 含电转气的电-气互联系统可靠性评估[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 708-715.
- [128] 李更丰, 黄玉雄, 别朝红, 等. 综合能源系统运行可靠性评估综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 12-21.
- [129] KOEPPEL G, ANDERSSON G. Reliability modeling of multi-carrier energy systems[J]. Energy, 2009, 34(3): 235-244.
- [130] NAVARRO-ESPINOSA A, MANCARELLA P. Probabilistic modeling and assessment of the impact of electric heat pumps on low voltage distribution networks[J]. Applied Energy, 2014, 127: 249-266.
- [131] MUÑOZ J, JIMÉNEZ-REDONDO N, PEREZ-RUIZ J, et al. Natural gas network modeling for power systems reliability studies[C]//2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, vol. 4. 2003.
- [132] QADRDAN M, WU J, JENKINS N, et al. Operating Strategies for a GB Integrated Gas and Electricity Network Considering the Uncertainty in Wind Power Forecasts[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(1): 128-138.

- [133] 丁涛, 牟晨璐, 别朝红, 等. 能源互联网及其优化运行研究现状综述[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4318-4328+4632.
- [134] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3451-3462.
- [135] 张博文, 孙永辉, 张世达. 基于 SOCP 的综合能源系统日前调度概率最优能量流[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(6): 25-36.
- [136] AGHAEI J, AGELIDIS V G, CHARWAND M, et al. Optimal Robust Unit Commitment of CHP Plants in Electricity Markets Using Information Gap Decision Theory[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2296-2304.
- [137] BIENSTOCK D, CHERTKOV M, HARNETT S. Chance-Constrained Optimal Power Flow: Risk-Aware Network Control under Uncertainty[J]. SIAM Review, 2014, 56(3): 461-495.
- [138] ZHANG H, LI P. Chance Constrained Programming for Optimal Power Flow Under Uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2417-2424.
- [139] VENZKE A, CHATZIVASILEIADIS S. Convex Relaxations of Probabilistic AC Optimal Power Flow for Interconnected AC and HVDC Grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2706-2718.
- [140] WANG Q, GUAN Y, WANG J. A Chance-Constrained Two-Stage Stochastic Program for Unit Commitment With Uncertain Wind Power Output[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(1): 206-215.
- [141] HUO D, GU C, MA K, et al. Chance-Constrained Optimization for Multienergy Hub Systems in a Smart City[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(2): 1402-1412.
- [142] LUBIN M, DVORKIN Y, BACKHAUS S. A Robust Approach to Chance Constrained Optimal Power Flow With Renewable Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3840-3849.
- [143] WAN C, WANG J, LIN J, et al. Nonparametric Prediction Intervals of Wind Power via Linear Programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 1074-1076.

- [144] WAN C, LIN J, SONG Y, et al. Probabilistic Forecasting of Photovoltaic Generation: An Efficient Statistical Approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2471-2472.
- [145] ZUGNO M, MORALES J M, MADSEN H. Robust management of Combined Heat and Power systems via linear decision rules[C]//2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). 2014: 479-486.
- [146] WANG C, JIAO B, GUO L, et al. Robust scheduling of building energy system under uncertainty[J]. Applied Energy, 2016, 167: 366-376.
- [147] WANG R, WANG P, XIAO G. A robust optimization approach for energy generation scheduling in microgrids[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 106: 597-607.
- [148] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 考虑网络约束和源荷不确定性的区域综合能源系统两阶段鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(9): 3090-3100.
- [149] 沈欣炜, 郭庆来, 许银亮, 等. 考虑多能负荷不确定性的区域综合能源系统鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(7): 34-45.
- [150] ZUGNO M, MORALES J M, MADSEN H. Commitment and dispatch of heat and power units via affinely adjustable robust optimization[J]. Computers & Operations Research, 2016, 75: 191-201.
- [151] NAZARI-HERIS M, MOHAMMADI-IVATLOO B, GHAREHPETIAN G B, et al. Robust Short-Term Scheduling of Integrated Heat and Power Microgrids[J]. IEEE Systems Journal, 2019, 13(3): 3295-3303.
- [152] PARISIO A, VECCHIO C D, VACCARO A. A robust optimization approach to energy hub management[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2012, 42(1): 98-104.
- [153] MARTINEZ-MARES A, FUERTE-ESQUIVEL C R. A Robust Optimization Approach for the Interdependency Analysis of Integrated Energy Systems Considering Wind Power Uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 3964-3976.

- [154] MARTÍNEZ CESEÑA E A, MANCARELLA P. Energy Systems Integration in Smart Districts: Robust Optimisation of Multi-Energy Flows in Integrated Electricity, Heat and Gas Networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 1122-1131.
- [155] ROALD L, OLDEWURTEL F, VAN PARYS B, et al. Security constrained optimal power flow with distributionally robust chance constraints[J]. ArXiv preprint 1508.06061, 2015.
- [156] ZHAO C, JIANG R. Distributionally Robust Contingency-Constrained Unit Commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 94-102.
- [157] WANG C, GAO R, WEI W, et al. Risk-Based Distributionally Robust Optimal Gas-Power Flow With Wasserstein Distance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2190-2204.
- [158] BAI L, LI F, CUI H, et al. Interval optimization based operating strategy for gas-electricity integrated energy systems considering demand response and wind uncertainty[J]. Applied Energy, 2016, 167: 270-279.
- [159] JI L, NIU D, HUANG G. An inexact two-stage stochastic robust programming for residential micro-grid management-based on random demand[J]. Energy, 2014, 67: 186-199.
- [160] WANG Y, XIA Q, KANG C. Unit Commitment With Volatile Node Injections by Using Interval Optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3): 1705-1713.
- [161] LIN Q, HUANG G, BASS B, et al. IFTEM: An interval-fuzzy two-stage stochastic optimization model for regional energy systems planning under uncertainty[J]. Energy Policy, 2009, 37(3): 868-878.
- [162] CAI Y, HUANG G, YANG Z, et al. Community-scale renewable energy systems planning under uncertainty—An interval chance-constrained programming approach[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009, 13(4): 721-735.
- [163] BERTSEKAS D P. Nonlinear Programming[J]. Journal of the Operational Research Society, 1997, 48(3): 334-334.

- [164] LI Z, WU W, WANG J, et al. Transmission-Constrained Unit Commitment Considering Combined Electricity and District Heating Networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 480-492.
- [165] FACCI A L, ANDREASSI L, UBERTINI S. Optimization of CHCP (combined heat power and cooling) systems operation strategy using dynamic programming[J]. Energy, 2014, 66: 387-400.
- [166] CORREA-POSADA C M, SÁNCHEZ-MARTÍN P. Gas network optimization: A comparison of piecewise linear models[J]. Optimization Online, 2014.
- [167] ZHOU Q, BIALEK J. Simplified calculation of voltage and loss sensitivity factors in distribution networks[C]//Proc. 16th Power Syst. Comput. Conf.(PSCC2008). 2008.
- [168] CONEJO A J, GALIANA F D, KOCKAR I. Z-bus loss allocation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(1): 105-110.
- [169] LUND H, MÖLLER B, MATHIESEN B, et al. The role of district heating in future renewable energy systems[J]. Energy, 2010, 35(3): 1381-1390.
- [170] LIU X, WU J, JENKINS N, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Applied Energy, 2016, 162: 1238-1250.
- [171] BØHM B, HA S K, KIM W T, et al. Simple models for operational optimisation[R/OL]. Technical University of Denmark. Department of Energy Engineering. 2002. https://www.researchgate.net/publication/228948601_Simple_models_for_operational_optimisation.
- [172] BASU M. Combined heat and power economic emission dispatch using nondominated sorting genetic algorithm-II[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 53: 135-141.
- [173] NAZARI-HERIS M, MOHAMMADI-IVATLOO B, GHAREHPETIAN G. A comprehensive review of heuristic optimization algorithms for optimal combined heat and power dispatch from economic and environmental perspectives[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 81: 2128-2143.

- [174] WÄCHTER A, BIEGLER L T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming[J]. Mathematical Programming, 2006, 106(1): 25-57.
- [175] BERGAMINI M L, AGUIRRE P, GROSSMANN I. Logic-based outer approximation for globally optimal synthesis of process networks[J]. Computers & Chemical Engineering, 2005, 29(9): 1914-1933.
- [176] FARIVAR M, LOW S H. Branch flow model: Relaxations and convexification—Part I[J]. IEEE Transactions on Power Syst., 2013, 28(3): 2554-2564.
- [177] LOW S H. Convex relaxation of optimal power flow—Part I: Formulations and equivalence[J]. IEEE Transactions on Control Netw. Syst., 2014, 1(1): 15-27.
- [178] BOSE S, LOW S H, TEERARATKUL T, et al. Equivalent Relaxations of Optimal Power Flow[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2015, 60(3): 729-742.
- [179] WALSKI T M, CHASE D V, SAVIC D A. Water distribution modeling[M]. Haestad Press, 2001.
- [180] BURGSCHWEIGER J, GNÄDIG B, STEINBACH M C. Optimization models for operative planning in drinking water networks[J]. Optimization and Engineering, 2009, 10(1): 43-73.
- [181] MITRIDATI L, TAYLOR J A. Power systems flexibility from district heating networks[C]//2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). 2018: 1-7.
- [182] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Power Engineering Review, 1989, 9(4): 101-102.
- [183] Gurobi Optimization, LLC. Gurobi Optimizer Reference Manual[EB/OL]. 2019. <http://www.gurobi.com>.
- [184] WAN C, LIN J, GUO W, et al. Maximum Uncertainty Boundary of Volatile Distributed Generation in Active Distribution Network[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 2930-2942.
- [185] MA J, SILVA V, BELHOMME R, et al. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(1): 200-209.

- [186] MANCARELLA P. MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models[J]. Energy, 2014, 65: 1-17.
- [187] JIANG X, JING Z, LI Y, et al. Modelling and operation optimization of an integrated energy based direct district water-heating system[J]. Energy, 2014, 64: 375-388.
- [188] BENONYSSON A, BØHM B, RAVN H F. Operational optimization in a district heating system[J]. Energy Conversion and Management, 1995, 36(5): 297-314.
- [189] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 922-931.
- [190] ELA E, MILLIGAN M, BLOOM A, et al. Incentivizing flexibility in system operations[G]//Electricity Markets with Increasing Levels of Renewable Generation: Structure, Operation, Agent-Based Simulation, and Emerging Designs. Springer, 2018: 95-127.
- [191] HUANG X, XU Z, SUN Y, et al. Heat and power load dispatching considering energy storage of district heating system and electric boilers[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(5): 992-1003.
- [192] LARSEN H V, PÁLSSON H, BØHM B, et al. Aggregated dynamic simulation model of district heating networks[J]. Energy Conversion and Management, 2002, 43(8): 995-1019.
- [193] MÜNSTER M, MORTHORST P E, LARSEN H V, et al. The role of district heating in the future Danish energy system[J]. Energy, 2012, 48(1): 47-55.
- [194] CHRISTIE R. Power systems test case archive[J]. Electrical Engineering dept., University of Washington, 2000.
- [195] SCHNEIDER K P, MATHER B A, PAL B C, et al. Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3181-3188.
- [196] LOFBERG J. YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB[C]// 2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation. 2004: 284-289.

- [197] BAHRAMI S, AMINI M H, SHAFIE-KHAH M, et al. A Decentralized Renewable Generation Management and Demand Response in Power Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(4): 1783-1797.
- [198] CAPITANESCU F, BILIBIN I, ROMERO RAMOS E. A Comprehensive Centralized Approach for Voltage Constraints Management in Active Distribution Grid[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 933-942.
- [199] VENZKE A, HALILBASIC L, MARKOVIC U, et al. Convex Relaxations of Chance Constrained AC Optimal Power Flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2829-2841.
- [200] ZHU D, HUG G. Decomposed Stochastic Model Predictive Control for Optimal Dispatch of Storage and Generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(4): 2044-2053.
- [201] RAIMONDI COMINESI S, FARINA M, GIULIONI L, et al. A Two-Layer Stochastic Model Predictive Control Scheme for Microgrids[J]. IEEE Transactions on Control Systems Technology, 2018, 26(1): 1-13.
- [202] TABONE M D, CALLAWAY D S. Modeling Variability and Uncertainty of Photovoltaic Generation: A Hidden State Spatial Statistical Approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 2965-2973.
- [203] WANG Q, WANG J, GUAN Y. Stochastic Unit Commitment With Uncertain Demand Response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 562-563.
- [204] LIU M B, CANIZARES C A, HUANG W. Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 889-899.
- [205] DŽAFIĆ I, JABR R A, HALILOVIC E, et al. A Sensitivity Approach to Model Local Voltage Controllers in Distribution Networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1419-1428.
- [206] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality[J]. IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995), 2009: 1-94.

- [207] MESBAH A. Stochastic Model Predictive Control: An Overview and Perspectives for Future Research[J]. IEEE Control Systems Magazine, 2016, 36(6): 30-44.
- [208] KERSTING W H. Radial distribution test feeders[C]//2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194):vol. 2. 2001: 908-912 vol.2.
- [209] LANGSON W, CHRYSSOCHOOS I, RAKOVIĆ S, et al. Robust model predictive control using tubes[J]. Automatica, 2004, 40(1): 125-133.
- [210] LANGSON W. Robustifying model predictive control of constrained linear systems[J]. Electronics Letters, 2001, 37: 1422-1423(1).
- [211] KOLMANOVSKY I, GILBERT E G. Theory and computation of disturbance invariant sets for discrete-time linear systems[J]. Mathematical Problems in Engineering, 1998, 4(4): 317-367.
- [212] RAKOVIC S V, KERRIGAN E C, KOURAMAS K I, et al. Invariant approximations of the minimal robust positively Invariant set[J]. IEEE Transactions on Automatic Control, 2005, 50(3): 406-410.
- [213] WAN C, XU Z, PINSON P, et al. Optimal Prediction Intervals of Wind Power Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(3): 1166-1174.
- [214] WAN C, ZHAO C, SONG Y. Chance Constrained Extreme Learning Machine for Nonparametric Prediction Intervals of Wind Power Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020.
- [215] BOYD S, VANDENBERGHE L. Convex optimization[M]. Cambridge university press, 2004.
- [216] BERTSIMAS D, SIM M. The price of robustness[J]. Operations Research, 2004, 52(1): 35-53.
- [217] BORWEIN J, LEWIS A S. Convex analysis and nonlinear optimization: theory and examples[M]. Springer Science & Business Media, 2010.
- [218] 徐青山, 李淋, 盛业宏, 等. 冷热电联供型多微网主动配电系统日前优化经济调度[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1726-1734.

- [219] 吴界辰, 艾欣, 张艳, 等. 配售分离环境下高比例分布式能源园区电能日前优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1709-1719.
- [220] Lingfeng Wang, Chanan Singh. Stochastic combined heat and power dispatch based on multi-objective particle swarm optimization[C]//2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2006: 8-15.
- [221] CRABB J A, MURDOCH N, PENMAN J M. A simplified thermal response model[J]. Building Services Engineering Research and Technology, 1987, 8(1): 13-19.
- [222] SMITH A, LUCK R, MAGO P J. Analysis of a combined cooling, heating, and power system model under different operating strategies with input and model data uncertainty[J]. Energy and Buildings, 2010, 42(11): 2231-2240.
- [223] WAN C, LIN J, WANG J, et al. Direct Quantile Regression for Nonparametric Probabilistic Forecasting of Wind Power Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2767-2778.
- [224] ZHAO C, WAN C, SONG Y. An Adaptive Bilevel Programming Model for Nonparametric Prediction Intervals of Wind Power Generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 424-439.
- [225] SINGH R, PAL B C, JABR R A. Statistical Representation of Distribution System Loads Using Gaussian Mixture Model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 29-37.
- [226] KE D, CHUNG C Y, SUN Y. A Novel Probabilistic Optimal Power Flow Model With Uncertain Wind Power Generation Described by Customized Gaussian Mixture Model[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 200-212.
- [227] DUPAČOVÁ J, GRÖWE-KUSKA N, RÖMISCH W. Scenario reduction in stochastic programming[J]. Mathematical Programming, 2003, 95(3): 493-511.
- [228] HUANG G H. IPWM: an interval parameter water quality management model[J]. Engineering Optimization, 1996, 26(2): 79-103.
- [229] HUANG G H, LOUCKS D P. An inexact two-stage stochastic programming model for water resources management under uncertainty[J]. Civil Engineering Systems, 2000, 17(2): 95-118.

- [230] AHMED S, TAWARMALANI M, SAHINIDIS N V. A finite branch-and-bound algorithm for two-stage stochastic integer programs[J]. Mathematical Programming, 2004, 100(2): 355-377.
- [231] BUORO D, CASISI M, NARDI A D, et al. Multicriteria optimization of a distributed energy supply system for an industrial area[J]. Energy, 2013, 58: 128-137.

作者简历

江艺宝，男，汉族，1993年7月生，河北唐山人，学习经历如下：

2011年9月-2015年6月，浙江大学电气工程学院，电气工程及其自动化专业，工学学士学位；

2015年9月-2020年6月，浙江大学电气工程学院，电气工程专业，工学博士学位，导师宋永华教授，合作导师万灿研究员；

2018年9月-2019年9月，麻省理工学院信息与决策系统实验室，国家公派联合培养博士生，合作导师Audun Botterud博士。

联系方式：

攻读博士学位期间的学术成果与科研奖励

1. 学术论文：

- [1] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Jianhui Wang, Yonghua Song, Zhao Yang Dong. Stochastic receding horizon control of active distribution networks with distributed renewables. *IEEE Trans. Power Syst.*, 34(2): 1325-1341, Mar. 2019.
- [2] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Chen Chen, Mohammad Shahidehpour, Yonghua Song. A hybrid stochastic-interval operation strategy for multi-energy microgrids. *IEEE Trans. Smart Grid*, 11(1): 440-456, June 2019.
- [3] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Audun Botterud, Yonghua Song, Shiwei Xia. Exploiting flexibility of district heating networks in combined heat and power dispatch. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, (DOI: 10.1109/TSTE.2019.2952147).
- [4] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Audun Botterud, Yonghua Song, Zhao Yang Dong. Efficient robust dispatch of combined heat and power systems with constraint tightening. *IEEE Trans. Power Syst.*, (under 2nd review).
- [5] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Audun Botterud, Yonghua Song, Mohammad Shahidehpour. Convex relaxation of combined heat and power dispatch. *IEEE Trans. Power Syst.*, (under 2nd review).
- [6] **Yibao Jiang**, Can Wan*, Yonghua Song, Mohammad Shahidehpour. Convex combined heat and power dispatch model using optimization-based bound tightening, to be submitted to *IEEE Power Engineering Letters*.
- [7] **Yibao Jiang**, Can Wan, Audun Botterud, Yonghua Song. Combined heat and power dispatch using simplified district heat flow model. IEEE Power and Energy Society General Meeting 2019, (best conference paper).
- [8] 丁一, 江艺宝, 宋永华, 郭创新, 金文德, 张利军. ”能源互联网风险评估研究综述(一): 物理层面.” *中国电机工程学报* 36(14): 3806-3816, 2016.
- [9] 江艺宝, 宋永华, 丁一, 郭创新, 金文德, 徐晨博. ”能源互联网风险评估研究综述(二): 信息及市场层面.” *中国电机工程学报*, 36(15): 4023-4033, 2016.

2. 发明专利:

- [1] 万灿, 江艺宝, 宋永华. 一种考虑系统不确定性的微能源网随机区间协同调度方法, 201910519093.1.
- [2] 万灿, 江艺宝, 宋永华, 余鹏. 一种考虑热网储能特性的热电联合调度灵活性评估方法, 201911013472.X.
- [3] 董树锋, 何仲潇, 江艺宝, 徐航. 一种考虑工业园区与工厂互动的综合需求响应方法, 201710461438.3.
- [4] 董树锋, 何仲潇, 江艺宝, 徐航. 一种考虑工业园区与工厂互动的综合需求响应方法, 201710461438.3.

3. 科研奖励:

- [1] 电力系统领域国际顶级会议 2019 IEEE PES General Meeting 最佳论文奖 (Best Conference Paper)
- [2] 入选 2018 年度浙江大学博士研究生学术新星培养计划