

源-网-荷先进绝热压缩空气储能 灵活性建模及运行研究

(申请清华大学工学博士学位论文)

培养单位: 电机工程与应用电子技术系
学 科: 电气工程
研 究 生: 李 瑞
指 导 教 师: 梅 生 伟 教 授

二〇一九年六月

Research on Flexibility Modeling and Operation of Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage at Source-Grid-Load Side

Thesis Submitted to
Tsinghua University
in partial fulfillment of the requirement
for the professional degree of
Doctor of Philosophy

by
Li Rui
(Electrical Engineering)

Thesis Supervisor : Professor Mei Shengwei

June, 2019

关于学位论文使用授权的说明

本人完全了解清华大学有关保留、使用学位论文的规定，即：

清华大学拥有在著作权法规定范围内学位论文的使用权，其中包括：（1）已获学位的研究生必须按学校规定提交学位论文，学校可以采用影印、缩印或其他复制手段保存研究生上交的学位论文；（2）为教学和科研目的，学校可以将公开的学位论文作为资料在图书馆、资料室等场所供校内师生阅读，或在校园网上供校内师生浏览部分内容。

本人保证遵守上述规定。

（保密的论文在解密后应遵守此规定）

作者签名：_____

导师签名：_____

日 期：_____

日 期：_____

摘要

储能技术是提升新能源电力系统运行灵活性的有效方式，在电源侧、网络侧及负荷侧日益得到应用。先进绝热压缩空气储能（Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES）即为一种可灵活部署于源-网-荷侧的清洁储能技术，具有以能量搬移与容量备用为特征的常规灵活性、以热电联供与热电联储为核心的供能灵活性，以及以机械输入与机械输出为内涵的接口灵活性。通过挖掘这三类灵活性，本文系统地研究了网侧储能电站、荷侧能量枢纽、源侧灵活风机等 AA-CAES 典型应用形式的设计、建模、运行及运营方法，以支撑新能源电力系统的运行。

为了刻画先进绝热压缩空气储能的宽工况运行特性，研究了内部能量转换组件（压缩机与透平）、能量转移组件（换热器）的部分负载热力学特性，以及能量存储组件（储气库与储热罐）的热力学动态特性，建立了 AA-CAES 的通用宽工况热力学仿真模型。首先，计及常压、滑压等典型的压缩侧与膨胀侧运行模式，以及供电与热电联供等供能模式，建立了基于热力学第一定律及第二定律的稳态热力学仿真模型；其次，基于仿真模型分析了一典型 AA-CAES 系统的热力学特性及供能特性，为源-网-荷侧各应用形式的建模分析与运行研究提供依据。

为了挖掘能量搬移与容量备用层面的常规灵活性，研究了计及宽工况运行特性的 AA-CAES 储能电站的建模、运行及运营方法。首先，基于宽工况热力学仿真模型，提出了刻画内部压力势能与压缩热能耦合特性的热力学特性曲线簇；其次，基于热力学特性曲线，提出了 AA-CAES 储能电站储气—储热双 SOC 运行模型建模框架与方法；最后，针对风-储协同系统调度运行与日前电力市场运营策略等问题展开研究，为以储能形式应用于电力系统的 AA-CAES 建模及运行提供参考。

为了挖掘热电联供与热电联储层面的供能灵活性，系统研究了 AA-CAES 型能量枢纽的建模、运行及运营方法。首先，设计了基于 AA-CAES 的典型热电联供能量枢纽，并建立了其热电联供运行模型；其次，提出了面向集中运营环境的含 AA-CAES 型能量枢纽的综合能源系统调度方法，建立了基于熵理论的数量-质量联合分析模型，为综合能源系统热电多能流建模提供了思路；最后，提出了面向独立运营环境的 AA-CAES 型能量枢纽在热电综合能源市场的运营策略，为能量枢纽的经济运行提供决策依据。

为了挖掘机械输入与机械输出层面的接口灵活性，系统研究了内嵌 AA-CAES 的灵活风机的设计、建模、运行及运营等方法。首先，设计了内嵌 AA-CAES 的灵活可调度风机，利用压缩储能模式回收高风速时叶片丢弃的风能，利用膨胀释能

摘要

模式填补低风速时短缺的风能；其次，提出了实现内嵌 AA-CAES 的宽工况高效运行策略，建立了灵活可调度风机的能量模型与（双）备用模型；最后，结合含风电电力系统的调度运行与风机的市场运营等问题验证了灵活风机在增加风电可调度性、提高风电功率及电量渗透水平方面的优势。

总之，本文实现了一种“事后补救”与“提前预防”相结合的电力系统灵活性支撑方案，以网侧储能电站与荷侧能量枢纽“被动”满足当前电力系统的灵活性资源需求，提升现有电力系统对新能源的接纳能力；以源侧灵活风机在不增加（未来）风电的接入对系统灵活性资源的需求同时“主动”提供灵活性资源，从而满足未来电力系统对高比例新能源的并网消纳需求。

关键词：先进绝热压缩空气储能；宽工况特性；储气与储热；源-网-荷；灵活性建模

Abstract

Energy storage technology is one of the primary approaches to boost the operational flexibility of power systems with high-penetration renewables, and storage facilities are being gradually utilized at both the source, network, and load side of power systems. Advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES) is one of the most attractive physical energy storage fashion because of its superior flexibilities, including conventional flexibility with energy-shift and power reserve capability, production flexibility regarding multi-carrier storage and poly-generation capability, and interface flexibility with mechanical input and output structure. This paper aims to exploit such kinds of flexibility offered by AA-CAES and provides associated design, modeling, and operation methods for the applications of storage plant, energy hub, and dispatch-able wind turbine at the network, load, and source side, respectively.

To explore the effects of external off-design operation requirements on the part-load behavior of internal components, such as energy conversion module (compressor and turbine), and energy transfer module (heat exchanger), and on the thermodynamic performance of energy storage module (air storage chamber and thermal storage tank), we built a steady-state thermodynamic simulation model for general-purpose realizations of AA-CAES. By exploiting possible pressure control methods, such as the normal and sliding operation for the compressor and expansion train, we built the first law and the second law of thermodynamics-based simulation model. Besides, we investigated the part-load operation performance of a typical AA-CAES system with the built thermodynamic model, which will provide the insights for the modeling of corresponding AA-CAES realizations at the source, network, and load side.

To exploit the conventional energy-shift and power reserve capability, we considered the regular application of AA-CAES as an energy storage fashion in power grids and proposed the modeling and operation methods with the consideration of its part-load operation. Based on the proposed thermodynamic simulation model, we proposed a cluster of thermodynamic feature curves to depict the unique characteristics represented by the coupling and decoupling of air compression heat and air potential energy in the charging and discharging cycle. Moreover, with the thermodynamic feature curves, we proposed the dual-SOC modeling framework and associated models for AA-CAES storage

Abstract

facility by considering the air mass SOC and thermal energy SOC. Last, we justified the effectiveness of dual-SOC models through the operation dispatch of the wind-CAES hybrid system, and the optimal bidding strategy of AA-CAES in the electricity market, to set a reference for the application of the proposed dual-SOC modeling framework.

To exploit the multi-carrier storage and poly-generation flexibility, we investigated the energy hub application of AA-CAES as a flexible load form in the integrated heat-power systems. We constructed two typical forms of AA-CAES based flexible energy hubs and provided the operation model of multi-carrier production. Moreover, we proposed the optimal dispatch model for integrated heat and power energy systems coupled with AA-CAES based energy hub in the coordinated operation setting and formulated a combined quantity and quality operation model to leverage the multi-carrier quality perspective through the exergy method. Besides, we proposed an optimal strategic bidding method to investigate the market participation behavior of a privately-owned AA-CAES energy hub in an envisioned heat and power market to exploit its multi-carrier production flexibility.

To exploit the mechanical interface flexibility, we proposed a novel dispatchable wind turbine with embedded AA-CAES to reduce the uncertainty imposed by the volatile wind energy and proposed associate modeling, dispatch and operation methods. We utilized the air compression cycle to collect the curtailed wind mechanical energy when wind speed is higher than the rated speed and the air expansion cycle to re-fill the shortage of mechanical wind energy once wind speed is lower than the rated one. Moreover, we offered several methods to boost the operation efficiency of AA-CAES with fluctuate wind mechanical energy input and output, and we built the energy and double-reserve model of the proposed wind turbine. Besides, based on energy model, we performed the electricity generation capability evaluation of the dispatchable wind turbine, and proposed the operation dispatch of power systems with high penetration of wind farms and the market operation strategy of the dispatchable wind turbine, to justify its capabilities in boosting wind dispatch-ability, and wind power and electricity penetration level.

In summary, this paper has realized a combination of “after-the-fact remediation” and “precaution prevention” flexibility boosting solution, which utilized the energy storage plant (network side) and the energy hub (load side) to “passively” meet the existing flexible resource requirements of the power systems and the flexible wind turbine (source-side) “actively” provides flexibility with no increment of flexibility demand for its grid-connection, and finally benefits the renewable consumption of power systems.

Abstract

Key words: advanced adiabatic compressed air energy storage; part-load operation; dual-SOC; source-network-load side; flexibility modeling

目 录

第1章 引言	1
1.1 研究背景与研究意义	1
1.1.1 新能源电力系统发展现状	1
1.1.2 压缩空气储能及支撑政策	3
1.1.3 研究意义	5
1.2 国内外研究现状	5
1.2.1 压缩空气储能概念发展与工程示范	5
1.2.2 压缩空气储能系统的三类灵活特性	8
1.2.3 压缩空气储能系统的热力学特性建模与仿真	12
1.2.4 面向电力系统的压缩空气储能系统建模及运行	13
1.2.5 面向综合能源系统的压缩空气储能系统建模及运行	16
1.3 研究目标及主要工作	18
1.3.1 研究目标	18
1.3.2 主要工作	18
第2章 先进绝热压缩空气储能通用宽工况热力学仿真模型	21
2.1 概述	21
2.2 运行模式与供能模式	22
2.2.1 系统结构	22
2.2.2 运行模式（压力视角）	23
2.2.3 供能模式（温度视角）	24
2.3 基于热平衡的宽工况热力学仿真模型	25
2.3.1 能量转换类模块	25
2.3.2 能量转移类模块	31
2.3.3 能量存储类模块	35
2.3.4 运行模式控制模块	38
2.3.5 模型边界条件及性能指标	39
2.4 基于熵平衡的宽工况热力学模型	42
2.4.1 压缩机熵模型	43
2.4.2 空气透平熵模型	43
2.4.3 换热器熵模型	43

目 录

2.4.4 节流阀模型	44
2.4.5 焓效率指标	45
2.5 宽工况仿真平台实现及典型系统热力学特性分析	45
2.5.1 宽工况仿真系统的实现	45
2.5.2 典型系统设计参数	46
2.5.3 设计工况性能	47
2.5.4 部分负载性能	53
2.6 小结	58
第 3 章 网侧先进绝热压缩空气储能电站建模及运行方法	60
3.1 概述	60
3.2 宽工况热力学特性曲线簇	61
3.2.1 组件级部分负载特性的集中表示	61
3.2.2 内部势能-热能双能流耦合关系	62
3.2.3 外部电功率与储/耗气量的耦合关系	64
3.2.4 热力学特性曲线簇	65
3.3 宽工况双 SOC 建模框架及典型模型	65
3.3.1 双 SOC 能量模型	66
3.3.2 双 SOC 能量与备用模型	67
3.3.3 能量与备用模型的扩展	69
3.4 考虑及 AA-CAES 宽工况特性的风-储协同调度运行	70
3.4.1 协同发电能力分析模型	70
3.4.2 模型转化与求解	71
3.4.3 标准风电场算例分析	73
3.5 面向日前电力市场的储能电站市场运营策略	75
3.5.1 竞标模型	75
3.5.2 竞标模型的典型扩展形式	78
3.5.3 模型求解策略	80
3.5.4 IEEE 系统算例分析	82
3.6 小结	85
第 4 章 荷侧先进绝热压缩空气能量枢纽建模及运行方法	86
4.1 概述	86
4.2 先进绝热压缩空气储能能量枢纽设计及建模	87
4.2.1 AA-CAES 型能量枢纽设计	87

4.2.2 AA-CAES 型能量枢纽建模	89
4.3 含能量枢纽的热电综合能源系统的调度运行	91
4.3.1 区域供热网络潮流模型	91
4.3.2 区域配电网潮流模型	93
4.3.3 含 AA-CAES 能量枢纽的热电系统调度模型	94
4.3.4 集中运营热电综合能源系统算例分析	96
4.4 基于熵理论的热电质量-数量联合运行模型	104
4.4.1 热网质量-数量联合模型	104
4.4.2 综合能源系统质量-数量联合模型	106
4.4.3 单热源双负荷系统算例分析	106
4.5 面向热电综合能源市场的能量枢纽竞标策略	107
4.5.1 AA-CAES 型能量枢纽竞标模型	107
4.5.2 模型求解策略	111
4.5.3 独立运营热电综合能源系统算例分析	114
4.6 小结	125
第 5 章 源侧内嵌绝热压缩空气型灵活风机建模及运行方法	126
5.1 概述	126
5.2 内嵌先进绝热压缩空气储能的可调度风机设计	127
5.2.1 灵活可调度风机设计理念	127
5.2.2 宽工况运行特性	130
5.3 灵活可调度风机运行模型	132
5.3.1 能量模型	132
5.3.2 双备用模型	134
5.3.3 自治运行算例分析	135
5.4 含灵活风机的风电电力系统调度运行	138
5.4.1 风机发电能力评估（中国）	138
5.4.2 含风电的电力系统最优调度模型	140
5.4.3 蒙西电网算例分析	142
5.5 面向电量市场的灵活风机的市场运营	146
5.5.1 风机发电能力评估（美国）	146
5.5.2 灵活风机市场竞标策略	149
5.5.3 典型电力市场算例分析	150
5.6 小结	155

第 6 章 结论与展望	156
6.1 主要结论	156
6.2 工作展望	158
参考文献	160
致 谢	171
声 明	174
附录 A 储气库壁面温度求解方法	175
A.1 热传导方程的空间离散化	175
A.2 离散化热传导方程的求解	175
附录 B AA-CAES 能量枢纽市场竞争算例设置	177
B.1 算例与负荷及价格曲线对应关系	177
B.2 能量枢纽市场力检验结果	177
附录 C 内嵌 AA-CAES 的灵活风机性能灵敏度分析	178
C.1 几类典型的灵活风机参数	178
C.2 风机性能及灵敏度分析	178
附录 D 含风电的电力系统调度模型及附加结果	182
D.1 CHP 建模及灵活性约束	182
D.2 火电机组灵活性约束	184
D.3 典型 CHP 机组参数	185
D.4 不同风电装机容量下电量平衡对比图	186
附录 E 美国典型电力市场 2017 年电价曲线	189
个人简历、在学期间发表的学术论文与研究成果	191

第1章 引言

1.1 研究背景与研究意义

1.1.1 新能源电力系统发展现状

日益严峻的全球环境及气候变化挑战，使得大多数国家和地区聚焦于可再生能源的持续开发与高效利用。实现高比例的可再生能源电力供应已渐成共识^[1-3]，欧盟、美国、中国分别提出 2050 年实现 100%、80% 及 60% 的可再生能源电力供应规划^[4]。相应地，美国纽约州出台了于 2030 年实现 50% 可再生能源电量渗透的 REV 2030 Goals 规划^①；2018 年 8 月，美国加州出台了于 2045 年实现 100% 可再生能源电量渗透的 SB100 法案^②。

在高比例可再生能源电力供给实践方面，部分国家和地区已取得初步成效。2016 年，葡萄牙实现了 107 小时的 100% 可再生能源电力供应^③。青海电网于 2017 年 6 月在国内率先实现了“绿电 7 日”运行，以水、风、光等可再生能源供电，期间水电供电 72.3%、新能源（风电与光伏）供电 27.7%，在 100% 可再生能源电力系统方面做了初步探索。2018 年 6 月，青海电网进一步实现了“绿电 9 日”运行，期间水电供电 79.36%，新能源供电 20.74%^④。诚然，当前的新能源电力系统仅能实现较短时间的高比例可再生能源电力供应，如何实现可持续的高比例可再生能源电力供应值得探讨。

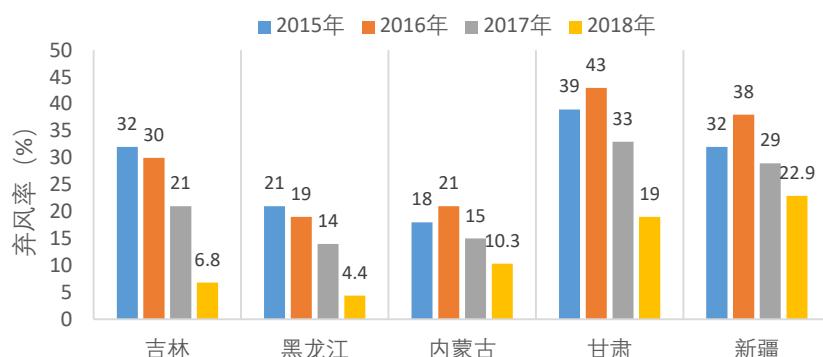


图 1.1 典型省份弃风数据 (2015-2018)

近年来，高比例可再生能源电力系统的发展遇到一定挑战，主要表现为新能

① <https://rev.ny.gov/rev-goals-2030/>

② <https://ca100.org/>

③ <https://reneweconomy.com.au/portugal-reaches-100-renewables-ends-fossil-fuel-subsidies-32820/>

④ http://www.nea.gov.cn/2018-06/27/c_137284329.htm

源电力高比例并网导致的消纳难题与负电价现象。受限于能源结构中煤炭占比高与灵活调节电源容量少等因素^[5]，我国西北、东北等可再生能源装机容量渗透水平较高地区，弃风问题较为严重。2016年，吉林、黑龙江弃风分别达30%与19%，内蒙古弃风达21%，甘肃与新疆弃风分别达43%与38%，如图1.1所示^①。通过可再生能源优先发电、可再生能源电力参与市场化交易、可再生能源电力配额制、省间跨区协调、负荷电气化等措施的逐步实施^②，2017年吉林、黑龙江弃风分别降为21%与14%，内蒙古弃风降为15%，甘肃与新疆分别降为33%与29%；2018年吉林、黑龙江弃风分别降至6.8%与4.4%，内蒙古降至10.3%，甘肃与新疆电网弃风分别降至19%与22.9%。尽管弃风问题有了一定程度的改善，但受限于新能源电力系统本身灵活性资源的缺乏，系统能继续接纳的新能源（容量与电量）比例受限，维持较低的弃风水平的前提是风电装机容量的缓慢增长，如图1.2所示^③。

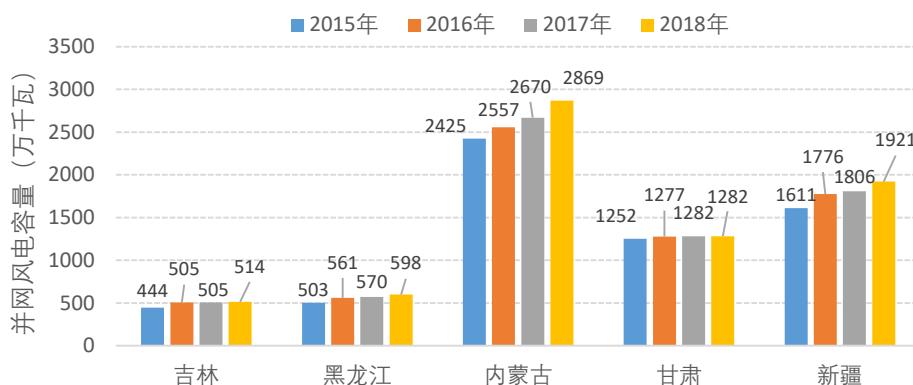


图 1.2 典型省份风电并网装机容量 (2015-2018)

受限于新能源电力的波动性与不确定性，美国、德国等国家出现了较为频繁的负电价现象，且有愈演愈烈之势^[6,7]。以可再生能源资源丰富的美国加州CAISO电力批发市场为例，SP-15节点2014年负电价小时数占比为5.03%，2015年升为5.40%，2016年升至8.33%^[6]。类似地，PJM、ERCOT、ISO-NE、NYISO等电力市场的负电价占比也在（持续）增长，如表1.1所示。新能源机组的不可调度性，使其难以响应（预测的）电力市场电价信号（负电价与峰谷价差等）并调整风电出力，从而影响了风电机组的运行经济性。辨识影响可再生能源电力发展的关键因素，是实现可持续的高比例可再生能源电力供应的前提。

事实上，中国“三北地区”存在的新能源消纳难题与美国、德国等出现的负电价现象主要受新能源电力系统中电源、电网及负荷三侧的因素综合影响，具体表

① 数据整理自国家能源局历年新能源并网报告,<http://www.nea.gov.cn>

② 国家能源局《解决弃水弃风弃光问题实施方案》，国家电网《促进新能源发展白皮书》（2018）。

③ 图中数据整理自国家能源局, <http://www.nea.gov.cn>

表 1.1 美国电力市场典型节点负电价小时数占比变化 (2013-2016)^①

年份	CAISO	ERCOT	NYISO	PJM	ISO-NE
2013	2.26%	0.29%	1.37%	2.41%	0.00%
2014	5.03%	0.67%	2.13%	5.24%	0.76%
2015	5.40%	3.79%	8.56%	11.00%	1.64%
2016	8.33%	3.94%	6.54%	4.01%	2.77%
电价节点	SP-15	West	ZoneD-North	Byron	Maine

^① 表中数据整理自文献 [6]。

现在：1) 受风/光资源与风/光功率间的瞬时强耦合关系，源侧并网的新能源电力具有较强的波动性与随机性，以及不可调度性；2) 网侧的灵活调节容量、输送通道容量等因素的限制，难以以为源侧注入的不确定性提供充足的灵活性资源^[5]；3) 荷侧聚焦于电能形式的消纳模式难以有效发挥终端热电协同调控对新能源电力系统灵活性资源的支撑作用^[8-10]。

1.1.2 压缩空气储能及支撑政策

大规模储能(储电、储热)技术是平滑新能源出力波动性、提高输电通道平均利用率、提供灵活调峰容量及实现新能源电力热电协同调控的主要措施之一^[2,11-13]。为支撑 2050 年可再生能源发展规划，美国、欧洲、中国等市场的储能容量总需求达 450GW^[14]。目前已商业化的大规模物理储能技术主要包括抽水蓄能和压缩空气储能 (Compressed Air Energy Storage, CAES)^④，前者约占全球 141GW (2017 年) 储能容量的 99%，但因建址条件及潜在生态环境等因素，发展已渐趋平缓^[14]。近二十年来，CAES 因容量大、寿命长、响应速度快等优点得到了国内外多个大型企业及研究机构的关注，欧、美、日、中、加等也纷纷部署了 CAES 技术发展路线^[13,15-18]。

先进绝热压缩空气储能 (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES) 是一种通过空气压缩热能的回收再利用摒弃燃料补燃的新型 CAES 技术形式^[19]，其工作原理如图 1.3 所示。压缩储能时，AA-CAES 利用弃风 (光)、低谷电等电能或风能等机械能驱动压缩机，经绝热压缩 (压缩系统) 回收压缩热，解耦存储空气压力势能 (储气库) 和压缩热能 (蓄热系统)；膨胀释能时，通过绝热膨胀 (透平系统^⑤) 利用压缩热能，实现空气压力势能和压缩热能的耦合释能^[13]。

与电池储能、抽水蓄能等储能技术不同，AA-CAES 除了能提供常规储能具有

^④ 本文设定 CAES 指代压缩空气储能技术，不涉及其具体实施方案，如等温、绝热及非绝热等。

^⑤ 文献中透平系统亦称为膨胀系统，本文对二者不加区分。

的能量搬移与容量备用方面的灵活性^[20,21]外，还能为新能源电力系统注入供能灵活性及接口灵活性，主要表现在：1) 蓄热系统（换热器与储热罐）的存在使 AA-CAES 具备了潜在的热电联供与热电联储能力，其既可配置于电力系统电能单能流应用场景，也可应用于区域热电综合能源系统热电多能流场景，具有一定的供能灵活性^[13,15]；2) AA-CAES 可以风能等机械能作为输入接口直接驱动，亦可以输出机械能直接驱动动力机械等，具有良好的接口灵活性，有望实现风-储集成设计，进而从源头上改善风电功率的波动性。

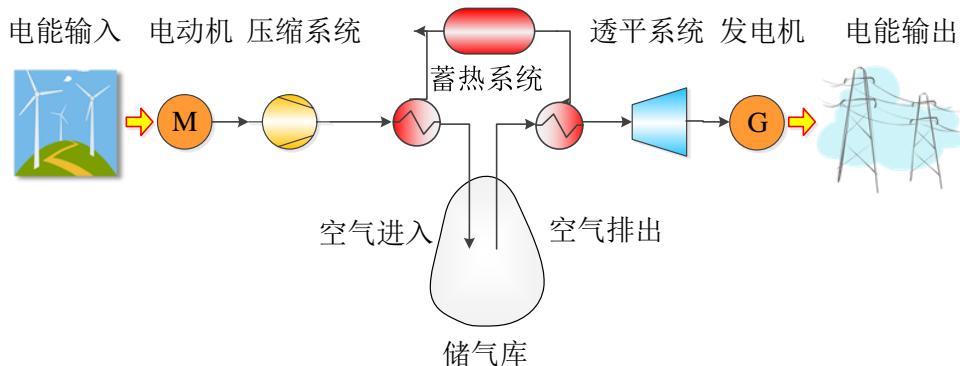


图 1.3 AA-CAES 工作原理示意图

AA-CAES 具有的常规、供能、接口等三类灵活性可为从源—网—荷三侧支撑可持续的高比例可再生能源电力供应提供新的思路，也因此成为目前 CAES 领域的主流技术^[22,23]，备受我国能源电力部门的青睐。2016 年 6 月，CAES 技术被纳入《中国制造 2025—能源装备》计划；与此同时相关储能支撑政策不断出台，加快了储能示范项目的商业化进程^[13,24,25]。《关于推进电能替代的指导意见》^① 鼓励拉大峰谷价差，以提高储能经济性；《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》^② 鼓励储能设施参与辅助服务市场，进一步创造储能收益源；《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》^③，描绘了储能 10 年发展蓝图——“十三五”期间进入商业化初期，“十四五”期间实现规模化发展；《关于进一步深化电力体制改革的若干意见（中发〔2015〕9 号）文》^④ 及系列配套文件为建立健全辅助服务市场及储能参与辅助服务提供了市场条件^[13]。

① http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201605/t20160524_804439.html

② http://zfxgk.nea.gov.cn/auto92/201606/t20160617_2267.htm

③ http://www.nea.gov.cn/2017-10/11/c_136672015.htm

④ http://www.nea.gov.cn/2015-11/30/c_134867851.htm

1.1.3 研究意义

随着压缩机、换热器、储气库、储热及透平膨胀机^①等关键技术的突破^[26,27]，以及国内外多项示范工程的逐步落实与有序推进，AA-CAES 将从平滑新能源电力的波动（源侧）、提供灵活调节容量（网侧）及支撑热电协同调控（荷侧）等方面促进可再生能源电力的可持续高比例接纳。

在电能单能流应用场景下，AA-CAES 可配置在风电光伏场站侧，形成风光/储混合系统承担系统基荷，缓解输电线路阻塞、提高输电线路载荷率、延缓输配线扩容；亦可部署于负荷侧支撑电网削峰填谷，实现能量的时空平移，消纳可再生能源电力承担系统峰荷^[13]。在热电多能流应用场景下，AA-CAES 可作为能量枢纽充当终端冷热电三联供设备，发挥多能互补协同效应，促进可再生能源的高效消纳^[13]。此外，AA-CAES 亦可与风机实现机械接口的集成设计，减弱风功率输出与风速间的瞬时强耦合关系，从源头上改善风电的波动性与不确定性，从而有望降低新能源电力系统对灵活性资源的需求。

AA-CAES 在源—网—荷侧各应用场景的成功应用与推广，离不开对其组件热力学特性、建模设计、调度运行及市场运营理论与方法的研究。本文直面新能源电力系统中的 AA-CAES 技术，聚焦于面向各类典型应用场景的 AA-CAES 高效设计、灵活性建模、调度运行及市场运营等问题，以期从源—网—荷三侧助力可再生能源电力的可持续高比例接纳。

1.2 国内外研究现状

1.2.1 压缩空气储能概念发展与工程示范

1.2.1.1 概念发展

自 1949 年 Stal Laval 公布首个专利至今，CAES 技术已存在多种实现形式，主要包括非绝热型（Diabatic CAES, D-CAES）、绝热型（Adiabatic CAES, A-CAES）及等温型（Isothermal CAES, I-CAES）等。其中，D-CAES 在透平发电过程采用天然气等燃料补燃，而 A-CAES 采用压缩过程收集的压缩热能代替 D-CAES 中的燃料补燃环节，I-CAES 则通过在压缩储能与膨胀释能过程中注入水雾等实现空气的等温压缩与等温膨胀。此外，CAES 还存在多种混合动力循环^[28,29]。

A-CAES 可视为一种“局部准绝热、整体准等温”的 CAES 技术^[30]，是当前 CAES 技术研究与工程示范的主流趋势。考虑到 A-CAES 的清洁特性及 I-CAES 尚未成熟等因素，本文重点关注 A-CAES。事实上，A-CAES 技术的发展历程与整

^① 文献中透平膨胀机存在多种名称，包括膨胀机、空气透平及空气透平膨胀机等，本文不加以区分。

个储能行业发展趋势类似，在不同的历史阶段触发于特定的应用需求，也因此在电力系统中也发挥着不同的功能，如图 1.4 所示。

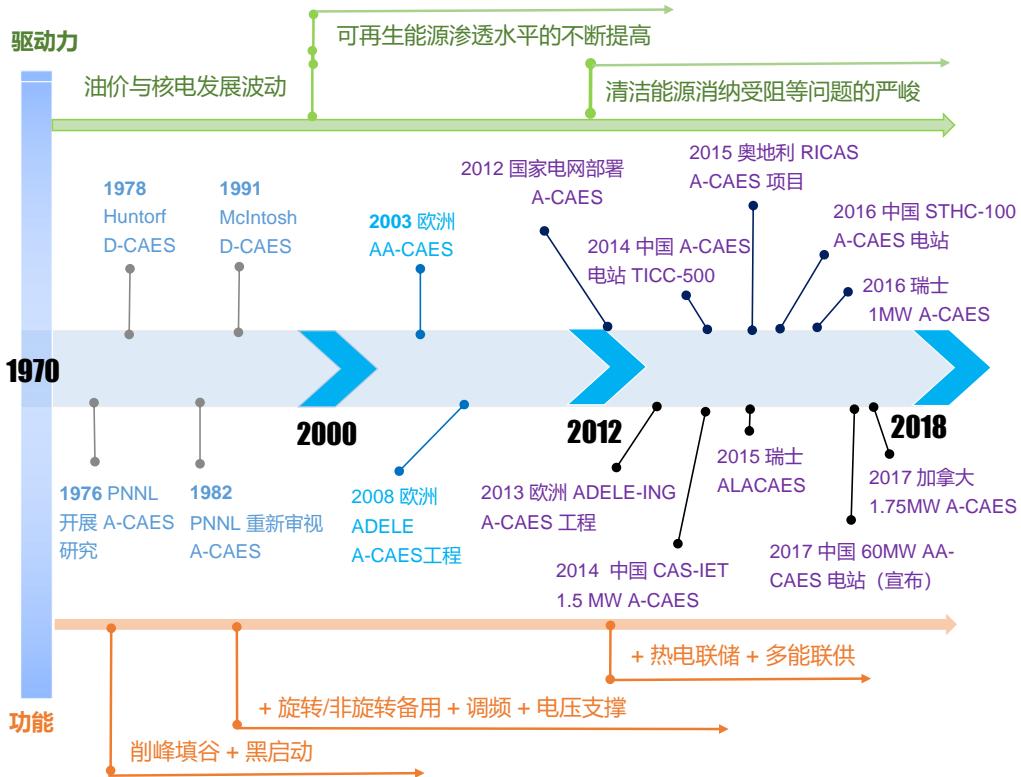


图 1.4 A-CAES 技术发展沿革 (1970-2018)

二十世纪七八十年代，在国际燃气价格上升与燃气调峰机组经济性降低的背景下，欧洲、美国率先开展 D-CAES 技术研究，先后建成德国 Huntorf（1978 年）和美国 McIntosh（1991 年）两座商业电站，用来参与系统调峰和电源备用（黑启动），二者循环效率远高于燃气调峰机组，至今仍运行良好^[13,31,32]。然而，D-CAES 电站在释能发电过程需借助燃料补燃实现高效循环，存在化石燃料依赖、碳排放等问题^[19,33]，使其在天然气资源匮乏地区及当前可再生能源电力系统中的应用受限^[13]。

1976 年，美国西北太平洋实验室（Pacific Northwest National Laboratory, PNNL）开展 A-CAES 技术研究，指出了 A-CAES 摒弃燃料补燃的技术经济优势^[13,34,35]；1982 年，PNNL 等进一步研究明确了在众多 CAES 技术中 A-CAES 的发展潜力^[36,37]。然而，受限于储热技术的成熟度及高成本^[22]，A-CAES 电站的建设成本和技术难度高于 D-CAES 电站^[35]，致使 McIntosh 电站采用了 D-CAES 技术方案。

21 世纪初，环境气候的严峻挑战与新能源电力的并网消纳需求，唤醒了 A-

CAES 技术的研究热潮^[22]。储热技术的逐步成熟及其在集中式光热等领域的成功应用^[27]，使得多个国家和地区聚焦于新一代 A-CAES 技术，即 AA-CAES 技术的研究与工程示范^①。特别地，自 2012 年起，随着新能源电力消纳受阻等问题的严峻，AA-CAES 的热电联供与热电联储特性也逐渐得到关注。

1.2.1.2 工程示范

立足国内，多项 AA-CAES 示范工程有序推进，部分试验系统已开花结果^[13]。2012 年 10 月，在国家电网支持下，清华大学联合中科院理化所、中国电力科学研究院开展 AA-CAES 关键技术研究^[26]。2014 年 3 月，中科院工程热物理研究所建成河北廊坊 1.5MW 先进 CAES 的集成实验系统，完成了 600 小时试验运行和性能测试^②；同年 12 月，清华大学建成安徽芜湖 500kW AA-CAES 实验系统 TICC-500，在国内率先实现储能发电，电换电效率达 41%（初期实验效率 33.3%），综合能量效率达 72%^[13,38,39]。2016 年 8 月，清华大学在青海大学智慧微能源网示范园区投运 100kW 光热复合 CAES 试验系统 STHC-100，并初步完成冷热电三联供试验^[13,40,41]；同年 12 月，中科院工程热物理研究所开展贵州毕节 10MW 级 AA-CAES 系统集成实验与研发平台的联合调试^③。2017 年 5 月，国家能源局批复立项我国首个 AA-CAES 国家示范电站——江苏金坛盐穴压缩空气储能发电系统^[26]；同年 7 月，国家能源局批复立项我国首个以 AA-CAES 为核心的“互联网+”智慧能源示范项目——无为高沟电缆基地智能微电网^[13]^④。2018 年 3 月，国家能源局《2018 年能源工作指导意见》指出，“积极推进江苏金坛压缩空气储能项目，研究推进 100MW 压缩空气储能电站”；2018 年 12 月，金坛压缩空气储能项目开工建设^⑤。

放眼国际，德国、美国、加拿大、奥地利、瑞士等国纷纷宣布、设计或建设多座 AA-CAES 电站^[13,15-17]。2003 年，欧盟委员会资助 AA-CAES 项目，旨在评估面向集中式、分布式及孤岛等应用场景的 AA-CAES 技术方案，并构建具有经济吸引力的概念型电站^[22]。2008 年，德国莱茵集团等启动 ADELE 项目，开展 AA-CAES 技术的可行性论证、概念设计及组件研发等工作^[23]；2013 年，莱茵集团进一步启动 ADELE-ING 项目，研究 AA-CAES 技术的工程特性并评估不同的系统方案^⑥，筹划建设 ADELE 示范电站，设计容量达 300MW/1000MWh，预计循环效率达 66%-70%^⑦^[13]。2013 年，美国 PNNL 评估了 Yakima 结合地热和盐穴

① 我们认为，A-CAES 技术与 AA-CAES 技术并无本质区别，为便于叙述，后文均以 AA-CAES 一并表示。

② http://www.cas.cn/ky/kyjz/201404/t20140403_4085514.shtml

③ http://www.etp.ac.cn/xwdt/kydt/201612/t20161213_4720289.html

④ http://www.nea.gov.cn/136106972_14887900533341n.pdf

⑤ http://www.escn.com.cn/news/show_696396.html

⑥ <http://www.sccer-hae.ch/resources/SymposiumMay2015/Talks/SCCER2015-AdiabaticCAES-Zunft.pdf>

⑦ 2017 年 12 月，由中国盐业公司、清华大学等单位组成的考察团赴德国调研表明，该项目目前已终止。

储气的 AA-CAES 方案^[42] 及其技术经济性^[43]。2015 年, 奥地利启动 RICAS2020 项目评估 AA-CAES 技术的性能与可行性, 并聚焦于研发较具经济性的地下储气方案, 同时构建移动式 AA-CAES 系统^{①[13]}。瑞士 ALACAES 公司致力于研发面向 AA-CAES 的储热技术, 采用隧道和洞穴储气方案评估了 AA-CAES 技术的环境经济潜力, 于 2016 年在瑞士比拉斯卡建成了一座 1MW/MWh AA-CAES 示范系统^{②[13]}, 并在文献 [44,45] 中基于储热系统的实测数据及其它组件的预估性能, 得出了 63%-74% 的电-电循环效率。2017 年 5 月, 加拿大 NRStor 和 Hydrostor 公司开始联合研发大规模 AA-CAES 技术, 目前正在加拿大戈德里奇建设一座基于盐穴储气 1.75MW/7MWh AA-CAES 试验电站^{③[13]}。

毋庸置疑, 上述工程实践极大加强了面向新能源电力系统源、网、荷侧各应用场景的 AA-CAES 设计、建模、运行及运营等理论与方法的研究需求, 而分析 AA-CAES 独特的灵活性特点则是开展相应研究工作的前提。

1.2.2 压缩空气储能系统的三类灵活特性

前已提及, 独特的热力循环与设计理念赋予了 AA-CAES 多种灵活性, 具体包括: 1) 以能量搬移与容量备用为核心的常规灵活性; 2) 以热电联供与热电联储为特点的供能灵活性; 3) 以机械输入与机械输出为内涵的接口灵活性。AA-CAES 的常规、供能及接口等三类灵活性, 为从源、网、荷三侧促进高比例可再生能源电力的可持续供应提供了新视角。

1.2.2.1 常规灵活性: 能量搬移与容量备用

CAES 的大容量特性及优良的动态特性使其具备了长时间的能量储存与搬移功能, 以及良好的容量备用等灵活性支撑能力。实际运行表明, D-CAES 电站具有启动速度快、爬坡率高、工作范围宽及运行模式灵活等优点^[13]。具体表现为: 1) 快速启动能力, 3min—5min 可达 70% 膨胀发电容量, 10min 内实现满功率发电, 5min 内实现满功率压缩^[46]; 2) 高爬坡率, 如 McIntosh 电站爬坡率约为 18MW/min, 高于典型燃气轮机约 60%^[47]; 3) 宽工况运行能力, 如 McIntosh 电站透平机械设计及控制方案提供方 Dresser-Rand 公司拥有的 SMARTCAES 在发电和压缩环节均可实现 25%-100% 负载运行^④; 4) 灵活的运行模式, 既可以超前功率因数运行的电动机模式压缩储能和提供无功, 亦可以单位或滞后功率因数运行的发电机模式膨胀释能,

① <https://www.sintef.no/en/projects/ricas-2020-design-study-for-advanced-adiabatic-com/>

② <https://alacaes.com/>

③ <https://www.energy-storage.news/news/canadian-firms-nrstor-and-hydrostor-partner-up-on-utility-scale-adiabatic-c>

④ <http://www.dresser-rand.com/industries/energy-environment/compressed-air-energy-storage/>

抑或是以同步调相模式提供动态无功支撑^[48,49]。上述优良动态特性使 D-CAES 电站具备了调频、备用、无功调节及黑启动等功能，可为电网相关服务提供灵活性支撑，也为 D-CAES 电站的市场运营提供了多个收益源，有利于提高其竞争力与经济性^[13]。

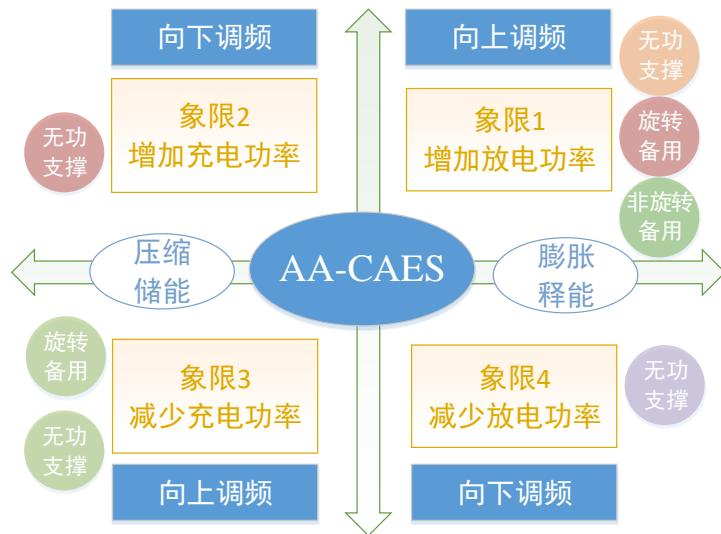


图 1.5 AA-CAES 辅助服务功能示意图

不同于 D-CAES 电站，AA-CAES 采用蓄热系统代替燃料补燃，压缩机与膨胀机一般不共轴^①，从而能够减少压缩、停机（静置）、膨胀模式间的切换时间，提高了压缩环节的响应速度^[13]，具有比常规 D-CAES 电站更为优良的调频、旋转备用等辅助服务特性^[50]，如图 1.5 所示。以调频为例，当电网频率下跌时，AA-CAES 电站可通过增加膨胀（发电）功率或减少压缩（充电）功率为系统提供向上调频容量；当电网频率过高时，AA-CAES 电站可通过减少膨胀功率或增加压缩功率为系统提供向下调频容量^[13]。同时，AA-CAES 电站在压缩储能与膨胀释能过程中均可为电网提供旋转备用容量，在膨胀释能过程中还可提供非旋转备用容量^[13]。此外，AA-CAES 电站在压缩和膨胀过程中的无功支撑能力使其能为电网提供一定的无功支撑^[49]。

需要说明的是，1) 与电池储能不同，AA-CAES 的调频、备用容量等将受到其蓄热系统、储气系统及供能特性的影响^[51]；2) 由于蓄热系统（及换热器）的传热动态一般比燃烧过程慢，采用蓄热系统代替天然气补燃环节后可能会降低 AA-CAES 在膨胀释能过程的响应速度^{②[13]}。

① D-CAES 一般采用共轴方案的原因在于其设计理念源于内含共轴压缩机与膨胀机的燃气轮机。

② 部分文献对此观点不一致，如文献 [51] 认为蓄热系统会比补燃环节更易提高响应速度。

1.2.2.2 供能灵活性：热电联储与热电联供

AA-CAES 包含压缩机、膨胀机、换热器、蓄热系统、储气库等组件，各组件的热力学特性紧密耦合^[13]。换热器及蓄热系统的存在使 AA-CAES 电站可利用富余的压缩热能（或外部扩展热源）供热，具备了热电联供特性，提高了综合能量效率^[13]。AA-CAES 电站的电能存储与热量存储特性赋予其热电联储能力，为其提供了良好的供能灵活性，适宜在分布式多能联供场景应用，如区域综合能源系统中实现热电协同调控^[52,53]，进而提升新能源电力的渗透水平。

AA-CAES 具备的结构层面的灵活扩展能力，可以增强其热电联储与热电联供能力。通过辅助电加热单元^[54]、光热收集单元^[55,56]等外部扩展热源，扩展后的系统具有更强的热电联供与联储能力，提升了 AA-CAES 的供能灵活性。图 1.6 给出了一种具有外部扩展热源的 AA-CAES 系统结构，可以实现灵活的热电联供与热电联储功能，是一种典型的热电清洁能量枢纽^[13]。文献 [40,41,57] 所构建的光热复合压缩空气储能系统即为一种采用槽式集热辅助单元的多能联供型 AA-CAES 能量枢纽。此外，文献 [58] 也给出了一种结合光热或低中温废热的 AA-CAES 系统，在增强供能灵活性的同时，可以降低系统成本。

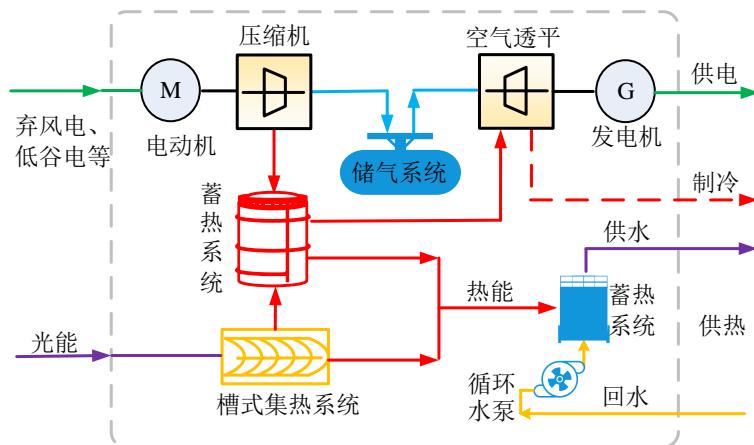


图 1.6 典型 AA-CAES 能量枢纽的结构

事实上，AA-CAES 可引入的电加热、光热等结构，本质上可视为接口灵活性。但是，本文关注的接口灵活性特指 AA-CAES 整体与新能源电力系统的机械能（非电）输入与机械能（非电）输出接口，而增设补热环节等改善 AA-CAES 多能联供能力的结构灵活性被纳入供能灵活性。

1.2.2.3 接口灵活性：机械输入与机械输出

不难发现，图 1.3 中 AA-CAES 的输入与输出端分别采用电动机与发电机实现与电力系统的电能形式接口。事实上，我们可以直接采用风能等机械能驱动 AA-CAES 中的压缩机（省去压缩机前面的电动机），如文献 [35,59–61] 设计的风-储集成系统；同时，也可直接利用 AA-CAES 透平膨胀机输出的机械能（省去膨胀机后面的发电机），无需将其转化为电能，如法国 MDI 公司的压缩空气动力汽车 AIRPod^①。如此，我们可以有效地利用风能直接驱动压缩机或直接输出机械能，实现风-储集成设计，从而有望降低风机存在的风速与风电输出功率之间的瞬时强耦合性以及新能源电力系统对灵活性资源的需求。本文将 AA-CAES 的这一灵活特性称之为接口灵活性。相比于 AA-CAES，电池等其它储能技术必须以电能输入与电能输出作为其与电力系统的接口，其灵活性较差。

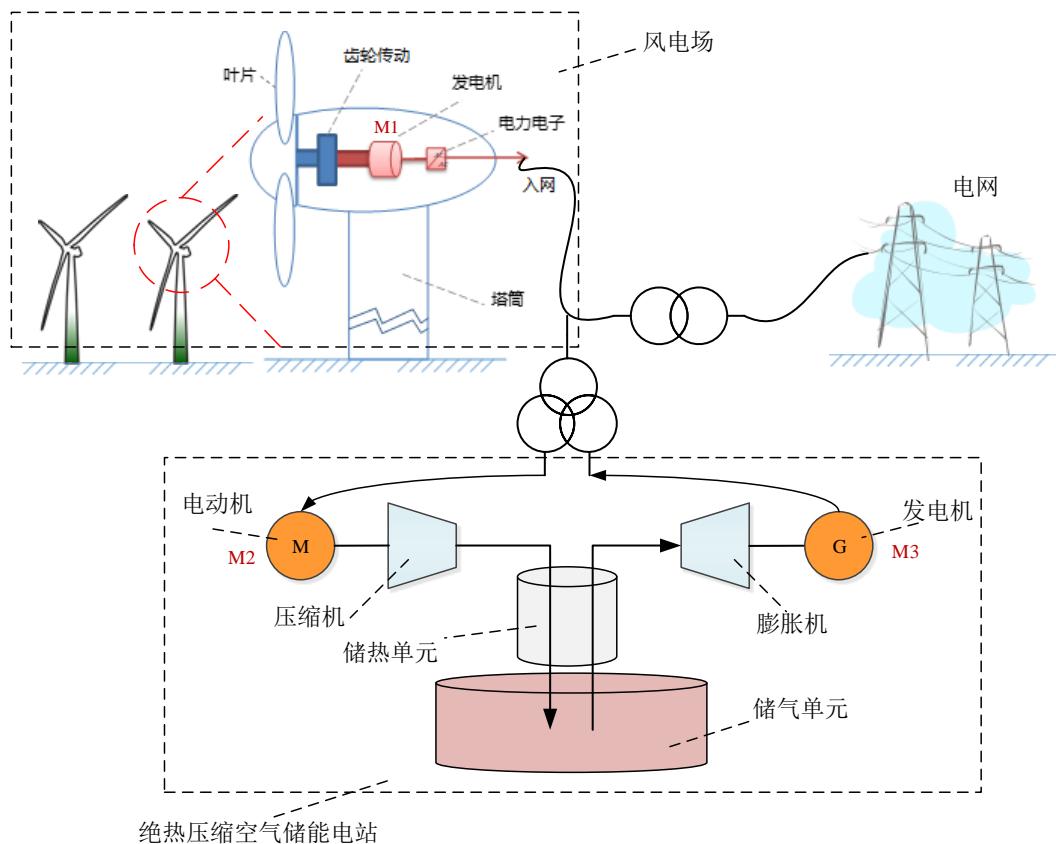


图 1.7 风-储协同系统中的 AA-CAES 接口灵活性示例

以图 1.7 所示的风电场与储能（AA-CAES）混合系统的经典配置结构为例，我们分析需挖掘接口灵活性的典型场景。由于 AA-CAES 储能电站的压缩机及膨胀机需分别配设电动机与发电机，风-储混合系统一般至少含有三个电机 M1-M3。然

^① MDI: Motor Development International.

而,三个电机均存在一定程度的容量浪费问题,具体地:1)风机内部的发电机M1因可利用风能的大小在风速低于风机额定风速时存在着不同程度的容量浪费问题(风速越低问题越严重);2)M2在AA-CAES膨胀释能过程与静置时存在100%的容量浪费;3)M3在AA-CAES压缩储能过程与静置时存在100%的容量浪费;4)在风电上网不受限时段,由于AA-CAES储能系统无需运行,M2与M3完全静置。换言之,风-储(AA-CAES)混合系统中M2与M3的利用率远低于应用于负荷侧从电网进行储能的AA-CAES电站。若能挖掘AA-CAES的接口灵活性,直接采用风机叶片的(富余)机械能驱动压缩机以及采用膨胀机(与风机叶片共同)驱动风机内部的发电机M1,实现风-储集成设计,则有望省下风-储协同系统中AA-CAES包含的电动机M2与发电机M3,从而在改善M1-M3的容量浪费问题的同时,平滑了风电出力的波动性,从源头上赋予风电可调度性,降低了电力系统为实现高比例新能源电力供应而新增风电装机容量时(可参见图1.2)对灵活性资源的需求。

1.2.3 压缩空气储能系统的热力学特性建模与仿真

AA-CAES具有的常规、供能及接口灵活性使其既可应用于电力系统削峰填谷^[62,63]、频率调节^[21,64]、旋转备用^[21,64]、无功支撑^[48,49]、黑启动^[46]等场景,亦可应用于热电联供系统或分布式能源系统^[13,52,53,65]。在上述典型应用场景中,AA-CAES将可能频繁处于宽工况(off-design)运行条件,导致内部压缩机、换热器、膨胀机等组件的部分负载运行(part-load)^①,从而引起AA-CAES整体运行性能的变化。同时,压缩机、换热器、膨胀机、储热罐、储气室等组件间的热力学特性高度耦合,彼此之间相互影响。在此背景下,建立计及组件部分负载运行特性的宽工况热力学仿真模型对分析AA-CAES内部的热力学特性及外部的供能特性具有重要意义。

当前在AA-CAES热力学特性仿真分析方面,一般采用固定效率模型来描述内部组件的功-能转换关系,也有部分文献研究了计及部分负载运行特性的仿真模型。文献[66]指出二次曲线描述质量流率增减(部分负载运行)导致的压缩机与膨胀机效率变化特性,并研究了换热器的关键参数对AA-CAES系统性能的影响。文献[67]给出了燃气轮机内部的压缩机与膨胀机在部分负载运行时压缩比、膨胀比及等熵效率随质量流率的解析关系。文献[68]利用该解析式,建立了填充床储热型AA-CAES的热力学仿真模型;然而,该文对储气库与壁面换热问题的处理过于简单,同时未考虑换热器的部分负载特性。文献[69]基于文献[67]中的压缩机及透平的部分负载特性曲线,研究了D-CAES电站透平侧的定压及滑压运行模式;但该文采用等温模型刻画储气库的动态特性,未能计及空气进出储气库以及储气

^①为了避免歧义,本文称AA-CAES系统级的非额定运行为宽工况运行,称内部组件级的非额定运行为部分负载运行。

库与周围环境间传热引起的库内空气温度变化对透平侧热力学特性的影响。

在首级压缩机的压缩热供暖的假设下，文献[70]分析了额定运行工况下压缩机与膨胀机在定压、滑压等运行模型时的热电联供特性，但未考虑压缩机、膨胀机及换热器等组件的部分负载特性。基于额定运行工况的假设，文献[71]建立了储气库动态模型，并评估了储气库的㶲存储能力。文献[72]基于定压储气库模型，研究了微型压缩空气储能在额定运行工况下的能量特性及㶲特性。文献[73]分析了基于额定运行工况的AA-CAES中储热系统的热力学动态对AA-CAES特性的影响，但未考虑宽工况及多能联供。文献[74]给出了顺流、逆流及管壳式等不同种类换热器的部分负载运行特性，文献[68]利用该模型研究了填充床储热型AA-CAES的宽工况运行特性。文献[27]给出了适应于集中式光热电厂的储热技术及运行模型，为分析AA-CAES中储热系统的能量及㶲特性提供了参考。文献[75]研究了一典型四级压缩一两级膨胀AA-CAES系统的额定设计工况运行特性，并考虑了储气库温度与压力变动对运行性能的影响，但未计及压缩透平机械的部分负载运行特性，也未考虑运行模式对AA-CAES的影响。

总之，当前在计及压缩机、膨胀机、换热器等组件的部分负载特性以及储气库与储热系统动态特性的AA-CAES宽工况热力学特性仿真方面的研究尚不充分，难以有效支撑面向电力系统与综合能源系统应用的AA-CAES各灵活性应用场景的建模分析、调度运行及市场运营等问题。

1.2.4 面向电力系统的压缩空气储能系统建模及运行

AA-CAES技术在电力系统的应用推广离不开相应的调度运行及市场运营方法的支撑^[13]。然而，正如第1.2.1节评述可知，当前AA-CAES技术尚处于工程示范阶段，国际上对其运行建模、调度运行及市场运营方面的研究极为匮乏，但已有较多文献探讨了D-CAES电站的相关建模与分析方法。尽管AA-CAES在一定程度上类似于D-CAES电站，但换热器及蓄热系统赋予的内部空气压力势能与压缩热能在压缩储能（膨胀释能）过程的解耦存储（耦合释能）特性，使得AA-CAES的建模分析拥有独特之处。

1.2.4.1 调度运行

在AA-CAES储能电站的运行及运营过程中，电网、电厂或第三方主体等投资者最为关心的问题之一即为经济性^[13]。文献[76]建立了D-CAES电站状态空间模型以监测储气库运行状态，并在给定地理条件下评估了压缩机容量、透平容量、充电时间、放电时间等参数配置对系统经济性的影响。文献[62]以最大化日前电

量市场和辅助服务市场的套利为目标，分析了不同商业模式下 D-CAES 电站在法国电力市场中的运行经济性。文献 [77] 针对 ERCOT 电网的研究表明，当风电和光伏容量渗透水平达 80% 时，CAES 等大规模储能技术是维持弃光、弃风率低于 10% 的必要手段。文献 [78] 评估了 D-CAES 电站在降低市场电价与电力系统生产成本方面的潜力。国际能源气候环境领域知名学者，哈佛大学 David Keith 教授在文献 [79] 中从功率投资和容量投资成本角度评估了储能电站的经济性，指出尽管 AA-CAES 的效率低于其它大规模储能技术，但在新能源电力系统深度低碳化及当前的投资现状下，AA-CAES 是最具经济性的大容量清洁储能技术。

在调度运行方面，文献 [80] 采用等效电池模型^①描述 D-CAES 电站的运行特性，研究了含 D-CAES 电站的电力系统机组组合问题，从节点边际电价、削峰填谷、输电线阻塞管理、弃风及环境效益等方面分析了 D-CAES 电站对电力系统运行的影响。文献 [81] 采用概率最优潮流模型，计及储能电站对市场电价的影响，研究了高风电渗透水平下电力系统中 D-CAES 电站的运行策略；算例表明，在风电电量渗透水平为 20% 时仅靠电量套利不足以平衡 D-CAES 电站的运行成本，需要新能源容量补贴等其它收益；当风电电量渗透水平达 45% 时，通过电价套利可确保电站经济性。针对含 D-CAES 电站的电力系统机组组合和经济调度问题，文献 [82] 分别采用等效电池模型与计及储气库动态对压缩机和透平运行影响的热动态模型，评估了 D-CAES 电站对消纳爱尔兰电力系统中风电的作用，并指出等效电池模型所得结果过于乐观。文献 [83] 基于 CAES 储气库压力与温度的详细动态模型，建立了具有较高准确度与较低计算复杂度的储气库双线性模型；进一步，文献 [84] 将该双线性模型应用于含 D-CAES 电站的电力系统机组组合问题。

文献 [85] 研究了电量和辅助服务联合市场中 D-CAES 电站的最优配置方案，对比了配置储能与扩建输电线两种方案，并构建了经济性评估指标，以为储能投资者的决策提供参考。文献 [86] 提出了含 D-CAES 电站的孤岛微电网双层规划方法，上层为定容问题，下层为含旋转备用需求的机组组合问题。然而，上述文献并未计及 D-CAES 电站宽工况运行特性的影响等实际运行问题，研究结论过于乐观。文献 [87] 研究了含 D-CAES 电站的电力系统日前日内协调调度策略，实现了 D-CAES 电站电量及旋转备用容量的协同优化调度。文献 [48] 研究了 D-CAES 电站作为调相机的可行性，指出 D-CAES 支撑失速型风机无功的优势。文献 [49] 探讨了 AA-CAES 系统的调相运行模式，为计及 AA-CAES 的无功支撑能力构建电力系统优化调度模型提供了初步依据。文献 [51] 详细分析了 AA-CAES 电站的备用特性，建立了计及 AA-CAES 备用特性的电力系统调度方案。但文献 [51] 与 [87]

^① 本文所指的等效电池模型为采用充电效率及放电效率等描述储能水平的（简化）效率模型。

中的相关模型过于复杂，难以有效刻画系统宽工况运行对内部组件部分负载特性以及对外部供能特性的影响。

综上，当前研究大多采用等效电池模型描述 CAES 的运行特性，未考虑运行过程中的宽工况特性对系统对外运行性能的影响，导致运行调度策略过于乐观^[13]。同时，上述研究大多针对传统 D-CAES 电站，较少涉足 AA-CAES 电站的调度运行问题，不利于发挥 AA-CAES 的常规灵活性对新能源电力系统的支撑作用。

1.2.4.2 市场运营

目前全球储能市场中抽水蓄能电站的装机容量约占 99% 以上，其市场运营技术较为成熟。当前，我国抽水蓄能电站运营一般采用容量电价和电量电价^[88,89]。类似抽水蓄能电站，AA-CAES 电站在建设初期可由电网、电厂或第三方投资主体投建，建成后可以独立运营主体等形式参与市场运营^[13]。然而，国家能源局在批准江苏金坛 AA-CAES 示范项目时并未给出其运营模式，因此有必要重视 AA-CAES 电站的市场运营技术，以为实际 AA-CAES 电站的商业运行提供参考^[13]。

大容量及小容量 CAES 电站可分别以价格影响者（Price-maker）与价格接受者（Price-taker）的角色参与电力市场电量、辅助服务、实时交易等运营^[13,90]。作为价格接受者，CAES 电站的压缩储能与膨胀释能行为不影响市场电价，因此可通过预测市场电价实现储能电站的市场运营^{①[13]}。作为价格影响者，大容量 CAES 电站可以储能与释能电价及对应的电量为竞标标的，通过参与电力市场的策略竞价影响市场价格，进而最大化运行收益^[13,91]。

文献 [92] 采用价格接受者机制，给出了较具实际意义的 D-CAES 电站的运行策略，以克服电价预测误差等带来的预估收益乐观等问题。文献 [93] 研究了 D-CAES 电站在欧洲电力市场的套利策略，并指出在煤炭占比较大的电力市场中 CAES 电站具有较大的套利收益。为规避价格预测误差带来的套利风险，文献 [94] 提出了基于信息鸿沟决策理论的 D-CAES 电站竞价策略，给出了价格处于最大变化区域时确保最低利润的鲁棒竞价策略，以及在有利价差下获取最高利润的乐观策略。文献 [95] 考虑了电力市场价格的不确定性，采用等效电池模型建立了面向日前电力市场的商业运营 D-CAES 电站的鲁棒竞标策略。

事实上，文献 [94,95] 均基于等效电池模型分析 D-CAES 电站的竞价策略，并未计及宽工况运行下内部组件的部分负载特性对套利收益的影响。文献 [96] 考虑了压缩机、透平的部分负载效率特性，研究了 D-CAES 电站在日前电量和备用联合市场中的竞价策略；研究表明，在电量市场中不考虑部分负载运行特性时等效

^① 市场参与主体以 Price-taker 参与市场竞标的问题又称为 Self-scheduling。

电池模型具有可接受的准确度，但当 D-CAES 电站同时参与日前电量和备用市场时等效电池模型具有明显误差^[96]。然而，文献 [96] 假定 D-CAES 是价格接受者，不影响市场价格，同时也没有考虑换热器等 AA-CAES 必备组件的部分负载运行特性。

综上，当前研究主要面向目前已实现商业运营的 D-CAES 电站的调度运行及市场运营问题，鲜有文献针对正在建设的 AA-CAES 电站的运行调度、市场运营展开研究，也很少计及 AA-CAES 内部特有的换热器及蓄热系统等组件的部分负载特性与热力学动态特性^[13]。同时，大多研究以价格接受者机制研究 CAES 电站的市场运营，难以适用于大容量 AA-CAES 储能电站接入电网对市场电价的影响特性，导致计及宽工况运行特性的 AA-CAES 灵活性建模及调度运行相关理论与分析方法的缺乏^[13]。从而，不利于挖掘 AA-CAES 具有的以能量搬移及容量备用为特征的常规灵活性对实现可持续的高比例可再生能源电力供应目标的支撑作用。

1.2.5 面向综合能源系统的压缩空气储能系统建模及运行

与 D-CAES 不同，AA-CAES 采用蓄热系统（或外部扩展热源）实现了空气压缩热能（或环境余热）的回收和再利用，蓄热系统中的剩余热量或透平的高温乏气可进一步通过“温度梯级利用”实现供热，透平低温排气或辅助热驱动制冷机后亦可提供冷量^①，从而提升了能量综合利用效率^[52,53,73]。AA-CAES 电站的热电联供、热电联储能力使其在热电综合能源系统中得以应用，具体主要聚焦于两方面，一是小型分布式多能联供系统，二是大型热电联供电站^[13]。

1.2.5.1 小型分布式多能联供系统

在小型分布式 CAES 多能联供可行性方面，文献 [97] 开展了由风电、燃气轮机、储气库、吸附式制冷机等构成 CAES 冷热电三联供系统的能量及㶲分析。文献 [98] 对 CAES 多能联供系统进行了㶲经济分析，并基于微分演化算法权衡总体㶲效率及生产成本。文献 [99] 提出了一种基于储热技术及 D-CAES 技术的分布式能源系统，并进行了效率评估。文献 [100] 提出了一种基于 D-CAES 的风-光-储混合多能联供系统，采用光热补热实现电能和热能的稳定供应，并结合有机朗肯循环实现不同品位热能的综合梯级利用。文献 [101] 采用热力学第一定律和第二定律对比分析了绝热、近似等温等模式下，基于 D-CAES 的小型分布式供能系统的运行特性，指明了小型 D-CAES 系统应用于分布式能源领域的可行性。文献 [73] 通

^① 透平乏气（排气）的温度可通过膨胀释能阶段换热器换热量的大小来调节，若换热量足够多，透平入口空气温度高，相应的排气温度也高，若换热不充分，透平入口空气温度低，相应的透平排气温度也较低。

过典型系统参数分析指出，AA-CAES 达到最大发电效率时尚有剩余压缩热能可用于供热。

文献 [102] 构建了一种新型的过冷式 (sub-cooled) AA-CAES 系统，其电-电转换效率及电-热转换效率分别达 30.6% 与 32.3%，并分析了其在接入小型区域供热管网以及为电网提供辅助服务的潜力。文献 [52,103] 提出了基于 AA-CAES 的冷热电三联供系统，并分别进行了热动态和经济性分析；该系统采用压缩热提供热水，利用透平乏气制冷。文献 [35] 给出了 AA-CAES 系统供电、热电联供模式下的分布式能源系统模型，分析了系统供能模式与透平机械效率、压比、换热器传热系数等参数的关联性。为提高 AA-CAES 系统的供能经济性，文献 [57] 提出了一种分布式光热复合压缩空气储能系统，采用压缩热供暖，利用槽式解热系统收集的热能供透平发电使用，并进行了额定工况下的系统性能分析。文献 [54] 提出了一种利用富余风电加热储热罐的混合热型 AA-CAES 系统，旨在解决压缩机排气温度（远）低于储热介质最高温限造成的储热介质热容量浪费问题，以期提升单位工质（高压空气）做功能力。

1.2.5.2 大型热电联供系统

在 CAES 接入供热管网构建大型热电联供枢纽电站方面，文献 [104] 提出采用蓄热系统收集 CAES 压缩热的方案，并将储热罐接于区域供热管网以供应商业及居民热负荷；熵及熵经济分析表明，配置储热罐的 CAES 电站作为热电联储系统及热电联供电站满足多能流需求的方案具有可行性。文献 [105] 提出了一种新型 CAES 结构 (Distributed CAES)，通过将压缩机配置于供热管网热负荷附近以满足供热需求，从而利用 Distributed CAES 作为能源集成站耦合区域热网和电网。进一步，文献 [106] 分析了 Distributed CAES 电站的热动态特性，文献 [53] 利用 Alberta 实际市场数据分析了 Distributed CAES 实现电力套利的经济性，并研究了热负荷、储气室容量、透平压缩比及压缩空气管道对 Distributed CAES 经济性的影响。文献 [65] 建立了计及热动态特性的 AA-CAES 多能互补模型，采用富余压缩热供热，用 AA-CAES 作为能量枢纽耦合电网和区域热网，发挥多能协同效应。

需要说明的是，无论是针对小型分布式多能联供系统，还是大型热电联供电站，当前研究并未给出 AA-CAES 热电联供时不同能流间的相互制约关系，对热电联供型 AA-CAES 同时参与热电协同调度运行及市场运营等问题的研究比较匮乏^[13]，不利于挖掘 AA-CAES 具有的以热电联供与热电联储为核心的供能灵活性对实现可持续的高比例可再生能源电力供应目标的支撑作用。

1.3 研究目标及主要工作

1.3.1 研究目标

新能源电力系统的可持续发展越来越多地依赖于系统中的灵活性资源，而高效灵活的储能技术是向电力系统注入灵活性的有效方式，并在电源侧、网络侧及负荷侧日益得到应用。AA-CAES 是一种可灵活部署于源-网-荷侧的清洁储能技术，具有能量搬移与容量备用的常规灵活性、热电联供与热电联储的供能灵活性，以及机械输入与机械输出的接口灵活性等独特优点。本文以挖掘 AA-CAES 的这三类灵活性为目标，旨在系统研究以储能形式应用于电网侧的先进绝热压缩空气储能电站、以能量枢纽形式应用于负荷侧的先进绝热压缩空气灵活负荷、以风储集成形式应用于电源侧的内嵌先进绝热压缩空气储能的灵活风机的设计、建模、运行及运营方法，以充分发挥 AA-CAES 独特的储能循环对新能源电力系统的支撑作用。

事实上，无论以何种形式应用，在新能源电力系统中的 AA-CAES 需实现宽工况运行。只是源、网、荷各侧因其它灵活性资源的差异及实现形式的差别，存在的宽工况运行程度不同而已。这种外界应用导向的宽工况运行条件要求，造成了 AA-CAES 内部能量转换组件（压缩机与空气透平）、能量转移组件（换热器）的部分负载运行条件，同时也影响了能量存储组件（储气库与储热罐）的动态特性。在此背景下，我们需要重新审视 AA-CAES 系统的整体热力学特性，以有效表征宽工况运行要求对内部组件级的部分负载热力学特性以及系统运行特性的影响。

1.3.2 主要工作

本文主要研究内容及组织结构如图 1.8 所示，具体研究工作如下：

在宽工况热力学特性仿真建模方面，构建了计及组件部分负载运行特性的 AA-CAES 通用宽工况热力学仿真模型，并基于此分析了典型系统的运行性能。具体地：1) 计及定压一定压、定压—滑压、滑压一定压、滑压—滑压等典型运行模式（压力视角），构建了基于热力学第一定律与热力学第二定律的电能供应与热电联供（温度视角）的通用稳态热力学仿真模型；2) 采用构建的热力学仿真模型分析了典型 AA-CAES 系统在不同运行条件下的内部热力学特性及系统的整体供能特性，为网侧储能电站、荷侧能量枢纽及源侧风储集成等三种场景下对应 AA-CAES 应用形式的灵活性挖掘及运行模型的建立奠定基础。

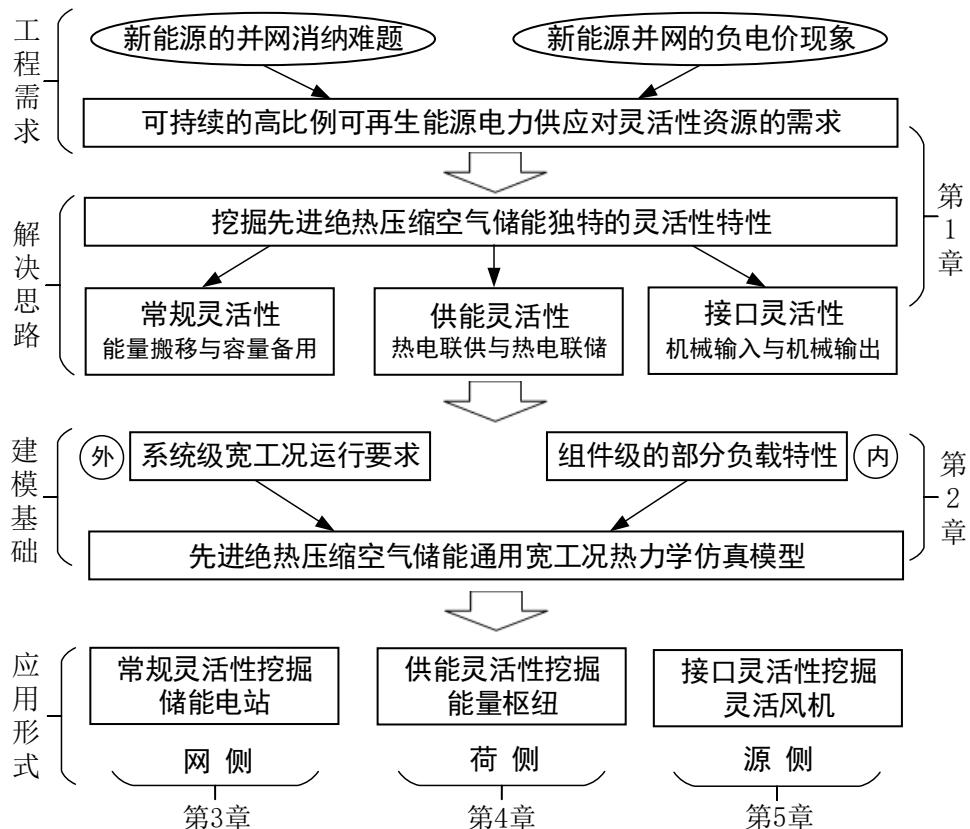


图 1.8 论文组织架构

在挖掘以能量搬移与容量备用为特征的常规灵活性方面，研究了以高效储能（灵活储能）形式支撑电力系统运行的 AA-CAES 储能电站，并系统地提出了计及宽工况运行特性的储能电站建模、运行及运营方法。具体地：1) 基于热力学宽工况仿真模型，提出了刻画 AA-CAES 独特的内部压力势能与压缩热能双能流解耦存储与耦合释能特性的宽工况热力学特性曲线簇；2) 基于热力学特性曲线簇，构建了面向 AA-CAES 储能电站常规灵活性应用的宽工况储气—储热双荷电状态 (State-of-Charge, SOC) 能量模型、能量与备用模型及其扩展模型；3) 将双 SOC 模型应用于风—储协同系统调度运行、日前电力市场策略竞标等问题，指导应用于电力系统的 AA-CAES 储能电站的建模、运行与运营。

在挖掘以热电联供与热电联储为核心的供能灵活性方面，研究了以能量枢纽（灵活负荷）形式支撑热电综合能源系统运行的 AA-CAES 型能量枢纽，并系统地提出了 AA-CAES 型能量枢纽在热电综合能源系统的建模、运行及运营方法。具体地：1) 设计了基于 AA-CAES 的两类热电联供能量枢纽，建立了表征其供能灵活性的热电联供模型；2) 提出了集中式运营环境下含 AA-CAES 型能量枢纽的区域热电综合能源系统调度方法，并提出了基于熵理论的热电综合能源系统数量—质量联合建模方法，为热电等多能流品位建模难题提供了新思路；3) 提出了独立运

营环境下面向热电综合能源市场的 AA-CAES 型能量枢纽的市场竞标策略，以实现能量枢纽的经济运行与运营。

在挖掘以机械输入与机械输出为内涵的接口灵活性方面，研究了以风-储集成系统（灵活电源）形式从源头平滑风电出力波动性的内嵌 AA-CAES 的可调度风机，并系统地提出了其建模、运行及运营等方法。具体地：1) 设计了内嵌先进绝热压缩空气储能的灵活可调度风机，实现高风速时段叶片未利用风能的回收与低风速时段短缺风能的填补，从源头上降低了风速与风功率间的瞬时强耦合特性；2) 提出了克服风速波动对内嵌 AA-CAES 运行效率影响的措施，建立了面向电力系统应用的灵活风机能量模型及双备用模型；3) 在风机发电能力评估的基础上，提出了含灵活风机的电力系统调度运行及灵活风机市场竞标方法，以实现灵活风机的高效运行及运营。

本文通过分析面向新能源电力系统应用时 AA-CAES 内部组件的部分负载运行特性，建立了通用宽工况热力学仿真模型，从网侧高效储能电站、荷侧灵活能量枢纽、源侧灵活可调度风机三个角度系统研究了典型先进绝热压缩空气应用形式的设计建模、调度运行及市场运营等问题，为充分挖掘先进绝热压缩空气储能独特的储能循环的常规灵活性、供能灵活性及接口灵活性提供了较为系统的建模与分析方法，为实现可持续的高比例可再生能源电力供应提供了新的解决方案^①。总之，本文工作实现了一种“事后补救”与“提前预防”相结合的电力系统灵活性支撑方案，以网侧储能电站与荷侧能量枢纽“被动”满足当前电力系统的灵活性资源需求，提升现有电力系统对新能源的接纳能力；以源侧灵活风机在不增加（未来）风电的接入对系统灵活性资源的需求同时“主动”提供灵活性资源，从而满足未来电力系统对高比例新能源的并网消纳需求。

^① 尽管本文标题为源-网-荷先进绝热压缩空气储能灵活性建模及运行研究，但后续章节的实际组织则以网、荷、源的顺序开展，其主要原因在于：1) 网侧储能电站利用的常规灵活性最直观，荷侧能量枢纽利用的供能灵活性也较易发现，而源侧风储集成系统利用的接口灵活性则不宜发觉，这也是我们在第1.2.2节先分析常规灵活性与供能灵活性，最后再分析接口灵活性的初衷；2) 网侧储能电站、荷侧能量枢纽为电力系统注入的灵活性本质上是对新能源电力接入电力系统带来的不确定性及增加的灵活性资源需求的一种“被动补救”措施，而源侧风-储集成风机有望从源头上解决风电功率的波动性并降低对风电并网对系统灵活性资源的需求，可视为一种“主动预防”措施，按照“被动”-“主动”的逻辑组织结构更耐人寻味。

第2章 先进绝热压缩空气储能通用宽工况热力学仿真模型

2.1 概述

电池储能作为电化学储能中的典型代表，存在着不同种类的变体，如铅酸电池、镍镉电池、锂电池等^[107,108]。同样地，AA-CAES 也存在多种实现形式，如本文关注的经典 AA-CAES 储能（第3章）、多能联供型 AA-CAES（第4章）、风-储集成型 AA-CAES（第5章）等。类似于电池储能各变体的基本组件及特性大同小异，AA-CAES 各实现形式均包含压缩机、空气透平、换热器、储气库、储热系统等基本组件，深入分析各基本组件的运行特性并建立相应的稳态热力学仿真模型是研究 AA-CAES 系统级运行特性及调度运行与市场运营方法的前提。

在新能源电力系统应用背景下，AA-CAES 各实现形式均不同程度的运行于非额定工况。具体地，若应用于电源侧与风电协同，则压缩机与空气透平将处于部分负载运行；若应用于电网侧削峰填谷及容量备用，AA-CAES 将响应价格与负荷波动运行非额定工况；若应用于多能互补系统，AA-CAES 内部组件将通过运行于非设计工况响应电热负荷需求的频繁变化。因此，需要分析外部运行环境提出的宽工况运行要求引起的内部组件的部分负载运行特性对 AA-CAES 整体运行特性的影响。

实现准确的热力学特性建模是分析 AA-CAES 宽工况运行性能的基本前提。本章提出了计及组件部分负载运行特性的 AA-CAES 通用宽工况热力学仿真模型，考虑了“定压一定压”、“定压一滑压”、“滑压一定压”、“滑压一滑压”等四种不同的膨胀机与压缩机运行模式；针对容积控制型储气库，建立通用定容、等温、绝热三种储气库模型，进而构建了基于热力学第一定律与热力学第二定律的通用仿真模型，从而为后续章节应用于新能源电力系统源、网、荷侧的不同 AA-CAES 实现形式的建模与分析奠定基础。

本章结构安排如图 2.1 所示，第 2.2 节考虑包含各常规组件的典型 AA-CAES 系统结构，分析其运行模式与供能模式，为研究系统级宽工况热力学仿真模型提供依据；第 2.3 节基于热力学第一定律，建立 AA-CAES 各组件的部分负载仿真模型及边界条件；第 2.4 节基于热力学第二定律，建立各组件的宽工况熵模型；第 2.5 节基于构建的热力学仿真模型分析一典型 AA-CAES 系统的内部热力学特性及外部供能特性。

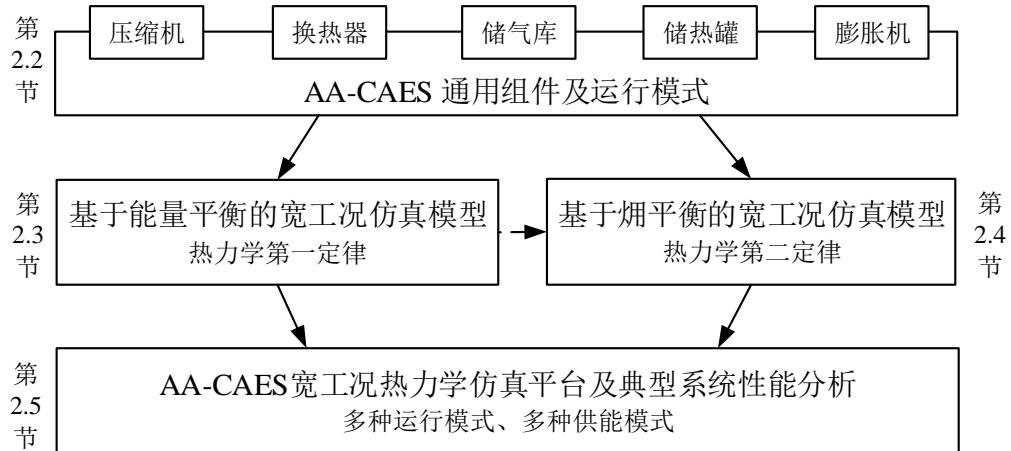


图 2.1 第 2 章结构安排

2.2 运行模式与供能模式

2.2.1 系统结构

为实现较高的电效率及热利用率, AA-CAES 一般采用“多级压缩、级间冷却”与“多级膨胀、级间再热”结构, 以逼近“局部准绝热, 整体准等温”^[30] 的热力学流程, 如图 2.2 所示的典型两级压缩、两级膨胀系统 (图中 LP 与 HP 分别表示低压级与高压级)。为进一步提高系统的能量利用效率, 实际电站 (如 McIntosh 电站) 一般会采用透平乏气 (排气) 预热透平入口空气。本章重点关注内部组件级的部分负载热力学特性, 不考虑采用透平乏气预热空气以提升透平入口空气焓值的做法。

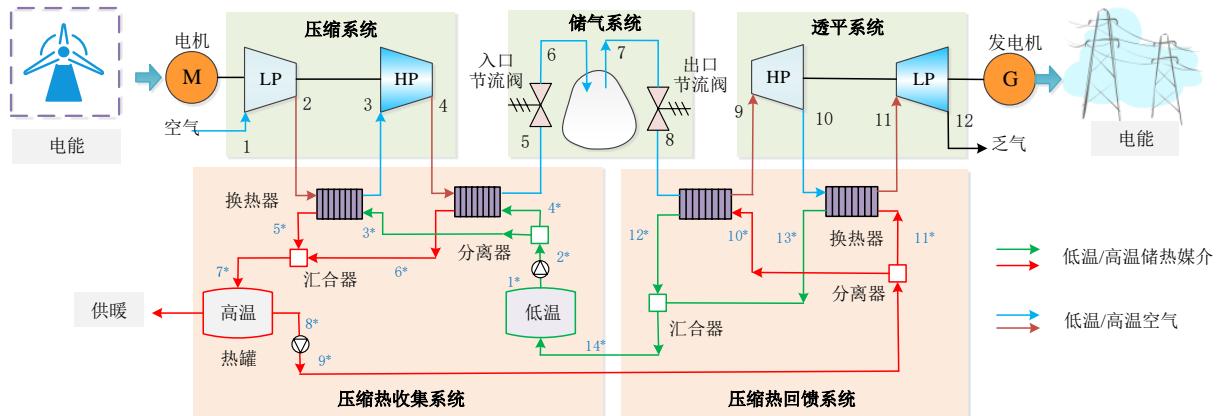


图 2.2 典型 AA-CAES 结构示意图

为便于分析, 除特殊说明外, 本章及后续章节 AA-CAES 各实现形式的热力学特性分析、建模及运行与运营等问题中采用如下假设:

- 空气为理想气体, 满足理想气体状态方程;

- 空气与传热介质及储热介质的比热容均为常数^①;
- 不考虑压缩机与电动机、膨胀机与发电机间的能量转换效率（或能量损失）;
- 忽略压缩热收集与回馈系统中储热介质及载热流体升压泵的耗功;
- 不计及载热介质经过泵后引起的温度变化;
- 储气库入口及出口的空气节流（若部署相应的节流阀）过程均为绝热过程;
- 仅考虑定容储气库模型，不考虑定压储气库模型;
- 不考虑储气库的气体泄漏问题;
- 忽略整个过程中工作介质的动量变化及重力势能变化。
- 忽略相关管道的热耗散与压力损失。

2.2.2 运行模式（压力视角）

根据压缩机背压以及透平入口空气压力的恒定与否，CAES 电站可以存在多种运行模式。针对 D-CAES 电站，文献 [69] 研究了由储气库出口侧节流阀的控制实现的固定入口空气压力（定压）与变入口空气压力（滑压）等透平运行模式。针对 AA-CAES 型多能联供系统，文献 [70] 引入了由储气库入口与出口节流阀的有无界定的四种运行模式。为实现更加通用的宽工况热力学特性建模，本文引入文献 [69,70] 中的运行模式概念。具体地，由末级压缩机出口空气压力与首级膨胀机入口空气压力是否（相对）恒定来界定如下四种运行模式：

（1）定压一定压

定压一定压运行模式下，图 2.2 中入口侧及出口侧的节流阀均处于投入状态。储气库入口侧节流阀的入口空气压力为储气库的最大工作压力，背压为储气库实时压力；出口侧节流阀的入口压力为储气库实时压力，出口压力为储气库的最小工作压力。

（2）定压一滑压

定压一滑压运行模式下，图 2.2 中入口侧节流阀处于投入状态，出口侧节流阀处于停滞状态。储气库入口侧节流阀的入口压力为储气库最大工作压力，背压为储气库实时压力；首级透平的入口空气压力为储气库实时压力，透平处于变压力运行方式。

（3）滑压一定压

滑压一定压运行模式下，图 2.2 中储气库入口侧节流阀处于停滞状态，出口侧的节流阀处于投运状态。末级压缩机的出口压力为储气库实时压力，处于变压力运行方式；出口侧节流阀的入口压力为储气库实时压力，出口压力为储气库最小

^① 工程热力学中存在更精确的比热容计算方法，如采用首末热力学状态点的平均比热容等，本文不予考虑。

工作压力。

(4) 滑压—滑压

滑压—滑压运行模式下，储气库入口侧及出口侧节流阀均处于停滞状态。末级压缩机的出口空气压力与首级透平的进口空气压力均为储气库实时压力，压缩机与膨胀机均处于变压力运行模式。

需要说明的是，通过引入节流阀可以在一定程度上改善压缩机与膨胀机的运行工况，当然也会导致一定的节流损失。然而，上述四种运行模式中通过节流阀维持压缩机和膨胀机的出口与入口空气压力处于额定值的思路仅能改善压缩机和膨胀机受储气库空气压力变化而引起的偏离设计点运行的情形，难以消除 AA-CAES 因受外部宽工况运行指令导致的压缩机与膨胀机因质量流率等偏离设计点以及储气库中空气与储热系统中储热介质的温度变化等引起的部分负载状态下的低效运行问题。在一定条件下，该问题可通过压缩机与膨胀机的最优转速控制来改善，如文献 [109] 中针对光热复合压缩空气储能系统膨胀机的最优转速控制，以及文献 [110] 中压缩/膨胀复合机的最优转速控制等。事实上，膨胀机受入口空气温度变化引起的部分负载运行可通过在膨胀机入口与换热器出口间增设电阻丝加热装置等（如文献 [111]）进行抑制；本文不考虑该情形，但本文后续的分析方法仅做适当修改即可适用于该类系统。

2.2.3 供能模式（温度视角）

为便于后续章节研究以储能形式应用的 AA-CAES 电站、以负荷形式应用的 AA-CAES 能量枢纽，本文假设 AA-CAES 具有供电模式与热电联供模式等两种供能模式。由于发电机（电动机）电能-机械能（机械能-电能）的转换效率很高，源侧利用 AA-CAES 的机械输入与输出接口的过程中去除（压缩机前的）电动机与（膨胀机后的）发电机时的供能模式可视为供电模式的特例。

(1) 供电模式

在供电模式下，AA-CAES 透平侧需要的入口空气温度较高，往往需反馈全部压缩热，或同时辅助末级透平乏气预热首级透平进口温度。此时，压缩阶段收集的压缩热可富余的供热量较少，AA-CAES 主要应用于电力系统电能单能流应用场景。该模式是面向电力系统的 AA-CAES 储能电站的主要供能模式，在该模式下 AA-CAES 储能电站可参与电量市场及辅助服务市场进行运营。

(2) 热电联供模式

在热电联供模式下，压缩阶段收集的压缩热能可部分用于供热，存在压缩-供热、静置-供热及膨胀-供热等情形。此时，回馈给透平发电阶段的压缩热较少，透

平的入口空气温度较低，从而导致透平排气温度较低，具备制冷能力。该模式主要应用于面向分布式多能互补系统或区域综合能源系统中的 AA-CAES 型能量枢纽。正如第 1.2.2.2 节分析，在热电联供模式下一般需要辅助其它（外部）热源，以提高能量枢纽的热电联供能力。

2.3 基于热平衡的宽工况热力学仿真模型

AA-CAES 在削峰填谷、旋转备用、无功支撑、多能联供等典型场景的应用，要求其具有宽工况运行能力（20%-110% 压缩功率/膨胀功率运行）。在宽工况运行条件下，压缩机、膨胀机等能量转换组件的运行特性（如效率等）变化明显。同时，换热器等能量转移组件的传热系数受到热工质流率的影响，不同质量流率下传热系数变化明显^[112,113]，影响压缩热能的收集和回馈，进而改变 AA-CAES 系统的电-电转换性能与热电联供性能。文献 [68] 针对采用高温储热技术收集空气压缩热能的典型两级压缩两级膨胀系统的分析表明，当储热效率^①达到 90% 以上时，额定工况运行时 AA-CAES 电-电效率可达 74%，当宽工况运行时，其效率降为 64%。因此，当前采用的根植于电池储能的固定效率模型难以计及压缩机、膨胀机、换热器等组件的部分负载运行特性对 AA-CAES 整体性能的影响。本节基于热力学第一定律建立能量转换组件与能量转移组件的部分负载热力学模型，以及能量存储组件的热力学动态模型，最后给出 AA-CAES 系统级的宽工况热力学仿真模型。

2.3.1 能量转换类模块

对 AA-CAES 各应用形式而言，一般均包含压缩机、空气透平等能量转换类组件，本小节分别给出二者在额定工况以及部分负载工况下的稳态热力学模型。

2.3.1.1 压缩机

（1）额定工况能量平衡关系

第 i 级压缩机出口空气温度可由等熵效率计算^[114]，即

$$T_{c,i}^{out} = \frac{1}{\eta_{c,i}} T_{c,i}^{in} ((\beta_{c,i})^{\frac{k-1}{k}} + \eta_{c,i} - 1) \quad (2-1)$$

其中， $\eta_{c,i}$ 为压缩机等熵效率； $T_{c,i}^{in}$ 为压缩机入口空气温度； k 为空气绝热指数，取值为 1.4^②； $\beta_{c,i}$ 为压缩机压比。

^① 此处的储热效率仅针对填充床储热型 AA-CAES，不能适用于双罐储热型 AA-CAES，其定义为一个循环周期内流出与流入填充床储热系统的空气焓值之比。

^② 更精确的计算可采用多变指数代替绝热指数 k ，本文不予考虑。

第*i* 级压缩机实际耗功(功率)及所有压缩机总耗功分别为

$$W_{c,i} = \dot{m}_c c_p^a (T_{c,i}^{out} - T_{c,i}^{in}) \quad (2-2a)$$

$$W_c = \sum_{i=1}^{N_c} W_{c,i} \quad (2-2b)$$

其中, \dot{m}_c 为压缩机空气质量流率; N_c 为压缩机级数; c_p^a 为空气的定压比热容^①。

第*i* 级压缩机出口空气压力为

$$p_{c,i}^{out} = p_{c,i}^{in} \beta_{c,i} \quad (2-3)$$

其中, $p_{c,i}^{in}$ 为进口空气压力; $p_{c,i}^{out}$ 为出口空气压力。

后文研究中不计及压缩机的部分负载运行特性时, 即可采用额定工况稳态热力学模型(2-1)-(2-3)。

(2) 部分负载特性解析模型

作为空气压力势能和压缩热能的解耦生产单元, 压缩机的压比 $\beta_{c,i}$ 与等熵效率 $\eta_{c,i}$ 随其运行工况变化。在额定设计点, 压缩机的等熵效率一般可达 87%-90%, 而 50% 压缩负载时其等熵效率降至 65%-70%, 30% 压缩负载时等熵效率甚至不及 50%^[13]。文献[66]指出采用变效率方程(二次曲线)来刻画压缩机的部分负载运行特性, 即

$$\eta_{c,i} = (\eta_{c,i})_0 - \alpha_c ((\beta_{c,i})_0 - \beta_{c,i})^2 \quad (2-4)$$

其中, α_c 为常数; $(\cdot)_0$ 表示设计工况下的参数, 后文相同。但该方法仅能给出等熵效率随压比变化的近似关系, 难以揭示压缩机部分负载运行时非额定质量流率引起压比及等熵效率变化的物理本质。文献[67]给出了部分负载运行工况下单轴燃气轮机中压缩机及透平的特性曲线的解析表达式, 为仿真压缩机的部分负载运行特性提供了依据。文献[115]给出了压缩机特性参数的典型回归方法, 可用于燃气轮机热力学仿真模型的构建。鉴于文献[67]中的部分负载解析方法在填充床储热型 AA-CAES 的热力学特性分析^[68]、低温储热型 AA-CAES 的熵特性分析^[116]、AA-CAES 型 CCHP 系统^[117] 及其它诸多热力系统仿真中得到较多应用, 本节引入文献[67]中的压缩机特性图的解析表达式来描述其部分负载特性。

^① 若需进行更精确的仿真, 可采用焓值计算耗功^[114], 即 $W_{c,i} = \dot{m}_c (h_{c,i}^{out} - h_{c,i}^{in})$ 。

部分负载运行时压缩机的实际压比及实际等熵效率可分别表示为^[67,68]

$$\frac{\beta_{c,i}}{(\beta_{c,i})_0} = a_{1,i}(\dot{G}_{c,i})^2 + a_{2,i}\dot{G}_{c,i} + a_{3,i} \quad (2-5a)$$

$$\frac{\eta_{c,i}}{(\eta_{c,i})_0} = [1 - c(1 - \dot{n}_{c,i})^2](\dot{n}_{c,i}/\dot{G}_{c,i})(2 - (\dot{n}_{c,i}/\dot{G}_{c,i})) \quad (2-5b)$$

其中, $(a_{1,i}, a_{2,i}, a_{3,i})$ 为表征转速对压比影响的因子; $\dot{G}_{c,i}$ 与 $\dot{n}_{c,i}$ 分别为无量纲降阶流率与降阶转速, 满足:

$$\dot{G}_{c,i} = [\dot{m}_c \frac{(T_{c,i}^{in})^{0.5}}{p_{c,i}^{in}}]/[\dot{m}_c \frac{(T_{c,i}^{in})^{0.5}}{p_{c,i}^{in}}]_0 \quad (2-6a)$$

$$\dot{n}_{c,i} = [n_c (T_{c,i}^{in})^{-0.5}]/[n_c (T_{c,i}^{in})^{-0.5}]_0 \quad (2-6b)$$

其中, n_c 为压缩机转速, 对于采用变频调速等方式调节各级压缩机转速的实际系统, 可修正 (2-6b) 中的 n_c 为 $n_{c,i}$ 。定义中间变量

$$a_{0,i} = [b_1(1 - \frac{b_2}{\dot{n}_{c,i}}) + \dot{n}_{c,i}(\dot{n}_{c,i} - b_2)^2] \quad (2-7)$$

则其它时变系数参数满足:

$$a_{1,i} = \frac{\dot{n}_{c,i}}{a_{0,i}}, a_{2,i} = \frac{(b_1 - 2b_2\dot{n}_{c,i}^2)}{a_{0,i}}, a_{3,i} = \frac{b_2^2\dot{n}_{c,i}^3 - b_1b_2\dot{n}_{c,i}}{a_{0,i}} \quad (2-8)$$

其中, (b_1, b_2, c) 为常系数, 其典型取值为 $(1.8, 1.4, 0.3)^{[67]}, (0.36, 1.06, 0.3)^{[68]}, (1.8, 0.93, 0.3)^{[117]}$ 或 $(1.7, 0.93, 0.4)^{[117]}$, 对实际给定的压缩机可由其特性图进行拟合^[118], 但需满足 $b_1^{1/3} \leq 2b_2/3$ 。

基于部分负载解析模型 (2-5)-(2-8) 可得如图 2.3 及图 2.4 所示的压缩机压比及等熵效率的典型曲线^[119]。如此, 基于部分负载工况下的实际压比及实际等熵效率, 在给定实际入口温度及实际入口压力的条件下即可获得第 i 级压缩机的实际耗功、实际出口温度、实际出口压力。

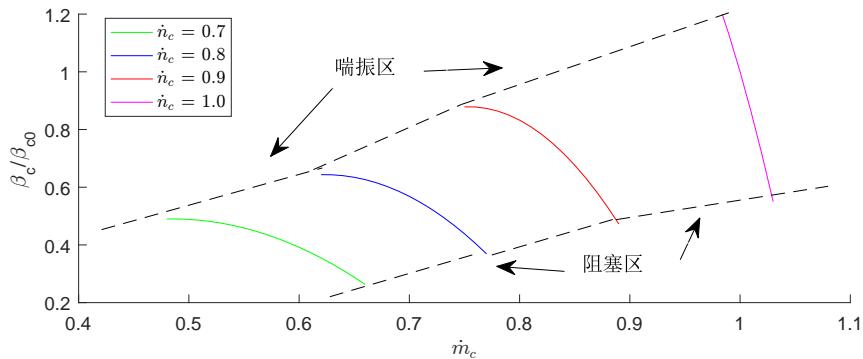


图 2.3 基于解析模型的压缩机部分负载压比

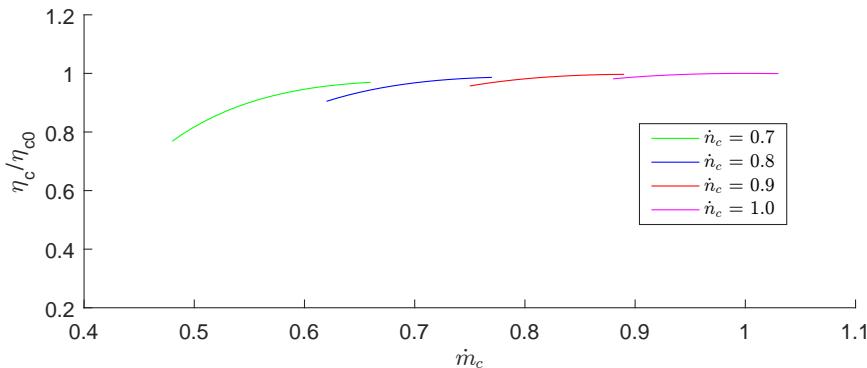


图 2.4 基于解析模型的压缩机部分负载等熵效率

压缩机额定工况热力学模型(2-1)-(2-3)及部分负载热力学模型(2-1)-(2-8)中的变量如表 2.1 所示。在实际运行中的任一给定时刻, 第 1 级压缩机入口温度 $T_{c,1}^{in}$ 及入口压力 $p_{c,1}^{in}$ 为确定值, 外界电网调度指令会给出实时功率 W_c , 其它边界条件可通过后续组件确定。

表 2.1 压缩机部分负载热力学模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
$W_{c,i}$	耗(电)功	kW	\dot{m}_c	空气质量流率	kg/s
$\beta_{c,i}$	实际压比	—	$\eta_{c,i}$	等熵效率	—
$p_{c,i}^{in}$	空气进口压力	kPa	$p_{c,i}^{out}$	空气出口压力	kPa
$T_{c,i}^{in}$	空气进口温度	K	$T_{c,i}^{out}$	空气出口温度	K
$n_{c,i}$	实际转速	r/min	$\dot{n}_{c,i}$	无量纲降阶转速	—
$a_{0,i}, a_{1,i}$	中间变量	—	$a_{2,i}, a_{3,i}$	中间变量	—
$\dot{G}_{c,i}$	无量纲降阶质量流率	—			

2.3.1.2 空气透平

(1) 额定工况能量平衡关系

第*i*级膨胀机出口空气温度可由等熵效率计算^[114]，即

$$T_{e,i}^{out} = T_{e,i}^{in}(1 - \eta_{e,i} + \eta_{e,i}(\beta_{e,i})^{\frac{1-k}{k}}) \quad (2-9)$$

其中， $\eta_{e,i}$ 为透平等熵效率； $T_{e,i}^{in}$ 为透平入口空气温度； $\beta_{e,i}$ 为透平膨胀比。

第*i*级膨胀机实际做功及所有膨胀机做的总功为

$$W_{e,i} = \dot{m}_e c_p^a (T_{e,i}^{in} - T_{e,i}^{out}) \quad (2-10a)$$

$$W_e = \sum_{i=1}^{N_e} W_{e,i} \quad (2-10b)$$

其中， \dot{m}_e 为膨胀机空气质量流率； N_e 为透平级数。

第*i*级膨胀机实际出口空气压力为

$$p_{e,i}^{out} = p_{e,i}^{in} / \beta_{e,i} \quad (2-11)$$

其中， $p_{e,i}^{in}$ 为进口空气压力； $p_{e,i}^{out}$ 为出口空气压力。

与压缩机类似，后文研究中不计及空气透平的部分负载特性时，即可采用额定工况稳态热力学模型(2-9)-(2-11)。

(2) 部分负载特性解析模型

空气透平也存在类似于压缩机的部分负载运行特性，其等熵效率会随着运行工况发生大幅变化。在额定工况下透平的等熵效率可达 85%-90%，而在 50% 负载工况下等熵效率降至 65%-75%^[13,69]。在膨胀释能过程中，随着储气压力的降低，储气室出口空气温度和压力均会变化^①，从而引起透平的部分负载工况运行。为刻画等熵效率随部分负载运行工况（通常由质量流率及转速偏离额定工况引起）的变化特性，引入膨胀机的部分负载特性解析表达式。实际部分负载运行时等熵效率特性满足^[67,117]：

$$\eta_{e,i}/(\eta_{e,i})_0 = [1 - b_0(1 - \dot{n}_{e,i})^2](\dot{n}_{e,i}/\dot{G}_{e,i})(2 - (\dot{n}_{e,i}/\dot{G}_{e,i})) \quad (2-12)$$

其中， b_0 为常数，典型取值为 0.3^[67]。

^① 一般认为，存在出口侧节流阀时仅入口温度会变化，不存在节流阀时入口温度与入口压力均会变化。

由改进弗留格尔公式可知,无量纲节省(降阶)质量流率与降阶转速满足^[67,117]:

$$\dot{G}_{e,i} = [\dot{m}_e \frac{(T_{e,i}^{in})^{0.5}}{p_{e,i}^{in}}]/[\dot{m}_e \frac{(T_{e,i}^{in})^{0.5}}{p_{e,i}^{in}}]_0 \quad (2-13a)$$

$$\dot{n}_{e,i} = [n_{e,i}(T_{e,i}^{in})^{-0.5}]/[n_{e,i}(T_{e,i}^{in})^{-0.5}]_0 \quad (2-13b)$$

同时,透平实际膨胀比满足^[117]:

$$\frac{\dot{m}_e}{(\dot{m}_e)_0} = \alpha_i \sqrt{\frac{(T_{e,i}^{in})_0}{T_{e,i}^{in}}} \sqrt{\frac{\beta_{e,i}^2 - 1}{(\beta_{e,i}^2)_0 - 1}} \quad (2-14)$$

其中, α_i 为表征转速变化对膨胀比影响的因子, 满足 $\alpha_i = \sqrt{1.4 - 0.4n_{e,i}/(n_{e,i})_0}$ 。

基于部分负载解析模型 (2-12)-(2-14), 可得如图2.5及图2.6所示的空气透平膨胀比及等熵效率典型曲线。

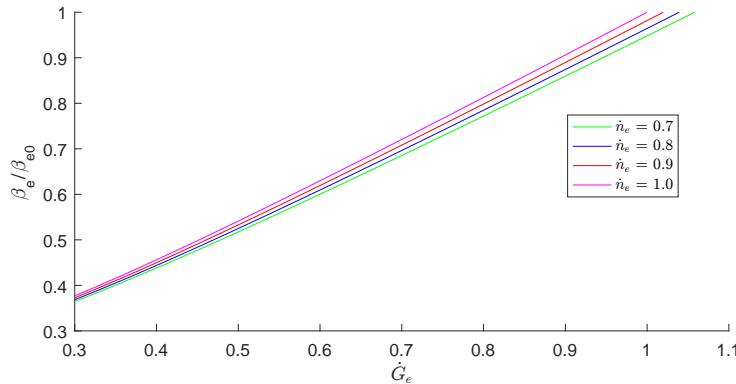


图 2.5 基于解析模型的空气透平部分负载膨胀比

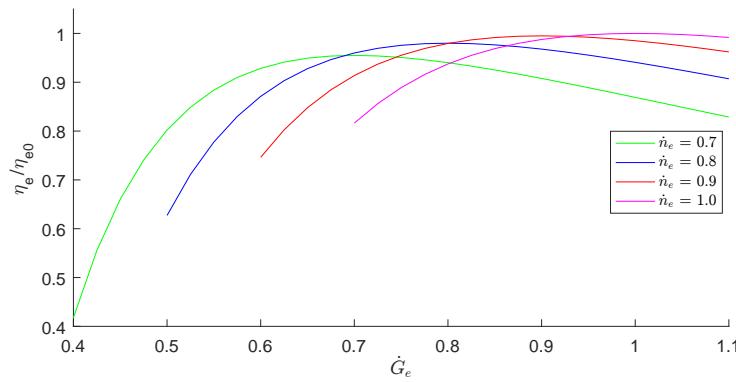


图 2.6 基于解析模型的空气透平部分负载等熵效率

综上，透平的额定工况热力学模型(2-9)-(2-11)及部分负载热力学模型(2-9)-(2-14)中的变量如表2.2所示。在实际运行中的任一给定时刻，外界电网调度指令会给出实时功率需求 W_e ，其它边界条件可通过后续组件确定。

表2.2 空气透平部分负载热力学模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
$W_{e,i}$	做功(电)	kW	\dot{m}_e	空气质量流率	kg/s
$\beta_{e,i}$	实际膨胀比	—	$\eta_{e,i}$	等熵效率	—
$p_{e,i}^{in}$	空气进口压力	kPa	$p_{e,i}^{out}$	空气出口压力	kPa
$T_{e,i}^{in}$	空气进口温度	K	$T_{e,i}^{out}$	空气出口温度	K
$n_{e,i}$	实际转速	r/min	$\dot{n}_{e,i}$	无量纲降阶转速	—
$\dot{G}_{e,i}$	无量纲降阶质量流率	—			

2.3.2 能量转移类模块

对AA-CAES各应用形式而言，一般均含有压缩侧换热器与膨胀侧换热器等能量转移类模块，本小节分别给出二者在额定工况及部分负载工况下的稳态热力学模型。

2.3.2.1 压缩侧换热器

定义第*i*级换热器的空气侧入口温度为 $T_{c,HX,i}^{a,in}$ ，载热工质(Heat Transfer Fluid, HTF)的入口温度为 $T_{c,HX,i}^{HTF,in}$ ，则换热器出口侧空气温度及HTF温度分别为^[119]

$$T_{c,HX,i}^{a,out} = T_{c,HX,i}^{a,in} + \Phi_{c,i}^{HX} / (c_p^a \dot{m}_c^a) \quad (2-15a)$$

$$T_{c,HX,i}^{HTF,out} = T_{c,HX,i}^{HTF,in} - \Phi_{c,i}^{HX} / (c_p^{HTF} \dot{m}_{c,i}^{HTF}) \quad (2-15b)$$

$$\Phi_{c,i}^{HX} = \varepsilon_{c,i} C_{c,i}^{\min} (T_{c,HX,i}^{HTF,in} - T_{c,HX,i}^{a,in}) \quad (2-15c)$$

其中， $\dot{m}_{c,i}^{HTF}$ 为HTF质量流率； c_p^{HTF} 为HTF定压比热容； $\Phi_{c,i}^{HX}$ 为换热器的换热功率； $C_{c,i}^{\min}$ 为换热器最小热容； $\varepsilon_{c,i}$ 为换热器效能，具体表达式视实际换热器类型而定，图2.2中压缩侧采用的逆流换热器的效能 $\varepsilon_{c,i}$ 满足^[74]：

$$\varepsilon_{c,i} = \frac{1 - \exp[-NTU_{c,i}(1 - C_{c,i}^{HX})]}{1 - C_{c,i}^{HX} \exp[-NTU_{c,i}(1 - C_{c,i}^{HX})]} \quad (2-16a)$$

其中, $NTU_{c,i}$ 与 $C_{c,i}^{HX}$ 分别为换热器的传热单元数与热容比, 满足^[74]:

$$NTU_{c,i} = U_{c,i} A_{c,i} / C_{c,i}^{\min}, C_{c,i}^{HX} = C_{c,i}^{\min} / C_{c,i}^{\max} \quad (2-17a)$$

$$C_{c,i}^{\min} = (\dot{m}_c c_p^a, \dot{m}_{c,i}^{HTF} c_p^{HTF})_{\min} \quad (2-17b)$$

$$C_{c,i}^{\max} = (\dot{m}_c c_p^a, \dot{m}_{c,i}^{HTF} c_p^{HTF})_{\max} \quad (2-17c)$$

其中, $C_{c,i}^{\max}$ 为换热器最大热容; $U_{c,i}$ 与 $A_{c,i}$ 分别为换热系数与换热面积, 不考虑部分负载特性时, $U_{c,i}$ 可视为常数。

第 i 级换热器所需的 HTF 的质量流率满足:

$$\dot{m}_{c,i}^{HTF} = \frac{\dot{m}_c c_p^a (T_{c,HX,i}^{a,in} - T_{c,HX,i}^{a,out})}{c_p^{HTF} (T_{c,HX,i}^{HTF,out} - T_{c,HX,i}^{HTF,in})} \quad (2-18)$$

考虑换热器的压损特性, 则换热器出口的空气压力为

$$p_{c,HX,i}^{out} = \eta_{c,HX,i}^p p_{c,HX,i}^{in} \quad (2-19a)$$

其中, $\eta_{c,HX,i}^p$ 为换热器压力的保持系数^[120], 且满足 $\eta_{c,HX,i}^p = 1 - \frac{0.0083\varepsilon_{c,i}}{1-\varepsilon_{c,i}}$, 系数 0.0083 可视实际换热器类型进行调整; 若不考虑压损, 设置 $\eta_{c,HX,i}^p$ 取为 1 即可。考虑到换热器 HTF 侧一般由升压泵等调节压力, 且其耗功很小, 本文仿真模型中不关注 HTF 侧的压力等信息。

根据质量守恒与能量守恒(温度混合方程), 各级换热器汇合后的 HTF 质量流率及温度分别为

$$\dot{m}_c^{HTF} = \sum_{i=1}^{N_c} \dot{m}_{c,i}^{HTF} \quad (2-20a)$$

$$T_{c,HX}^{Merge} = \sum_{i=1}^{N_c} \dot{m}_{c,HX,i}^{HTF} T_{c,HX,i}^{HTF,out} / \sum_{i=1}^{N_c} \dot{m}_{c,HX,i}^{HTF} \quad (2-20b)$$

事实上, 当流经换热器的高温空气质量流率偏离设计值时, 换热器将处于部分负载运行工况, 其换热系数 $U_{c,i}$ 将发生较大变化, 如图 2.7 所示^[13,113], 从而会影响换热功率 $\Phi_{c,i}^{HX}$ 及出口侧的空气温度与 HTF 温度。

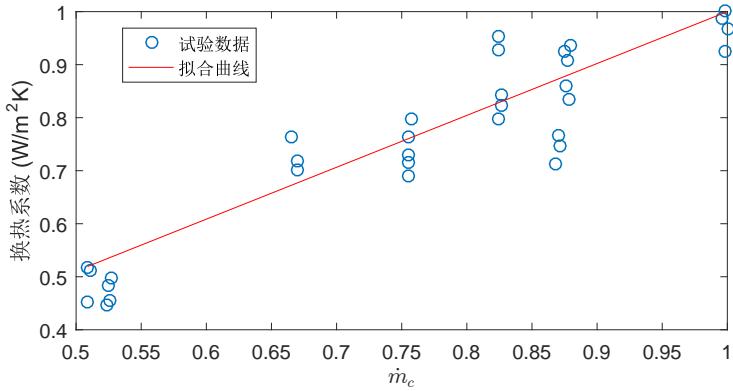


图 2.7 换热器换热系数的部分负载特性

综上，换热器部分负载热力学模型包含的变量如表 2.3 所示，其边界条件如入口空气温度及压力均可由对应级的压缩机参数给定，同时空气侧质量流率与对应级压缩机的空气质量流率相同，因此其它变量可唯一给定。

表 2.3 压缩侧换热器部分负载热力学模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
$T_{c,HX,i}^{a,in}$	空气侧入口温度	K	$T_{c,HX,i}^{a,out}$	空气侧出口温度	K
$T_{c,HX,i}^{HTF,in}$	HTF 侧入口温度	K	$T_{c,HX,i}^{HTF,out}$	HTF 侧出口温度	K
$p_{c,HX,i}^{in}$	空气进口压力	kPa	$p_{c,HX,i}^{out}$	空气出口压力	kPa
$\Phi_{c,i}^{HX}$	实际换热功率	kW	$\varepsilon_{c,i}$	实际效能	—
$NTU_{c,i}$	实际传热单元数	—	$C_{c,i}^{HX}$	实际热容比	—
$\eta_{c,HX,i}^P$	压力保持系数	—	\dot{m}_c^{HTF}	汇合后 HTF 流率	kg/s
$\dot{m}_{c,HX,i}^{HTF}$	载热流体流率	kg/s	$C_{c,i}^{\max}$	最大热容	kJ/s/K
$C_{c,i}^{\min}$	最小热容	kJ/s/K	$T_{c,HX}^{Merge}$	汇合后 HTF 温度	K

2.3.2.2 膨胀侧换热器

定义第 i 级换热器的空气侧入口温度为 $T_{e,HX,i}^{a,in}$ ，HTF 的入口温度为 $T_{e,HX,i}^{HTF,in}$ ，则换热器出口侧空气温度及 HTF 温度分别为

$$T_{e,HX,i}^{a,out} = T_{e,HX,i}^{a,in} + \Phi_{e,i}^{HX} / (c_p^a \dot{m}_e^a) \quad (2-21a)$$

$$T_{e,HX,i}^{HTF,out} = T_{e,HX,i}^{HTF,in} - \Phi_{e,i}^{HX} / (c_p^{HTF} \dot{m}_{e,i}^{HTF}) \quad (2-21b)$$

$$\Phi_{e,i}^{HX} = \varepsilon_{e,i} C_{e,i}^{\min} (T_{e,HX,i}^{HTF,in} - T_{e,HX,i}^{a,in}) \quad (2-21c)$$

其中, $\dot{m}_{e,i}^{HTF}$ 为膨胀侧第 i 级换热器的质量流率; $\Phi_{e,i}^{HX}$ 为换热器实际换热功率; $\varepsilon_{e,i}$ 为换热器效能, 对于图 2.2 中膨胀侧采用的逆流换热器, 其效能为^[74]

$$\varepsilon_{e,i} = \frac{1 - \exp[-NTU_{e,i}(1 - C_{e,i}^{HX})]}{1 - C_{e,i}^{HX} \exp[-NTU_{e,i}(1 - C_{e,i}^{HX})]} \quad (2-22a)$$

其中, 除下标 e 表示膨胀侧外, $NTU_{e,i}$ 与 $C_{e,i}^{HX}$ 的含义与压缩侧换热器相同, 且满足:

$$NTU_{e,i} = U_{e,i} A_{e,i} / C_{e,i}^{\min}, C_{e,i}^{HX} = C_{e,i}^{\min} / C_{e,i}^{\max} \quad (2-23a)$$

$$C_{e,i}^{\min} = (\dot{m}_e c_p^a, \dot{m}_{e,i}^{HTF} c_p^{HTF})_{\min} \quad (2-23b)$$

$$C_{e,i}^{\max} = (\dot{m}_e c_p^a, \dot{m}_{e,i}^{HTF} c_p^{HTF})_{\max} \quad (2-23c)$$

其中, $C_{e,i}^{\max}$ 与 $C_{e,i}^{\min}$ 的含义同压缩侧。

第 i 级换热器所需的换热介质的质量流率满足:

$$\dot{m}_{e,i}^{HTF} = \frac{\dot{m}_e c_p^a (T_{e,HX,i}^{a,in} - T_{e,HX,i}^{a,out})}{c_p^{HTF} (T_{e,HX,i}^{HTF,out} - T_{e,HX,i}^{HTF,in})} \quad (2-24)$$

与压缩侧换热器类似, 引入换热器压力保持系数^[120] 后换热器的出口空气压力为

$$p_{e,HX,i}^{out} = \eta_{e,HX,i}^p p_{e,HX,i}^{in} \quad (2-25a)$$

此外, 膨胀侧各级换热器汇合后的 HTF 质量流率及温度分别为

$$\dot{m}_e^{HTF} = \sum_{i=1}^{N_e} \dot{m}_{e,i}^{HTF} \quad (2-26a)$$

$$T_{e,HX}^{Merge} = \sum_{i=1}^{N_e} \dot{m}_{e,HX,i}^{HTF} T_{e,HX,i}^{HTF,out} / \sum_{i=1}^{N_e} \dot{m}_{e,HX,i}^{HTF} \quad (2-26b)$$

与压缩侧换热器类似, 换热系数 $U_{e,i}$ 随部分负载工况的变化明显, 导致 $\varepsilon_{e,i}$ 及 $\Phi_{e,i}^{HX}$ 的变化, 从而影响透平膨胀机的入口空气温度。

综上, 膨胀侧换热器部分负载热力学模型中的变量如表 2.4 所示, 其边界条件如入口空气温度及压力均可由对应级的膨胀机参数给定, 同时空气侧质量流率与对应级膨胀机的空气质量流率相同, 因此相关其它变量可唯一给定。

表 2.4 膨胀侧换热器部分负载热力学模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
$T_{e,HX,i}^{a,in}$	空气侧入口温度	K	$T_{e,HX,i}^{a,out}$	空气侧出口温度	K
$T_{e,HX,i}^{HTF,in}$	HTF 侧入口温度	K	$T_{e,HX,i}^{HTF,out}$	HTF 侧出口温度	K
$p_{e,HX,i}^{in}$	空气进口压力	kPa	$p_{e,HX,i}^{out}$	空气出口压力	kPa
$\Phi_{e,i}^{HX}$	实际换热功率	kW	$\varepsilon_{e,i}$	实际效能	—
$NTU_{e,i}$	实际传热单元数	—	$C_{e,i}^{HX}$	实际热容比	—
$\eta_{e,HX,i}^p$	压力保持系数	—	\dot{m}_e^{HTF}	汇合后 HTF 流率	kg/s
$\dot{m}_{e,HX,i}^{HTF}$	载热流体流率	kg/s	$C_{e,i}^{\max}$	最大热容	kJ/s/K
$C_{e,i}^{\min}$	最小热容	kJ/s/K	$T_{e,HX}^{Merge}$	汇合后 HTF 温度	K

2.3.3 能量存储类模块

对 AA-CAES 各应用形式而言，一般均包含储热罐及储气库等能量存储类模块，本小节分别给出二者的热力学动态模型。

2.3.3.1 储热罐

根据压缩机级数及压缩机出口高压空气温度的不同，AA-CAES 中压缩热能的存储可分为高温压缩热能存储（400°C 以上）^[23,68]、中温压缩热能存储（200°C-400°C）^[121] 及低温压缩热能存储（200°C 以下）^[39] 等。相应地，储热技术的种类也较多^[27]，AA-CAES 各典型实现形式可采用的储热技术主要包括回热式双罐液态储热^[38] 或填充床储热^[68]、混凝土储热^[75] 及相变材料储热^[117] 等方式。

本章针对常用的回热式双罐液态储热方式建立动态模型，该类储热方式已在我国多座 AA-CAES 试验系统中普遍使用，如 TICC-500^[38]、STHC-100^[40] 以及江苏金坛 AA-CAES 国家示范电站^[26]，同时也在集中式光热电站技术中广泛使用^[27]。对于填充层储热结构，可采用文献 [68] 中的动态模型；对于蓄热式混凝土储热罐动态结构，可采用文献 [75] 中的动态模型；对于相变材料储热，其动态模型可参考文献 [117]。

对于图 2.2 中所采用的双罐回热储热结构，低温储热罐一般通过与外界充分散热保持恒温，可视为等温；高温储热罐需尽可能减少传热损失，则高温储热罐中储热介质的温度满足^[119]：

$$(\rho_{TES} V_{TES} c_p^{TES}) \frac{dT_{TES}}{dt} = \dot{m}_c^{HTF} c_p^{HTF} (T_{c, TES}^{HTF, in} - T_{TES}) - \dot{m}_e^{HTF} c_p^{HTF} (T_{TES} - T_{e, TES}^{HTF, in}) - U_{TES} A_{TES} (T_{TES} - T_{env}) \quad (2-27)$$

其中， ρ_{TES} 为储热介质的密度； V_{TES} 为储热介质的体积； c_p^{TES} 为储热介质的比热

容; $T_{c, TES}^{HTF,in}$ 为压缩阶段 HTF 的出口温度, 即 $T_{c, HX}^{Merge}$; $T_{e, TES}^{HFT,in}$ 为膨胀阶段 HTF 的入口温度; U_{TES} 与 A_{TES} 分别为储热罐与环境间的传热系数及储热罐的外部表面积, 若不考虑传热损失, 可令 U_{TES} 为 0; T_{env} 为环境温度。一般情况下, 储热介质可选用 HTF (如 TICC-500 采用加压水), 也可不同于 HTF (如集中式光热电站), 本文假定储热介质选用 HTF。

2.3.3.2 储气库

AA-CAES 可采用的储气方式主要包括压力控制型 (即等压储气库)^[122,123] 与容积控制型 (即等容储气库)^[38,124] 两种。本文重点关注较为常见且对地理条件依赖性较小的容积控制型储气库, 包括压力容器^[38]、盐穴储气^[26]、管线钢^[41] 等, 如图 2.2 中采用的储气库。对于容积控制型储气库, 大多研究假定储气库为恒温, 如文献 [69] 基于恒温储气库模型, 研究了 D-CAES 的两种膨胀侧运行模式; 文献 [70] 基于恒温储气库模型研究了基于 AA-CAES 的 CCHP 系统的不同运行模式。然而, 实际过程中随着压缩与膨胀过程中高压空气的注入及排出, 以及储气库与周围环境之间的换热量的变化, 储气库内空气的压力及温度均会发生变化, 从而影响压缩储能过程中末级压缩机背压 (无入口侧节流阀时) 与膨胀释能过程中透平入口空气温度及压力 (无出口侧节流阀时) 等热力学参数。为此, 本文基于文献 [75] 及文献 [125] 中的温度与压力动态模型, 建立储气库通用热力学仿真模型。

(1) 通用定容模型

通用定容模型 (记为 G 模型) 假定储气库内空气的温度与压力均随压缩储能及膨胀释能过程变化, 同时计及储气库与周围环境的换热过程。如此, 通用定容储气库的热力学动态模型为^[75,119,125]

$$\frac{dm_{as}}{dt} = \dot{m}_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out} \quad (2-28a)$$

$$\frac{dT_{as}}{dt} = \frac{1}{m_{as}} \left[\left(1 - \frac{1}{k} \right) (\dot{m}_{as}^{in} T_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out} T_{as}) \right] + \frac{\alpha_w A_w (T_w - T_{as})}{m_{as} c_p^a} \quad (2-28b)$$

$$\frac{dp_{as}}{dt} = \frac{k R_g}{V_{as}} (\dot{m}_{as}^{in} T_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out} T_{as}) + \frac{R_g}{c_v^a V_{as}} \alpha_w A_w (T_w - T_{as}) \quad (2-28c)$$

其中, m_{as} 为储气库中的高压空气质量; \dot{m}_{as}^{in} 与 \dot{m}_{as}^{out} 分别为储气库的进口空气质量流率与出口空气质量流率; T_{as}^{in} 与 T_{as} 分别为储气库的进口空气温度与出口空气温度 (或储气库的实时空气温度); A_w 为储气库与周围环境的接触面积; T_w 为储气库壁面温度, 可采用一维热传导方程求解; $p_{as}(t)$ 为储气库空气压力; R_g 为通用气体常数; α_w 为储气库外表面与环境间的传热系数, 其值与储气库的特性有关, 如

文献 [33] 基于实测 Huntorf 电站数据仿真拟合得到了适用于地下盐穴储气库的可变传热系数:

$$\alpha_w = 0.02356 + 0.0149 |\dot{m}_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out}|^{0.8} \quad (2-29)$$

事实上, 储气库内空气的实时压力 p_{as} 亦可基于空气温度 T_{as} 和质量 m_{as} , 并结合理想气体状态方程求解, 即 (2-28) 存在冗余项。为了描述壁面换热对储气库内空气的热力学特性(温度及压力)的影响, 此处给出了二者的具体表达式。从温度动态方程 (2-28b) 及压力动态方程 (2-28c) 可知, 储气库(出口)空气温度受进出口空气质量流率及储气库与周围环境的传热过程共同影响, 在较大质量流率充气与放气过程中, 前者对储气库内空气温度与压力的变化影响较大; 在较小质量流率充放气过程中, 如压缩机与膨胀机部分负载运行时, 储气库与周围环境的传热过程对储气库内空气温度与压力的变化贡献较大^[119], 这一现象已在基于盐穴储气的 Huntorf D-CAES 电站实际运行中得到验证^[46]。因此, 在研究 AA-CAES 宽工况热力学仿真模型时, 通用储气库模型应考虑储气库与周围环境的传热过程。

(2) 定容等温与绝热模型

对于非地下盐穴储气等其它小型储气方式而言, 储气罐(库)与罐(库)壁的传热损失并不明显, 或可通过易于实现的保温、绝热等方式加以控制, 此时可在通用定容模型的基础上, 进一步简化得到定容等温模型与定容绝热模型。定容等温模型(记为 VT 模型)假设储气库内空气的温度不随时间变化, 从而储气库 G 模型退化为

$$\frac{dm_{as}}{dt} = \dot{m}_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out} \quad (2-30a)$$

$$\frac{dT_{as}}{dt} = 0 \quad (2-30b)$$

$$\frac{dp_{as}}{dt} = \frac{kR_g}{V_{as}}(\dot{m}_{as}^{in}T_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out}T_{as}) \quad (2-30c)$$

类似地, 定容绝热储气库模型(记为 VA 模型)可表示为

$$\frac{dm_{as}}{dt} = \dot{m}_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out} \quad (2-31a)$$

$$\frac{dT_{as}}{dt} = \frac{1}{m_{as}}[(1 - \frac{1}{k})(\dot{m}_{as}^{in}T_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out}T_{as})] \quad (2-31b)$$

$$\frac{dp_{as}}{dt} = \frac{kR_g}{V_{as}}(\dot{m}_{as}^{in}T_{as}^{in} - \dot{m}_{as}^{out}T_{as}) \quad (2-31c)$$

(3) 储气库壁面温度求解

通用定容储气库模型(2-28)中, T_{as} 及 p_{as} 的求解需要获取墙壁温度 T_w 。 T_w 随储气库内高压空气温度的不同而变化, 具体可通过求解一维热传导方程获得^[74]。如图 2.8 所示, 定义储气库与墙壁周边任一截面上的温度为 T_{rs} , 由一维热传导方程可得任一时刻任一位置处的温度为^[74,75,126]

$$\frac{\partial T_{rs}(t, r)}{\partial t} = r_{rs} \left(\frac{\partial^2 T_{rs}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{rs}}{\partial r} \right) \quad (2-32)$$

其中, r_{rs} 为墙壁与储气库的热扩散率。

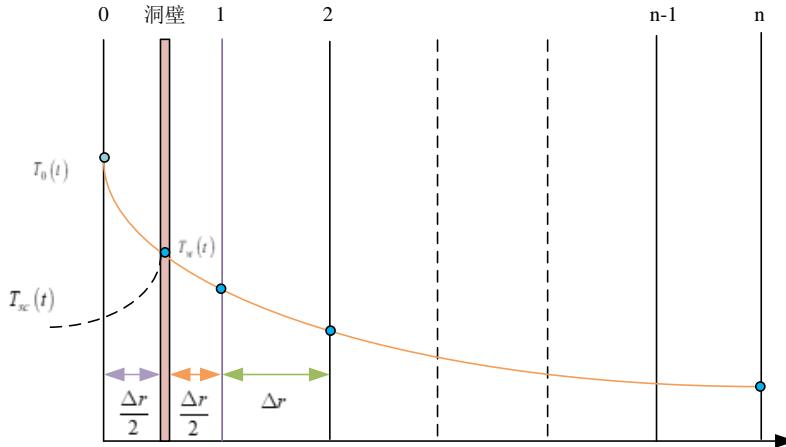


图 2.8 储气库与洞穴壁温度分布示意图

通过求解热传导方程(2-32)的空间离散化方程组(具体求解过程参见附录A), 可获取洞穴壁的温度为

$$T_w(t) = \frac{T_{rs,1}(t) + T_{rs,0}(t)}{2} = \frac{T_{sc,a}}{2(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2})} + T_{rs,1}\left(1 - \frac{1}{(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2})}\right) \quad (2-33)$$

其中, 毕奥数(Biot-number) $Bi^+ = \frac{\alpha_{a,w} \Delta r}{r_{rs}}$, $\alpha_{a,w}$ 表示从空气到洞穴壁的传热系数。

综上, 储气库模块的热力学动态模型中的变量如表 2.5 所示。

2.3.4 运行模式控制模块

AA-CAES 四种运行模式的确定可由运行模式控制模块, 即储气库入口侧的节流阀及储气库出口侧的节流阀来控制, 本小节给出其热力学模型。

一般而言, 绝热节流是等焓过程^[114], 节流前后空气质量流率相同, 温度相同, 只有压力不同。因此, 流经储气库入口侧节流阀(Throttle Valve, TV)模块的空气

表 2.5 储气库热力学动态模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
m_{as}	储气库中高压空气质量	Kg	\dot{m}_{as}^{in}	储气库进口空气流率	Kg/s
\dot{m}_{as}^{out}	储气库出口空气流率	Kg/s	T_{as}^{in}	储气库进口空气温度	K
T_{as}^{out}/T_{as}	储气库出口空气温度	K	T_w	墙壁温度	K
p_{as}	储气库空气实时压力	kPa			

满足：

$$\dot{m}_{c,TV}^{in} = \dot{m}_{c,TV}^{out}, T_{c,TV}^{in} = T_{c,TV}^{out} \quad (2-34)$$

节流前后空气的压力由其它边界条件确定。

类似地，流经储气库出口侧的节流阀模块的空气满足：

$$\dot{m}_{e,TV}^{in} = \dot{m}_{e,TV}^{out}, T_{e,TV}^{in} = T_{e,TV}^{out} \quad (2-35)$$

综上，节流阀模块热力学模型中的变量如表 2.6 所示。

表 2.6 节流阀热力学模型变量表

变量	物理意义	单位	变量	物理意义	单位
$\dot{m}_{c,TV}^{in}$	压缩侧 TV 入口流率	kg/s	$\dot{m}_{c,TV}^{out}$	压缩侧 TV 出口流率	kg/s
$T_{c,TV}^{in}$	压缩侧 TV 入口温度	K	$T_{c,TV}^{out}$	压缩侧 TV 出口温度	K
$p_{c,TV}^{in}$	压缩侧 TV 入口压力	kPa	$p_{c,TV}^{out}$	压缩侧 TV 出口压力	kPa
$\dot{m}_{e,TV}^{in}$	透平侧 TV 入口流率	kg/s	$\dot{m}_{e,TV}^{out}$	透平侧 TV 出口流率	kg/s
$T_{e,TV}^{in}$	透平侧 TV 入口温度	K	$T_{e,TV}^{out}$	透平侧 TV 出口温度	K
$p_{e,TV}^{in}$	透平侧 TV 入口压力	kPa	$p_{e,TV}^{out}$	透平侧 TV 出口压力	kPa

2.3.5 模型边界条件及性能指标

边界条件定义了 AA-CAES 各组件模型之间的关联关系，主要包括压缩侧接口与膨胀侧接口。以下针对图 2.2 所示的 AA-CAES 结构给出其边界条件，其它 AA-CAES 结构可稍作修改即可。

2.3.5.1 压缩侧模型接口

第 i 级压缩机的入口空气温度与压力分别为环境压力 p_0 与环境温度 T_0 。第 i 级 ($1 \leq i < N_c$) 压缩机的出口空气温度与压力为第 i 级压缩侧换热器的入口空气温度与压力，第 i 级换热器的出口空气压力与温度为第 $i+1$ 级压缩机的入口空气压力与温度，即

$$T_{c,HX,i}^{a,in} = T_{c,i}^{out}, T_{c,HX,i}^{a,out} = T_{c,i+1}^{in}, \forall 1 \leq i < N_c \quad (2-36a)$$

$$p_{c,HX,i}^{a,in} = p_{c,i}^{out}, p_{c,HX,i}^{a,out} = p_{c,i+1}^{in}, \forall 1 \leq i < N_c \quad (2-36b)$$

整个压缩侧经过各级压缩机、换热器及节流阀的空气质量流率相同。同时，末级压缩机 ($i = N_c$) 的出口空气压力与温度分别为末级换热器的入口空气压力与温度，末级换热器的出口空气压力与温度则视 AA-CAES 压缩侧运行模式而不同。具体为：1) 压缩侧定压运行模式下

$$\dot{m}_{c,TV}^{in} = \dot{m}_c, \dot{m}_{c,TV}^{out} = \dot{m}_{as}^{in} \quad (2-37a)$$

$$T_{c,HX,i}^{a,in} = T_{c,i}^{out}, T_{c,HX,i}^{a,out} = T_{c,TV}^{in}, T_{c,TV}^{out} = T_{as}^{in}, i = N_c \quad (2-37b)$$

$$p_{c,HX,i}^{a,in} = p_{c,i}^{out}, p_{c,HX,i}^{a,out} = p_{as}^{\max}, p_{c,TV}^{in} = p_{as}^{\max}, p_{c,TV}^{out} = p_{as}, i = N_c \quad (2-37c)$$

2) 压缩侧滑压模式下

$$\dot{m}_c = \dot{m}_{as}^{in} \quad (2-38a)$$

$$T_{c,HX,i}^{a,in} = T_{c,i}^{out}, T_{c,HX,i}^{a,out} = T_{as}^{in}, i = N_c \quad (2-38b)$$

$$p_{c,HX,i}^{a,in} = p_{c,i}^{out}, p_{c,HX,i}^{a,out} = p_{as}, i = N_c \quad (2-38c)$$

其中， p_{as}^{\max} 为储气库最大工作压力。

第 i 级 ($1 \leq i \leq N_c$) 换热器载热流体的入口温度均为定值，为冷罐中的 HTF 温度，即

$$T_{c,HX,i}^{HTF,in} = T_{cool}^{HTF} \quad (2-39)$$

所有换热器载热流体侧出口温度汇合后的温度为储热罐的入口 HTF 温度，即

$$T_{c,HX}^{HTF,Merge} = T_{c,TES}^{HTF,in} \quad (2-40)$$

2.3.5.2 膨胀侧模型接口

第 i 级 ($1 < i \leq N_e$) 膨胀机的入口空气温度与压力分别为第 i 级膨胀机侧换热器的出口空气温度与压力, 第 i 级 ($1 < i \leq N_e$) 换热器的入口空气压力与温度分别为第 $i - 1$ 级膨胀机的出口空气压力与温度, 即

$$T_{e,HX,i}^{a,out} = T_{e,i}^{in}, T_{e,HX,i}^{a,in} = T_{e,i+1}^{out}, \forall 1 < i \leq N_e \quad (2-41a)$$

$$p_{e,HX,i}^{a,out} = p_{e,i}^{in}, p_{e,HX,i}^{a,in} = p_{e,i+1}^{out}, \forall 1 < i \leq N_e \quad (2-41b)$$

整个膨胀侧流经节流阀、各级换热器、膨胀机的空气质量流率相同。同时, 首级膨胀机的入口空气压力与温度分别为首级换热器的出口空气压力与温度, 首级换热器的入口空气压力与温度则视 AA-CAES 膨胀侧运行模式而不同。具体地: 1) 膨胀侧定压运行模式下

$$\dot{m}_{e,TV}^{out} = \dot{m}_e, \dot{m}_{e,TV}^{in} = \dot{m}_{as}^{out} \quad (2-42a)$$

$$T_{e,HX,i}^{a,out} = T_{e,i}^{in}, T_{e,HX,i}^{a,in} = T_{e,TV}^{out}, T_{e,TV}^{in} = T_{as}, i = 1 \quad (2-42b)$$

$$p_{e,HX,i}^{a,out} = p_{e,i}^{in}, p_{e,HX,i}^{a,in} = p_{as}^{\min}, p_{e,TV}^{out} = p_{as}^{\min}, p_{e,TV}^{in} = p_{as}, i = 1 \quad (2-42c)$$

2) 膨胀侧滑压运行模式下

$$\dot{m}_e = \dot{m}_{as}^{out} \quad (2-43a)$$

$$T_{e,HX,i}^{a,out} = T_{e,i}^{in}, T_{e,HX,i}^{a,in} = T_{as}^{out}, i = 1 \quad (2-43b)$$

$$p_{e,HX,i}^{a,out} = p_{e,i}^{in}, p_{e,HX,i}^{a,in} = p_{as}^{out}, i = 1 \quad (2-43c)$$

其中, p_{as}^{\min} 为储气库最小工作压力。

第 i 级 ($1 \leq i \leq N_e$) 换热器载热流体的入口温度均为定值, 为储热罐的 HTF 出口温度, 即

$$T_{e,HX,i}^{HTF,in} = T_{e,TES}^{HTF,in} \quad (2-44)$$

所有换热器载热流体侧的出口 HTF 温度汇合后的温度为冷罐中的 HTF 温度, 即

$$T_{e,HX}^{HTF,Merge} = T_{cool}^{HTF} \quad (2-45)$$

此外，第 N_e 级膨胀机排气压力需大于 p_0 ，排气温度可视温度的大小，可用于制冷或供暖。

2.3.5.3 能量效率指标

基于组件级的部分负载热力学模型，可构建 AA-CAES 系统级的通用宽工况热力学仿真模型，具体包括压缩机、空气透平及换热器的部分负载热力学模型，储热罐与储气库的热力学动态模型，节流阀模型及受控于 AA-CAES 运行方式的边界条件。

为了分析 AA-CAES 系统级的性能，定义电效率、热效率及总能利用系数分别为

$$\eta_{elec} = \frac{\int_0^{t_{dis}} W_e dt}{\int_0^{t_{ch}} W_c dt}, \eta_{heat} = \frac{Q_H^L}{\int_0^{t_{ch}} W_c dt}, \eta_{total} = \eta_{elec} + \eta_{heat} \quad (2-46)$$

其中， t_{ch} 与 t_{dis} 分别为压缩储能时间与膨胀释能时间； Q_H^L 为一个循环周期内 AA-CAES 对外提供的热能，其具体计算方式视 AA-CAES 系统结构、供热方式等的不同而异。

2.4 基于熵平衡的宽工况热力学模型

AA-CAES 具有典型的多能流耦合特性，主要表现为对内的空气压缩热能与压 力势能双能流间的耦合，以及对外的冷、热、电多能流间的耦合。基于热平衡的宽工况仿真模型难以从统一的视角给出 AA-CAES 内外多能流间的差异，而基于熵理论的思路可为分析 AA-CAES 的多能流特性提供新的视角，本节将给出基于熵平衡的仿真模型。事实上，通过第 2.3 节的热力学仿真模型可以得到 AA-CAES 宽工况运行时各组件在额定工况或部分负载工况下作功工质（空气、HTF）在各热力学状态点（如图 2.2 中标注的状态点 1-12 及 1*-14*）的流率、压力、温度等参数，并基于此通过查询工质（空气、HTF 等）的热物性表^①，即可得到对应状态点下的焓值及熵值^[114]，进而可建立 AA-CAES 的熵平衡模型。

^① 热物性表可利用 NIST 的 REFPROP 获取，具体可参见 <https://www.nist.gov/srd/refprop>

2.4.1 压缩机熵模型

压缩机的输入熵为消耗的压缩功，输出熵为入口与进口空气焓熵差。如此，第*i*级压缩机的输入熵与输出熵分别为^[114]

$$Ex_{c,i}^{in} = W_{c,i} \quad (2-47a)$$

$$Ex_{c,i}^{out} = \dot{m}_c [c_p^a (T_{c,i}^{out} - T_{c,i}^{in}) - T_0 (c_p^a \ln \frac{T_{c,i}^{out}}{T_{c,i}^{in}} - R_g \ln \frac{p_{c,i}^{out}}{p_{c,i}^{in}})] \quad (2-47b)$$

相应地，第*i*级压缩机的熵损为

$$Lx_{c,i} = Ex_{c,i}^{in} - Ex_{c,i}^{out} \quad (2-48)$$

2.4.2 空气透平熵模型

透平的输入熵由空气提供，输出熵为输出功。如此，进入第*i*级空气透平的输入熵与输出熵分别为^[114]

$$Ex_{e,i}^{in} = \dot{m}_e [c_p^a (T_{e,i}^{in} - T_{e,i}^{out}) - T_0 (c_p^a \ln \frac{T_{e,i}^{in}}{T_{e,i}^{out}} - R_g \ln \frac{p_{e,i}^{in}}{p_{e,i}^{out}})] \quad (2-49a)$$

$$Ex_{e,i}^{out} = W_{e,i} \quad (2-49b)$$

相应地，第*i*级膨胀机的熵损为

$$Lx_{e,i} = Ex_{e,i}^{in} - Ex_{e,i}^{out} \quad (2-50)$$

2.4.3 换热器熵模型

(1) 压缩侧换热器

压缩侧换热器的输入熵由高温空气提供，输出熵由载热流体带走。如此，进入第*i*级换热器的熵为

$$Ex_{HX,i}^{c,in} = \dot{m}_c [c_p^a (T_{HX,i}^{a,in} - T_{HX,i}^{a,out}) - T_0 c_p^a \ln \frac{T_{HX,i}^{a,in}}{T_{HX,i}^{a,out}}] \quad (2-51)$$

流出第*i*级换热器的熵为载热流体带走的熵，即

$$Ex_{HX,i}^{c,out} = \dot{m}_{HTF,i}^{HTF} [(h_{HX,i}^{HTF,out} - h_{HX,i}^{HTF,in}) - T_0 (s_{HX,i}^{HTF,out} - s_{HX,i}^{HTF,in})] \quad (2-52)$$

其中, $h_{HX,i}^{HTF,in}$ 与 $s_{HX,i}^{HTF,in}$ 分别为换热器 HTF 侧的入口焓与熵; $h_{HX,i}^{HTF,out}$ 与 $s_{HX,i}^{HTF,out}$ 分别为出口焓与熵; h_0^{HTF} 与 s_0^{HTF} 分别为参考点的焓与熵^①。

相应地, 第 i 级换热器的熵损为

$$Lx_{HX,i}^c = Ex_{HX,i}^{c,in} - Ex_{HX,i}^{c,out} \quad (2-53)$$

(2) 膨胀侧换热器

与压缩侧换热器相反, 膨胀侧换热器的输入熵由高温 HTF 提供, 输出熵由空气带走。如此, 流入第 i 级换热器的输入熵为

$$Ex_{HX,i}^{e,in} = \dot{m}_{e,i}^{HTF} [(h_{HX,e,i}^{HTF,in} - h_{HX,e,i}^{HTF,out}) - T_0(s_{HX,e,i}^{HTF,in} - s_{HX,e,i}^{HTF,out})] \quad (2-54)$$

其中, 相关变量的含义同压缩侧换热器, 下标 e 表示膨胀侧。

流出第 i 级换热器的熵为空气带走的熵, 即

$$Ex_{HX,i}^{e,out} = \dot{m}_{e,i}[c_p^a(T_{HX,i}^{a,e,out} - T_{HX,i}^{a,e,in}) - T_0 c_p^a \ln \frac{T_{HX,i}^{a,e,out}}{T_{HX,i}^{a,e,in}}] \quad (2-55)$$

相应地, 第 i 级换热器的熵损为

$$Lx_{HX,i}^e = Ex_{HX,i}^{e,in} - Ex_{HX,i}^{e,out} \quad (2-56)$$

2.4.4 节流阀熵模型

节流阀的输入熵为入口空气的熵, 输出熵为出口空气的熵。对于入口侧节流阀而言, 输入熵为末级换热器的出口空气熵, 输出熵为进入储气库前的高压空气的焓熵。因此, 储气库入口侧及出口侧节流阀的熵损分别为

$$Lx_{TV}^c = Ex_{c,TV}^{in} - Ex_{c,TV}^{out} \quad (2-57a)$$

$$Lx_{TV}^e = Ex_{e,TV}^{in} - Ex_{e,TV}^{out} \quad (2-57b)$$

^① 一般而言, AA-CAES 系统中空气、HTF 等稳流动质的熵均需由焓 (h) 与熵 (s) 计算。由于本文假设空气为理想气体, 其 h, s 均为温度的单变量函数, 故采用温度表示了空气的熵与焓, 如 (2-51); 而 HTF 由于种类多, 具体类型视特定系统而定, 可采用加压水、导热油、熔融盐等, 一般不是理想工质, 故直接用 h 与 s 表示, 如 (2-52)。

其中, $Ex_{c,TV}^{in}$ 为压缩侧末级换热器出口空气的焓熵; $Ex_{c,TV}^{out}$ 为储气库入口侧空气的焓熵; $Ex_{e,TV}^{in}$ 为储气库出口侧空气的焓熵; $Ex_{e,TV}^{out}$ 为膨胀侧首级换热器入口空气的焓熵; 四者均可由对应空气的热力学状态参数(温度、压力)计算得出。

2.4.5 焓效率指标

基于热力学第一定律的性能指标可以反映系统内的能量转换情况,但其将功与热等同对待,导致该类效率评价指标只能反映系统能量利用的数量关系,不能反映其在能量利用品位上的不同,难以应用于AA-CAES多能联供应用场景的分析。为此,定义基于热力学第二定律的熵效率指标以分析系统性能。

基于熵的电效率、热效率及总熵效率分别为

$$\eta_{x,elec} = \frac{\int_0^{t_{dis}} Ex_e^{out} dt}{\int_0^{t_{ch}} Ex_c^{in} dt}, \eta_{x,heat} = \frac{Ex_H^L}{\int_0^{t_{ch}} Ex_c^{in} dt}, \eta_x = \eta_{x,elec} + \eta_{x,heat} \quad (2-58)$$

其中, Ex_H^L 为 AA-CAES 多能联供的热量熵。

2.5 宽工况仿真平台实现及典型系统热力学特性分析

2.5.1 宽工况仿真的实现

第2.3节中压缩机及空气透平的部分负载热力学模型中引入了压缩机转速 n_c 与透平转速 n_e ,二者分别由与之相连的电动机与发电机的转速及对应的转速控制策略决定。考虑到Matlab/Simulink自带了电力系统仿真模块SIMPOWER,其中的发电机与电动机模块设有转速接口,可直接与本章的压缩机与膨胀机的热力学模型集成。同时,本文第1.2节提出的接口灵活性需挖掘压缩机与膨胀机的机械输入与输出接口,而非电能输入与电能输出接口。因此,为了AA-CAES宽工况热力学仿真模型与电力系统接口的功能拓展以及仿真的通用性,本节基于Matlab/Simulink构建如图2.9所示的计及组件部分负载特性的AA-CAES宽工况热力学仿真系统,主要包括压缩机模块(内置压缩侧换热器)、膨胀机模块(内置膨胀侧换热器)、储气库模块、储热罐模块、节流阀模块以及功能控制模块,各模块实现本章所构建的热力学模型及对应的接口条件^①。

事实上,正如第1.2节分析的AA-CAES的灵活性一样,在不同的结构实现形式中AA-CAES与电力/热力的接口不同,相应的转速控制策略也有所不同,但一

^① 模型中的熵计算采用了开源Matlab熵接口程序HOT(Thermodynamic Tools for Matlab),具体可参见<http://hot-tdb.sourceforge.net/>

般均会采用最优转速控制策略，实现高效运行。为便于分析方便，本节假定实际 AA-CAES 实时通过转速 n_c 与 n_e 的调节确保了压缩机与膨胀机在相应运行工况下的最大等熵效率运行，即图2.3与图2.4中的压比与等熵效率可分别表示为质量流率的单值函数，膨胀机与之类似。

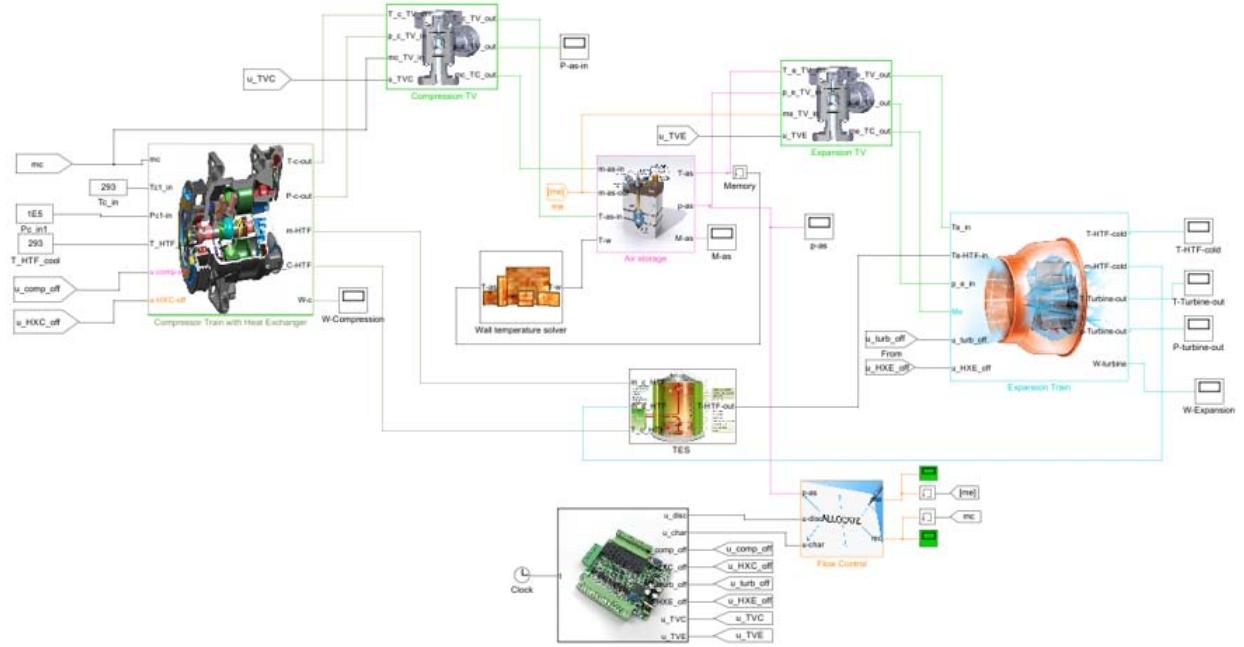


图 2.9 计及组件部分负载特性的 AA-CAES 宽工况热力学仿真系统

需要说明的是，目前存在可进行 AA-CAES 热力学特性仿真的软件，如 Thermoflex 等，但其只能进行系统在任一给定运行点的性能，难以给出整个系统运行过程中的动态特性（储热系统、储气库），从而不便于分析一个循环周期内 AA-CAES 内部热力学参数间的相互耦合关系，同时也难以给出 AA-CAES 的宽工况运行特性。

2.5.2 典型系统设计参数

图2.2给出了两级压缩两级膨胀的 AA-CAES 结构，尽管如此，本章的分析方法适用于任何多级压缩多级膨胀的 AA-CAES 系统的稳态热力学特性分析。本节基于所建的热力学稳态仿真模型分析一典型的小型 AA-CAES 系统的运行特性，该系统中的压缩机、膨胀机、换热器等组件的热力学设计参数分别见表 2.7 至表2.10，相关数据基于文献 [30,127] 改编而来。

我们假定采用文献 [38] 中的五级压缩三级膨胀结构，储气库无入口侧节流阀，但有出口侧节流阀，即 AA-CAES 运行于滑压-定压模式。同时，系统采用加压水作为 HTF，相应的储热系统采用低温双罐储热结构。

表 2.7 压缩机额定参数

级数	β_c	η_c (%)	p_c^{in} (MPa)	p_c^{out} (MPa)	T_c^{in} (°C)	T_c^{out} (°C)
一级	3.5	74.4	0.1	0.35	25	153
二级	2.676	77.5	0.34	0.91	45	146.7
三级	2.697	80.5	0.89	2.40	45	147.6
四级	2.468	82.4	2.35	5.80	45	142.2
五级	1.963	83.0	5.72	11.23	45	109.1

表 2.8 膨胀机额定参数

级数	β_e	η_e (%)	p_e^{in} (MPa)	p_e^{out} (MPa)	T_e^{in} (°C)	T_e^{out} (°C)
一级	2.212	82.6	2.50	1.13	100	12
二级	2.8	81.0	1.12	0.40	100	13
三级	3.714	81.6	0.39	0.105	100	13

2.5.3 设计工况性能

额定设计点的运行性能分析旨在说明 AA-CAES 内部各组件运行特性之间的相互影响，我们重点分析 AA-CAES 在滑压-定压运行模式下能量转换类组件（压缩机、膨胀机）及能量转移类组件（换热器）的运行特性与能量存储类组件（储气库及储热罐）的动态特性之间的耦合关系。

2.5.3.1 压缩储能过程

我们设定储气库的运行压力范围为 4MPa-10MPa，储气库的体积取为 100 m²（与文献 [38] 中的实际电站一致）。压缩储能过程以压缩机的额定质量流率 (0.4492kg/s) 进行压缩储能，在给定的压缩侧滑压运行模式下，压缩储能过程的总时间为 2.9h，各级压缩机的出口空气压力的变化过程如图 2.10 所示。

表 2.9 压缩侧换热器额定参数

级数	$T_{c,HX}^{a,in}$ (°C)	$T_{c,HX}^{a,out}$ (°C)	$T_{c,HX}^{HTF,in}$ (°C)	$T_{c,HX}^{HTF,out}$ (°C)	$\dot{m}_{c,HX}^{HTF}$ (kg/s)
一级	153	45	35	120	0.1346
二级	146.7	45	35	120	0.1268
三级	147.6	45	35	120	0.1279
四级	142.2	45	35	120	0.1212
五级	109.1	45	35	60	0.2755

表 2.10 膨胀侧换热器额定参数

级数	$T_{e,HX}^{a,in}$ (°C)	$T_{e,HX}^{a,out}$ (°C)	$T_{e,HX}^{HTF,in}$ (°C)	$T_{e,HX}^{HTF,out}$ (°C)	$\dot{m}_{e,HX}^{HTF}$ (kg/s)
一级	-15	100	120	35	0.7855
二级	30	100	120	35	0.5936
三级	25	100	120	35	0.5943

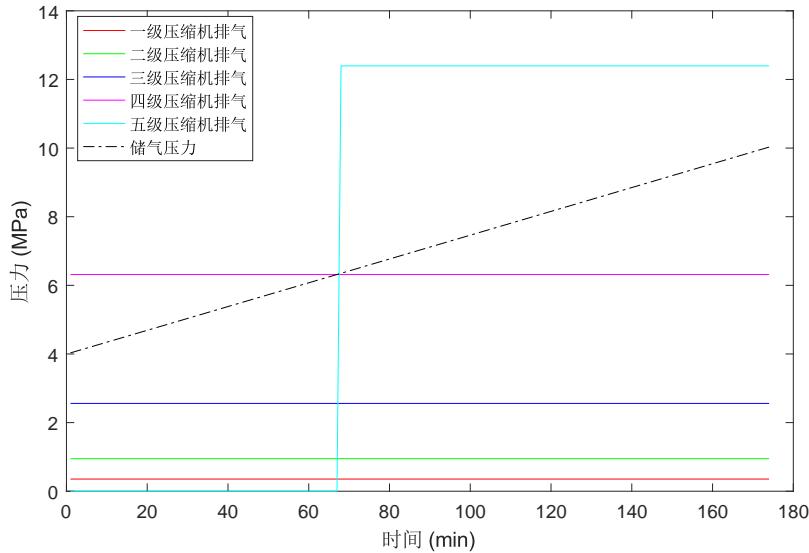


图 2.10 压缩储能过程各级压缩机出口压力变化曲线（设计工况）

由于压缩侧采用了滑压运行模式，压缩机将承受储气库背压，而随着储能过程的进行，储气库压力升高，压缩机承受的背压也将增大，各级压缩机的运行状态也有所不同。压缩初始状态，储气库压力为 4MPa，需要启动前四级压缩机；随着储气库空气压力增至 6.2MPa（第 65min），第 5 级压缩机启动，从而将末级压缩机的出口空气压力提升至 10MPa 以上，以克服储气库的实时压力进行储气。此外，由于我们设定不考虑换热器的压损特性，导致每级压缩机的排气压力略高于额定排气压力。

对于小型 AA-CAES，由于储气库体积较小，容易实现绝热储气，我们采用了 VA 模型。在储能过程中储气库中空气的热力学动态如图2.11所示。在 VA 模型的设定下，储气库不与外界进行换热，随着高压空气（高温）的注入，储气库内空气的质量、温度及压力均上升。为了维持储气库的最低运行压力，储气库在初始状态需存储一定的空气，由理想气体状态方程可得初始空气质量为 4.7617×10^3 kg/，由于以额定质量流率储气，储气库中空气质量线性增长。

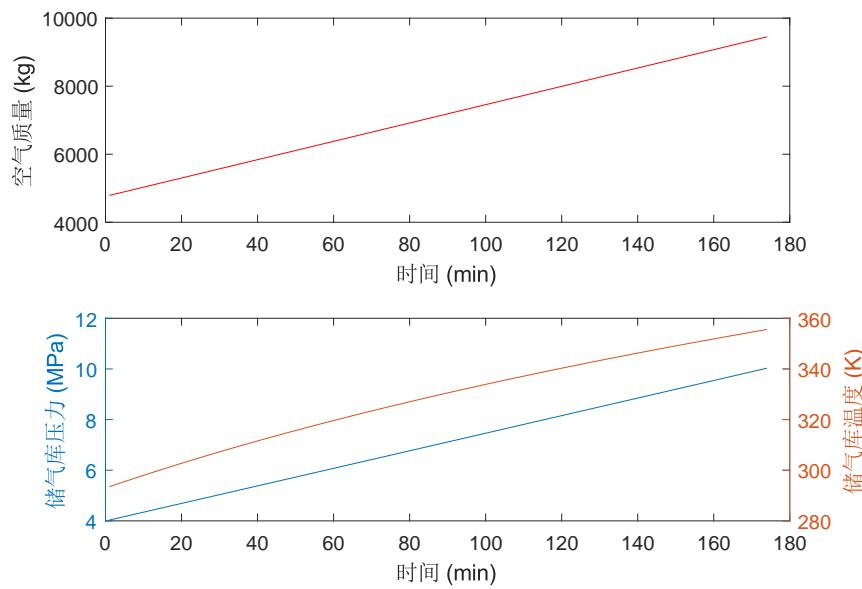


图 2.11 压缩储能过程储气库动态特性（设计工况）

在第 5 级压缩机未启动前，储气库进口空气的热力学参数由第 4 级换热器出口空气决定，当第 5 级压缩机启动后则由第 5 级换热器出口空气的热力学参数决定。因此，储气库的压力呈现两段线性增长趋势，而温度与储气库中空气的实时质量有关，并不线性增长。

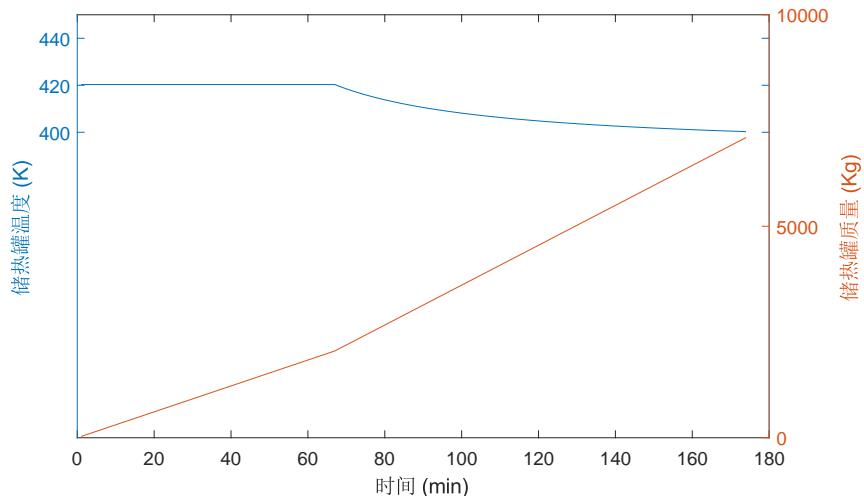


图 2.12 压缩储能过程储热罐动态特性（设计工况）

小容量储热系统容易实现绝热模型，我们假定系统在储能初始状态下高温储热罐中 HTF 的质量为 0，压缩储能过程中高温储热罐的 HTF 的热力学动态特性如图 2.12 所示。在第 5 级压缩机未启动之前，由于以额定质量流率压缩，HTF 侧也以

固定的质量流率进行储热（一般维持换热器的热容比 $C_{c,HX}$ 为定值），储热罐中的 HTF 质量增大。第 5 级压缩机启动后，注入储热罐中的 HTF 质量流率将进一步增大，从而增大了储热罐中 HTF 质量变化的斜率。同时，由于前五级换热器的 HTF 汇合温度（392.12K）低于前四级换热器的 HTF 汇合温度（420.30K），导致储热罐中 HTF 的温度从第 56min 起先下降（根据温度混合方程），随着储热过程的结束，HTF 的温度渐渐平稳。储热过程结束时，储热罐中的 HTF 总质量为 7.0973×10^3 kg，HTF 的温度为 400.27K。

在设计工况下，压缩侧各级换热器的换热功率及各级压缩机的耗功变化曲线分别如图2.13及图2.14所示。由于我们假定 AA-CAES 内部各组件在设计质量流率下以额定等熵效率运行，因此各级换热器的换热器量均为设计值，换热器运行于额定等熵效率。尽管各级换热器的 HTF 侧进口温度均为 308.15K，但由于各级的热容比以及入口空气温度的差异，其换热功率不同。

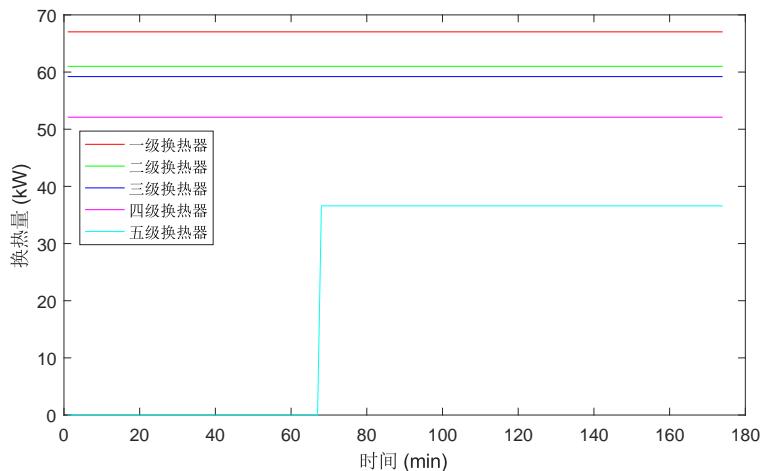


图 2.13 压缩储能过程换热器换热功率变化曲线（设计工况）

同时，在第 5 级压缩机未启动前，第 1 级至第 4 级压缩机消耗的额定电功率分别为 77.73 kW, 60.79 kW, 58.98 kW, 51.69 kW，系统总耗功为 249.21kW；第 5 级压缩机启动后并消耗电功率 36.93kW，从而将储能过程消耗的电功率提升至 286.14kW。因此，我们不难发现，在压缩侧的滑压运行模式下，整个压缩储能过程不能一直实现满压缩功率储能，但各级压缩机可运行在额定设计工况。

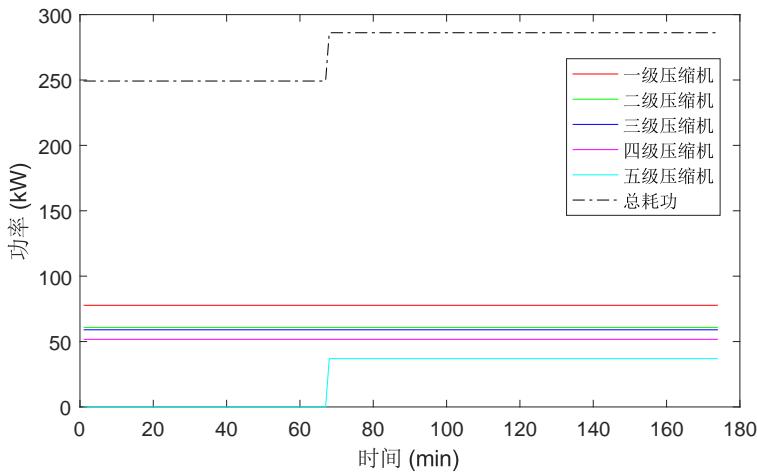


图 2.14 压缩储能过程压缩机耗功变化曲线（设计工况）

2.5.3.2 膨胀释能过程

与压缩储能过程类似，我们以膨胀机的额定质量流率 (2.4435kg/s) 进行膨胀释能，在给定的膨胀侧定压运行模式下，储气库的热力学动态特性如图 2.15 所示，总释能时间为 0.53h 。由于采用了定压运行模式，第 1 级透平的进气压力为储气库的最低运行压力，即 4MPa ，随着释能过程的进行，储气库中空气的压力逐渐从压缩储能末端时的储气压力 10MPa 逐渐减小，当储气压力减至储气库的最低运行压力时，释能过程结束。储气库内空气质量线性减少，而压力与温度并不呈线性趋势，其原因在于储气压力不仅与质量流率有关，还与储气库内空气的温度有关，而空气温度与时变的储气库空气质量有关。

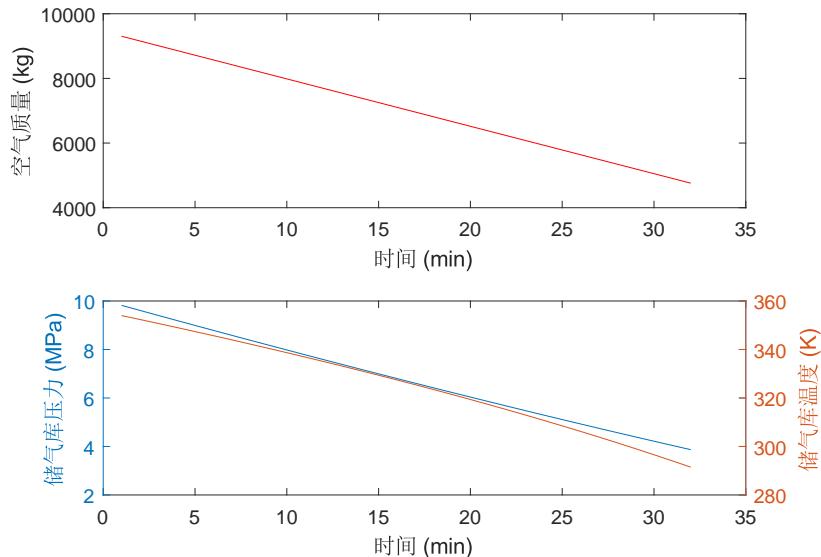


图 2.15 膨胀释能过程储气库动态特性（设计工况）

在储气库 VA 模型下，随着储气库中空气质量的减少，储气库中空气温度也持续下降，从释能开始时的 355.58 K 降至释能结束时的 291.47K，进而逐渐增大了对膨胀释能阶段各级换热器的换热功率需求。由图2.16所示的换热器换热功率变化曲线可以看出，1 级换热器换热功率需求的变化最明显，从膨胀释能初始时的 93.35kW，逐渐增至释能终止时的 221.9kW，变化幅度达 137.71%；2 级换热器换热功率的变化范围较小，从释能开始时的 138.49kW 增至释能结束时的 152.94kW，增幅为 10.43%；3 级换热器的换热功率基本维持不变。由此可以得出，随着释能过程的进行，越靠近储气库的换热器换热功率的变化越大，而后级换热器换热功率的变化越来越小，其主要原因在于通过前级换热器的“缓冲”，后级换热器的进口空气温度在释能过程中可以维持在较小的变化范围。

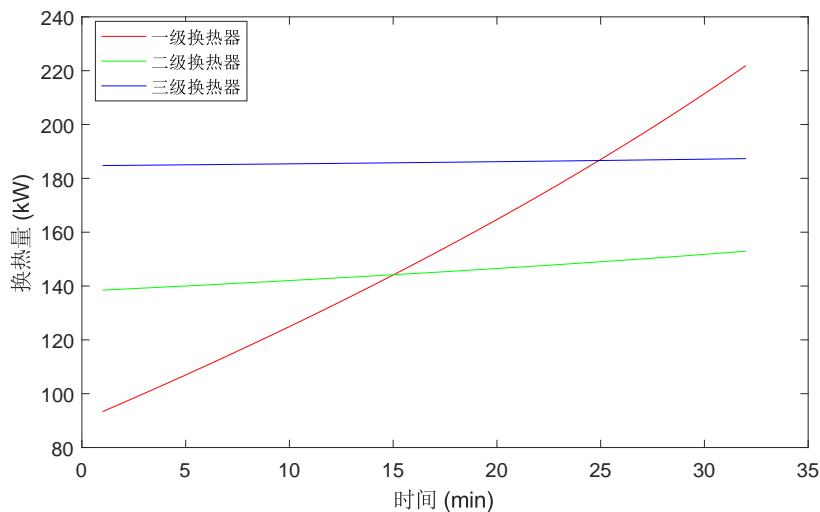


图 2.16 膨胀释能过程换热器换热功率（设计工况）

与图2.16中换热器换热功率的变化一致，随着释能过程中储气库内空气压力及温度的降低，各级透平的输出功率也相应下降，但变化不大。图 2.17给出了膨胀释能过程中第 1 级透平输出功率及 AA-CAES 系统的总膨胀功率的变化曲线。第 1 级透平的输出功率从 161.8kW 减至 158.06kW，变化率为 2.31%，三级透平的总输出（电）功率从 594.06kW 减至 589.29kW，变化仅为 0.8%。由此可见，通过换热器及储热系统的配合，让换热器承担（或缓解）储气库内空气温度的下降对释能过程的影响，即可在透平侧的定压运行模式下实现稳定的功率输出，可以说，这正是 AA-CAES 这一储能循环采用储气与储热实现“气热双储”带来的灵活性。

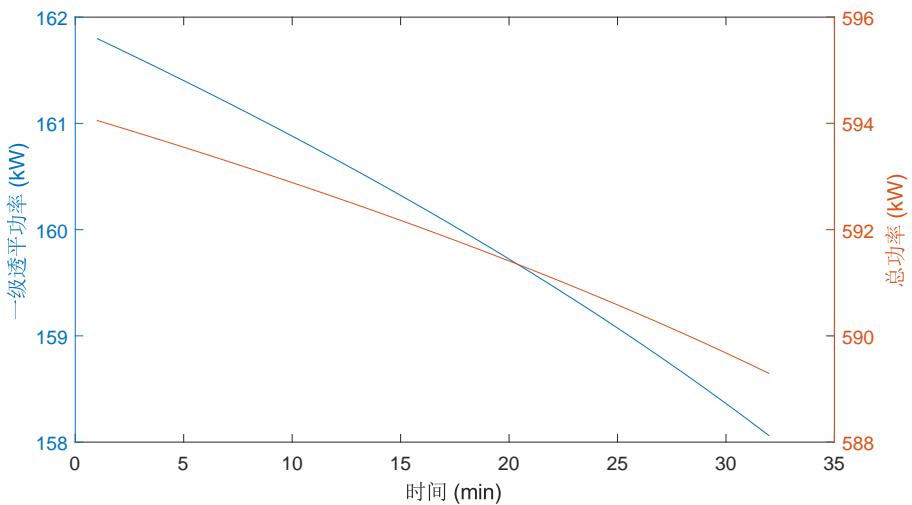


图 2.17 膨胀释能过程输出功率变化曲线（设计工况）

综上，在滑压-定压运行模式下，以额定质量流率进行储能与释能的一个循环周期中，AA-CAES 消耗的总电量为 0.7886MWh，输出的总电量为 0.3157MWh，其电-电效率 η_{elec} 为 40.03%。同时，储能结束时高温储热罐中的 HTF 质量为 $6.9784 \times 10^3 \text{kg}$ ，释能结束时储热罐中剩余的高温 HTF 质量为 $3.2941 \times 10^3 \text{kg}$ ，温度为 400.27K，该部分热水可用于供热，总供热量可达 0.3524MWh，供热效率 η_{heat} 为 44.69%，系统热电联供的总能利用系数 η_{total} 为 84.72%。供热量的热量熵为 0.0944MWh，供热熵效率 $\eta_{x,heat}$ 为 11.97%，热电联供总熵效率 $\eta_{x,total}$ 为 52%。此外，尽管本文不关注制冷，但透平末级排气温度 (283.01K) 低于环境温度，该部分能量可用于制冷，进而 AA-CAES 多能联供的总能利用系数及熵效率均可提高。事实上，图2.10中第 5 级压缩机排气压力高于储气库的实时压力，存在一定的能量损失，若让第 5 级压缩机运行于一定的非设计工况，使得其排气压力与储气库压力一致，即可降低第 5 级压缩机的耗功，从而可进一步提升系统的各能效指标。

2.5.4 部分负载性能

实际运行过程中，除了内部组件之间的耦合关系之外，能量转换类组件（压缩机、膨胀机）及能量转移类组件（换热器）的部分负载运行特性对 AA-CAES 系统运行特性也有着重要的影响。特别是，当挖掘 AA-CAES 的容量备用等灵活性特性时，压缩储能过程中的质量流率与膨胀释能过程中的质量流率将偏离压缩机与膨胀机（及与之匹配的换热器）的额定质量流率，进而影响内部能量转换、能量转移及能量存储组件的热力学特性。我们以图2.18所示的部分负载质量流率模拟电力系统对 AA-CAES 的宽工况运行要求，进而分析对应的压缩储能与膨胀释能过程。

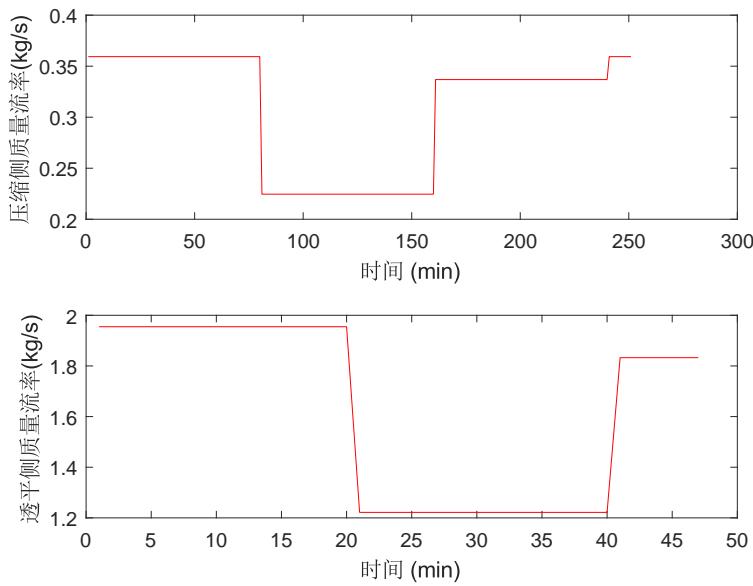


图 2.18 模拟部分负载模式的质量流率曲线

2.5.4.1 压缩储能过程

在压缩侧滑压运行模式下，按照图2.18所示的质量流率进行压缩储能的过程中，压缩侧的质量流率的减小导致整个储能运行时间由设计工况下的 2.9h 增长为 4.18h。图2.19给出了部分负载运行模式下各级压缩机入口压力的变化曲线。

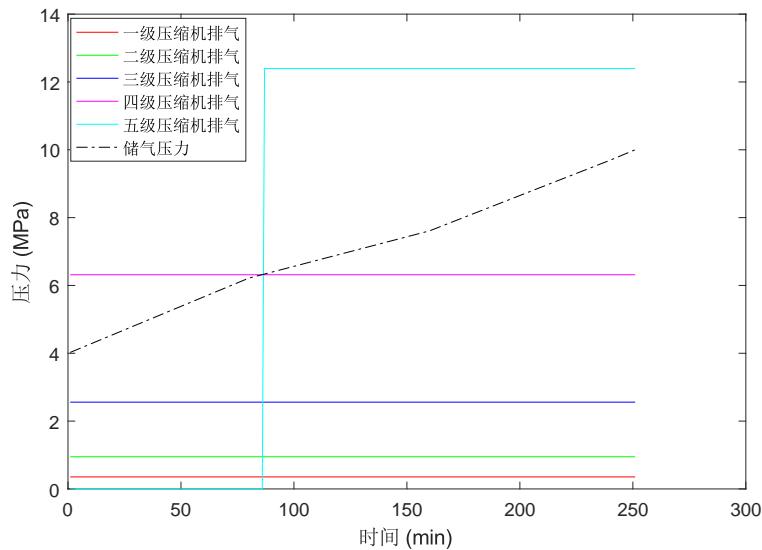


图 2.19 压缩储能过程压缩机入口压力变化曲线（部分负载）

由图2.19可知，储气库储气压力的变化趋势与质量流率的变化趋势一致，可近似分为三段，第一段为从 0min-80min，第二段为从 81min-160min，第三段为 160min-

250min，相应的储气库内空气温度及空气总质量也存在同样的趋势。

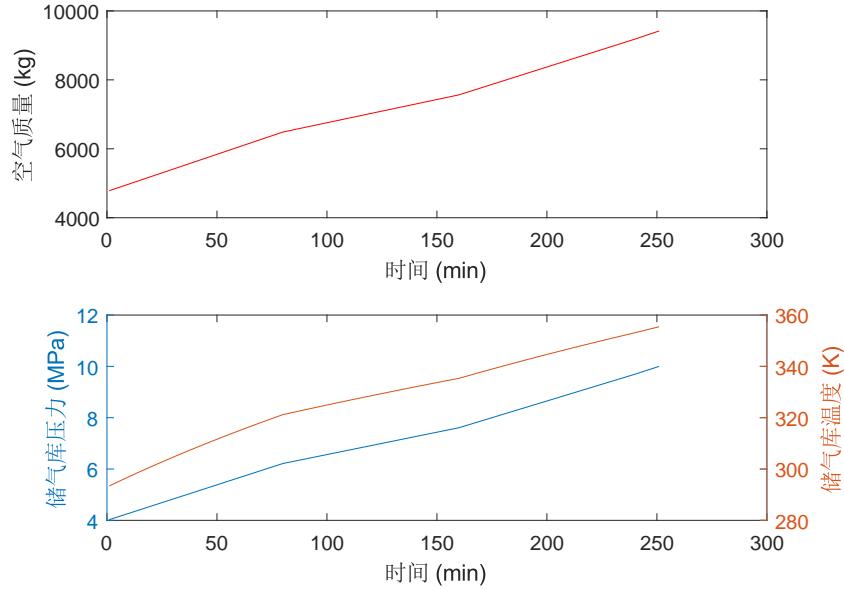


图 2.20 压缩储能过程储气库动态特性（部分负载）

图2.21给出了各级换热器换热功率的变化曲线。尽管换热器量变换趋势与质量流率趋势一致，但由于以部分负载模式运行时换热器等熵效率的降低，导致整个储热过程存储的高温 HTF 的降低，如图2.22所示。

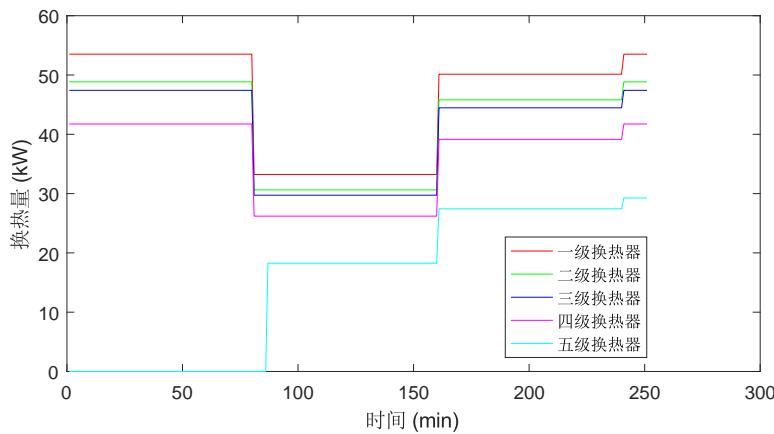


图 2.21 压缩储能过程换热器换热量变化曲线（部分负载）

压缩储能结束时储热罐中存储的储热介质质量由设计工况下的 $7.0973 \times 10^3 \text{ kg}$ 降为 $7.0407 \times 10^3 \text{ kg}$ 。与设计工况类似，由于在压缩侧滑压运行过程中第 5 级压缩机的启动，储热罐中 HTF 的温度在压缩储能过程的后期也有所降低。但是，由于

在部分负载运行模式下流经换热器的 HTF 的质量流率相应减小，导致压缩储能结束时储热罐中 HTF 的温度（400.35K）稍高于设计工况（400.27K）。

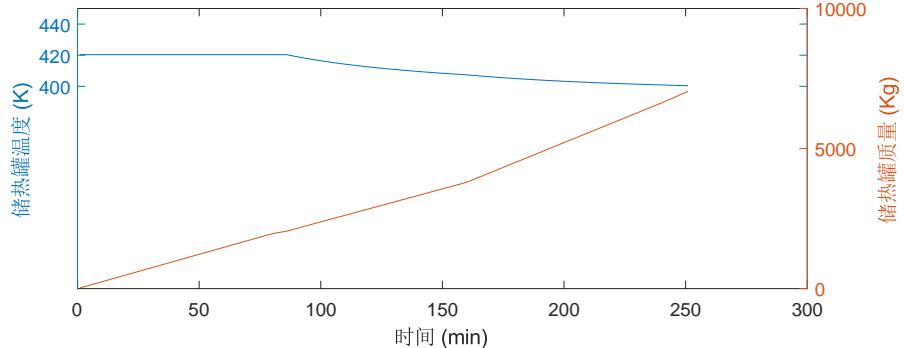


图 2.22 压缩储能过程储热罐动态特性（部分负载）

图2.23给出了部分负载模式下压缩过程中各级压缩级的耗功。可以得出，质量流率的调节在一定程度上实现了压缩侧耗功功率的调节。在第 5 级压缩机未启动之前，在第 81min 由于压缩侧质量流率的突然减小（见图2.18），导致压缩侧总耗功的突变，在第 85min 随着压缩侧背压升高，第 5 级压缩机启动后，压缩侧耗功回升。

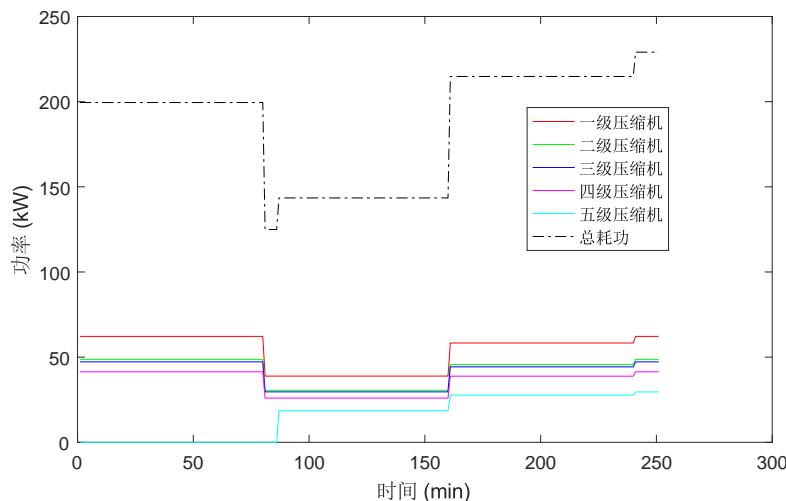


图 2.23 压缩储能过程压缩机耗功变化曲线（部分负载）

2.5.4.2 膨胀释能过程

在膨胀侧的定压释能过程中，按部分负载模式质量流率放气的总时间为 0.78h，图2.24给出了整个释能过程中各级透平进气压力及储气库内空气压力的变化曲线。尽管储气库内空气压力一直在降低，但由于储气库出口侧节流阀的“稳压”作用，

各级透平的进气压力均可维持核定，从而改善了由于压力偏离设计值造成的透平的部分负载运行特性。

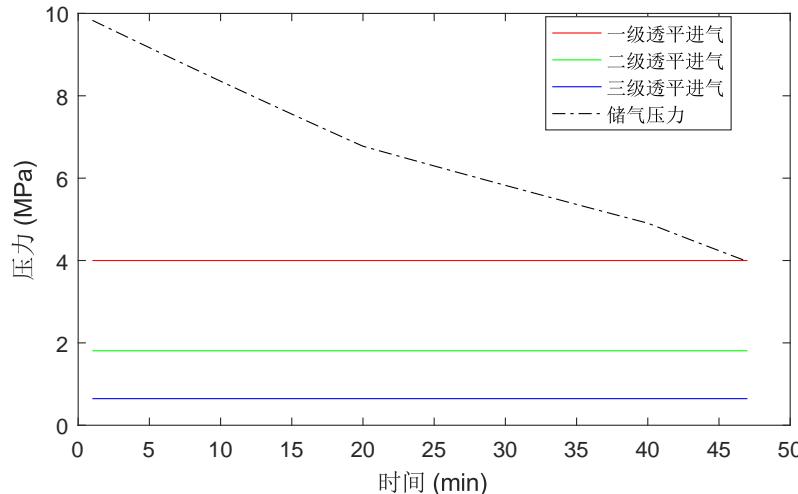


图 2.24 膨胀释能过程储气库动态特性（部分负载）

图2.25给出了各级换热器换热功率的变化趋势。在部分负载模式下，受储气库内空气温度的变化（类似于设计工况）以及放气质量流率变化的综合影响，换热器的换热功率表现出较为复杂的特性。例如，在0-20min的释能阶段，储气库内空气温度的变化对换热器换热需求的影响占主导作用，储气库温度的降低，增加了各级换热器换热功率的需求；在第20min由于放气质量流率的降低幅度较大（见图2.18），降低了换热器整体的换热功率需求；随着空气侧质量流率的固定，储气库温度变化对各级换热器换热的影响占主导。

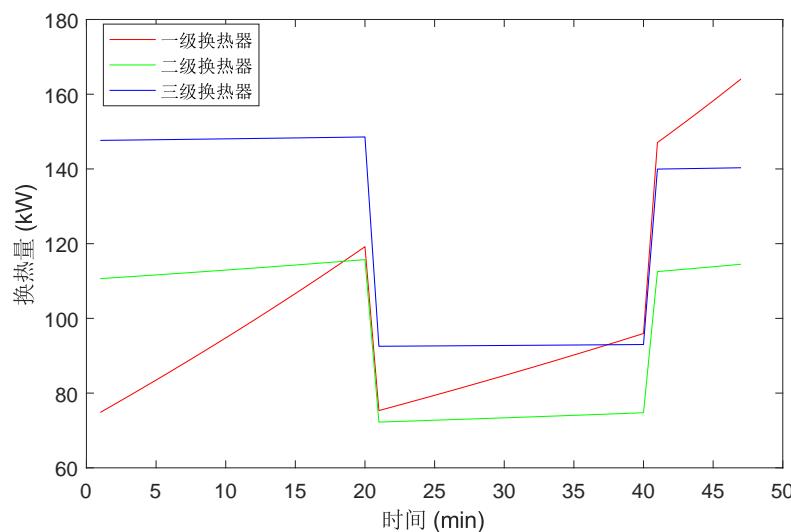


图 2.25 膨胀释能过程换热器换热功率（部分负载）

图2.26给出了部分负载模式下，各级透平及AA-CAES的总输出功率。由于质量流率偏离设计值，降低了释能环节透平的实际运行等熵效率，从而降低了系统输出功率。

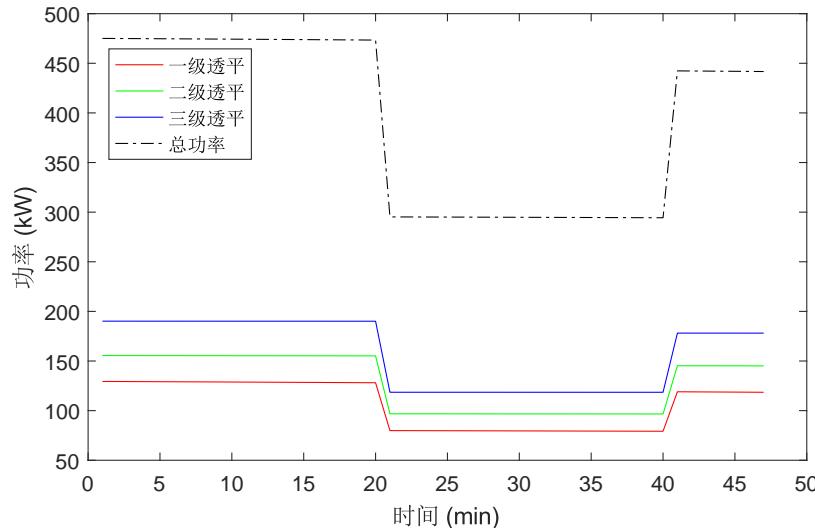


图 2.26 膨胀释能过程输出功率变化曲线（部分负载）

综上，以本节给定的部分负载质量流率进行压缩储能与膨胀释能的一个循环周期中，AA-CAES 消耗的总电量为 0.8259MWh，输出的总电量为 0.3079MWh，其电-电效率 η_{elec} 为 37.28%，与设计工况相比相对下降 6.87%。储能结束时高温储热罐中的 HTF 质量为 7.0407×10^3 kg，释能结束时储热罐中剩余的 HTF 质量为 3.3266×10^3 kg，温度为 400.35K，可用于供热的热量为 0.3563MW，供热效率为 η_{heat} 为 43.14%，系统热电热联供的总能利用系数 η_{total} 为 80.42%。供热的热量烟为 0.0955MWh，供热烟效率为 11.56%，总烟效率为 48.58%。对比设计工况与宽工况算例可知，部分负载运行模式降低了系统的电-电效率、总能利用系数以及总烟效率。需要说明的是，在本节的仿真中我们采用了小容量的 AA-CAES 系统，其储气与储热系统均能实现绝热，若考虑储气库及储热系统的传热损失，则上述分析中的效率指标均会有所下降。

2.6 小结

实现面向宽工况应用的 AA-CAES 准确的组件级部分负载热力学特性建模与分析是研究 AA-CAES 运行模型及市场运营策略等的前提。本章结合新能源电力系统中 AA-CAES 的典型应用场景对其宽工况运行的要求，以及由此导致的内部组件级别的部分负载特性，建立了 AA-CAES 通用宽工况热力学稳态仿真模型。同

时，基于构建的热力学仿真模型分析了一典型 AA-CAES 试验系统在多种运行模式及多种供能模式下的运行特性，为源-网-荷侧相应 AA-CAES 实现形式的建模与分析提供了基础。

第3章 网侧先进绝热压缩空气储能电站建模及运行方法

3.1 概述

AA-CAES 在新能源电力系统中最基本的应用形式即为储能电站，可用于电网削峰填谷、调峰、备用等场景^[128]。AA-CAES 能用于该类场景的主要原因在于其能为电网提供较长时间的能量及容量备用等灵活性支撑（见图1.5），而实现 AA-CAES 储能电站能量与备用特性的准确建模是分析其在电力系统中运行特性的前提。

构建能量与备用模型最直观的思路是采用等效电池模型，然而本文第2章指出备用等运行模式需要 AA-CAES 储能电站运行于宽工况条件，导致内部组件处于部分负载运行模式，而等效电池模型难以刻画组件级的部分负载特性。另一方面，完全采用第2章的部分负载热力学仿真模型构建的能量与备用模型又过于复杂，难以被实际 AA-CAES 储能电站及所在电力系统的运行调度所采用。为此，我们需要寻求一种既不丢失 AA-CAES 的宽工况热力学特性且物理意义简单明确的运行建模方法，以实现等效电池模型与热力学仿真模型之间的平衡。

借鉴数据结构的思想，若将 AA-CAES 视为对象，其属性可视为第 2 章研究的每个组件，而其方法为各组件的部分负载热力学特性。只要通过合适的接口设计，使得 AA-CAES 这一对象对外提供能表征其内部热力学特性，且对外部应用而言物理意义明确、形式简单的典型接口函数，即可实现复杂的热力学仿真模型与电力等效电池模型间的平衡。本章将该类接口函数称为热力学特性曲线簇，其可实现对内部组件级部分负载特性的封装，同时对外提供了获取 AA-CAES 系统宽工况运行特性的接口，可供储能电站的调度运行及市场运营等问题使用。

本章结构安排如图 3.1 所示，第 3.2 节基于第 2 章组件级部分负载热力学仿真模型，提出表征 AA-CAES 宽工况运行特性的热力学特性曲线簇；第 3.3 节基于宽工况特性曲线簇，提出计及储气水平与储热水平及二者耦合关系的双 SOC 建模框架与方法；第 3.4 节基于双 SOC 模型分析宽工况特性对风-储协同系统运行的影响；第 3.5 节给出 AA-CAES 储能电站的市场运营策略，以提升储能电站运行经济性。

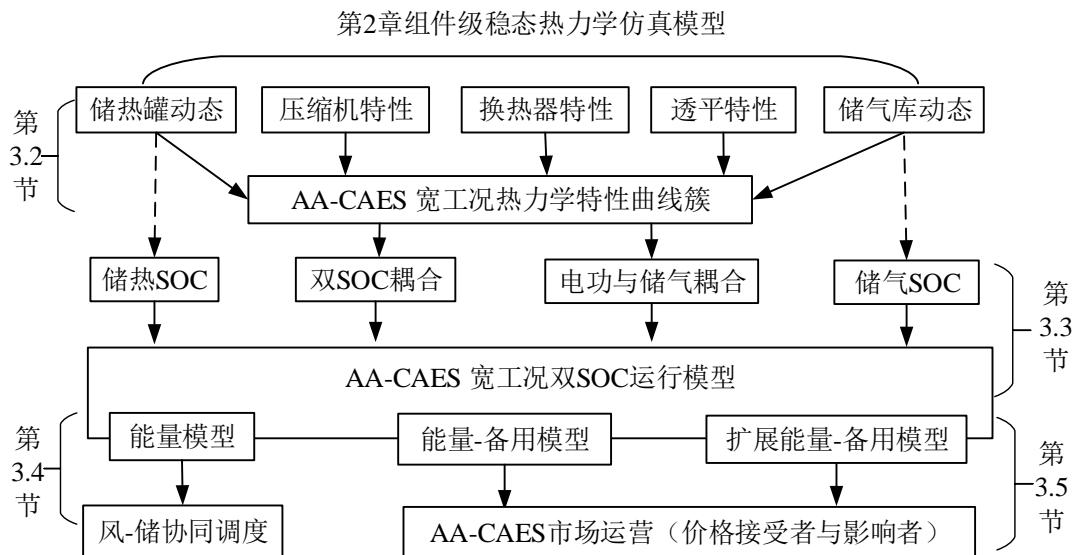


图 3.1 第3章结构安排

3.2 宽工况热力学特性曲线簇

本节基于第2章宽工况热力学仿真模型抽象出能刻画 AA-CAES 内部组件的部分负载特性对系统宽工况运行特性整体影响的热力学特性曲线簇。首先，分析 AA-CAES 内部组件级（压缩机、膨胀机、换热器）部分负载特性的集中化表示思路；其次，从换热器视角给出 AA-CAES 内部压力势能与压缩热能双能流耦合关系的集中模型；最后，从压缩机与膨胀机视角给出储气量与压缩/膨胀功率间的耦合关系，从而界定四组通用的 AA-CAES 宽工况热力学特性曲线簇。

3.2.1 组件级部分负载特性的集中表示

压缩机、空气透平及换热器等组件的部分负载运行特性，一般由 AA-CAES 储能电站的系统集成者在压缩机、透平及换热系统选型阶段予以克服或优化设计。对电力系统运行调度人员而言，需要关注内部组件的部分负载特性对 AA-CAES 储能电站与电网的功率接口（即压缩机的压缩功率与透平的膨胀功率）的整体影响。

鉴于已有商业化运行数据（或经验），我们先分析 D-CAES 电站的运行特性，进而推广到 AA-CAES 储能电站。因 D-CAES 电站仅存储高压空气，释能环节所需热量由相对灵活的外界燃料补燃提供，其储（电）能水平可通过储气库储气水平（唯一）决定^[13]。以采用滑压-定压模式运行的 D-CAES 电站为例，其在释能过程中不同膨胀功率下单位输出电功率消耗的高压空气质量流率受其空气透平的部分负载运行特性影响，在储能过程中不同压缩功率下单位输入电功率能存储的高压空气质量流率受压缩机的部分负载特性与储气库储气的水平共同影响。基于文献

[69] 和 [96] 中的测试数据, 图3.2给出了不同储能水平下 D-CAES 电站单位压缩功率所能存储的压缩空气质量 (空气压力势能) 的变化曲线, 在 D-CAES 电站的实际运行中可根据储气库空气的压力、温度等热力学参数调节补燃环节的供热量即可实现高效的膨胀释能。

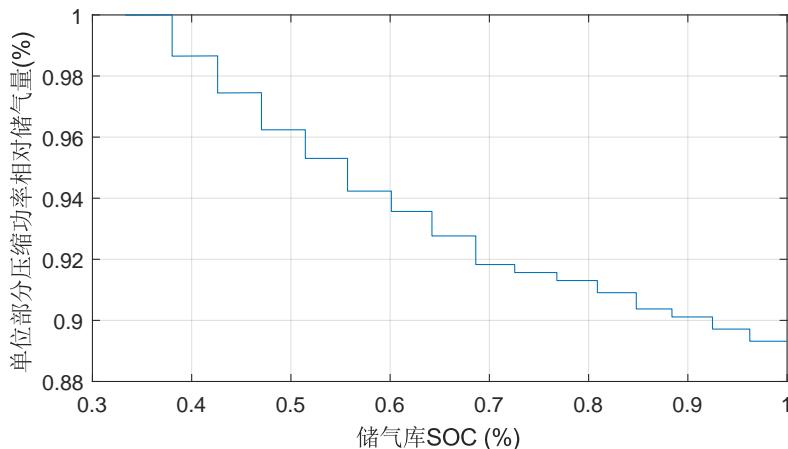


图 3.2 不同储能水平单位压缩功率 (MW) 储能量

AA-CAES 储能电站在膨胀释能过程中存在与 D-CAES 电站类似的特性, 但相比 D-CAES 电站而言, AA-CAES 电站用压缩储能阶段收集的空气压缩热能代替燃料补燃, 其储能水平由储气库储气水平 (决定透平入口空气压力) 与储热罐储热水水平 (影响透平入口空气温度) 同时决定。由第 2.3.2 节分析可知, 压缩储能阶段收集的压缩热能受换热器的部分负载特性影响明显, 从而导致 AA-CAES 电站释能发电环节的运行灵活性稍低于 D-CAES 电站。为将组件级的部分负载运行特性嵌入 AA-CAES 系统级的宽工况运行模型, 需要准确刻画各组件的部分负载运行特性对 AA-CAES 内部压力势能与压缩热能的存储与消耗水平的集中影响。

3.2.2 内部势能-热能双能流耦合关系

由第2.3节中压缩机的部分负载热力学模型 (2-1)-(2-8) 及储气库的热力学动态模型 (2-28) 可知, 压缩功率对储气库的影响是通过注入空气增加储气量 (空气压力势能), 膨胀功率对储气库的影响是通过消耗空气减少储气量。另一方面, 存储压缩热能的储热系统与压缩侧 (或膨胀侧) 的耦合来源于压缩侧 (或膨胀侧) 的换热器。因此, 我们可以从换热器与压缩机 (或膨胀机) 间的热力学耦合关系来建立 AA-CAES 内部空气压力势能与压缩热能间的解耦存储与耦合释能关系。

本文以压缩储能过程中内部空气势能与压缩热能双能流间的解耦存储关系为例进行分析, 膨胀释能过程中内部压力势能与压缩热能间的耦合释能关系与之类

似。由式(2-10)可知,压缩机消耗的功率由空气质量流率及压缩机的入口与出口空气温度决定;由式(2-15)可知,换热器的换热量由换热器入口与出口温度及质量流率决定。另一方面,储热量由换热器收集或消耗的热功率决定,为此只要合理刻画压缩机耗功与换热器收集的热功率间的关系即可建立内部空气压力势能与空气压缩热能间的解耦存储关系。

为了给出设计工况下压缩机(电)功率与换热器(热)功率间的量化关系,我们暂时假定换热器换热充分,每级压缩机入口空气温度相同(如文献[38,39]中的试验系统),考虑到压缩机出口温度等于相邻换热器入口温度(参见图2.2所示AA-CAES结构及边界条件),从而换热器的换热功率大致等于压缩机消耗的电功率(亦可参见2.5节中的仿真分析)^①。实际运行过程中,由于受组件部分负载特性及系统宽工况运行要求的影响,压缩机的电功率与储热系统的储热功率(换热器的集热功率)间的关系是时变的,同时还受AA-CAES系统本身结构参数以及运行方式的影响。因此,AA-CAES内部压力势能与压缩热能间的解耦存储与耦合释能关系可分别通过压缩侧与膨胀侧换热器的特性表示为

$$\varphi(P_t^c, h_t^c) = 0 \quad (3-1a)$$

$$\phi(P_t^d, h_t^d) = 0 \quad (3-1b)$$

其中, P_t^c 与 P_t^d 分别为时段 t (所有)压缩机消耗与(所有)膨胀机输出的电功率,实际上其值分别与第2章中对应时刻的压缩机耗功 W_c 与膨胀机输出功 W_e 相同^②; h_t^c 与 h_t^d 分别为储能阶段注入储热系统的热功率与释能阶段消耗的热功率,实际上其值可由第2章中的HTF比热容 c_p^{HTF} ,质量流率(\dot{m}_e^{HTF} , \dot{m}_c^{HTF}),以及对应的HTF温度(T^{TES} , $T_{c,HX}^{HTF,Merge}$, $T_{e,HX}^{Merge}$, T_{cool}^{HTF})等计算而得。(3-1a)表示储能过程中储热功率与储电功率(即压缩机电功率)间的耦合关系,间接刻画了压力势能与压缩热能的解耦存储关系;(3-1b)表示释能过程中耗热功率与放电功率(即膨胀机电功率)间的耦合关系,间接刻画了压力势能与压缩热能的耦合释能关系。

特别地,势能与热能双能流间耦合关系(3-1)的特殊形式可表示为

$$h_t^c = \varphi(P_t^c)P_t^c \quad (3-2a)$$

- ① 出现压缩机耗功与换热器收集热功率相等现象的一个原因是,一般假定空气的定压比热容为定值,实际中二者并不相同。
- ② 第2章针对压缩机、膨胀机及换热器等建立稳态热力学仿真模型时并未明确引入时间下标 t ,从本章开始我们将研究含第2章中各通用组件的AA-CAES不同实现或应用形式在电力系统中的运行建模、调度运行及市场运营等问题,相应模型一般会直接在第2章相关变量的基础上加入时间下标 t ,而不做过多解释。同时,我们假定一个运行时段内各个时刻各物理量不发生变化,而时段的大小视所分析问题的不同而有所差别。此外,在不引起混淆的情况下,我们允许对时刻与时段的混用。

$$P_t^d = \phi(P_t^d)h_t^d \quad (3-2b)$$

其中, $\varphi(P_t^c)$ 与 $\phi(P_t^d)$ 分别为储能过程与释能过程中所有换热器部分负载运行时的集中(等效)效能, 也分别表征了 AA-CAES 压缩储能过程中将电功率转化为热功率以及膨胀释能过程中将热功率转化为电功率的能力, 与热泵等电热转换设备的效率具有类似的物理意义。

本章后续使用 P_t^c 与 P_t^d 表征 AA-CAES 与电力系统的(电)功率输入与(电)功率输出接口, 实现对 W_c 与 W_e 及压缩机与膨胀机内部热力学特性的封装; 同时, 也采用 h_t^c 与 h_t^d 实现对内部 HTF 热力学状态相关信息的封装。通过引入隐函数 $\varphi(P_t^c, h_t^c)$ 与 $\phi(P_t^d, h_t^d)$, 我们将第2章中复杂的压力势能与压缩热能间的热力学耦合关系集中体现于 $\varphi(\cdot)$ 与 $\phi(\cdot)$ 上, 后续应用只需关注接口信息(P_t^c 、 P_t^d 、 h_t^c 、 h_t^d)以及 $\varphi(\cdot)$ 与 $\phi(\cdot)$ 的具体形式即可。换言之, 给定任一外部应用的可行功率接口信息, AA-CAES 便能通过(外部无需了解的)内部的热力学状态参数实现该功率接口。

3.2.3 外部电功率与储/耗气量的耦合关系

AA-CAES 组件的部分负载特性对储气库储气水平的整体影响表现在式(3-4)中压缩功率(或膨胀功率)受背压(或入口压力)影响导致的单位压缩(或膨胀)电功率储气量(或耗气量)的部分负载特性。为此, 本文用 m_t^{ch} 与 m_t^{dis} 分别表示计及压缩机与膨胀机的部分负载特性时, 时段 t 进入与流出储气库的高压空气质量, 且满足:

$$m_t^{ch} = \Gamma(P_t^c, A_t^{soc})P_t^c \quad (3-3a)$$

$$m_t^{dis} = \Psi(P_t^d, A_t^{soc})P_t^d \quad (3-3b)$$

其中, A_t^{soc} 为储气库无量纲储气水平; 函数 $\Gamma(\cdot)$ 建立了储能过程中压缩功率 P_t^c 与进气量 m_t^{ch} 间的关系; 函数 $\Psi(\cdot)$ 建立了释能过程中膨胀功率 P_t^d 与耗气量 m_t^{dis} 间的关系, 即函数 $\Gamma(\cdot)$ 与 $\Psi(\cdot)$ 分别等效表征了单位压缩功率的进气量与单位膨胀功率的耗气量, 反映了压缩机与膨胀机的部分负载运行特性与储气库动态特性间的耦合关系。

一般地, 函数 $\Gamma(\cdot)$ 与函数 $\Psi(\cdot)$ 的具体表达式依赖于第2章中引入的 AA-CAES 的四种运行模式, 即定压-定压、定压-滑压、滑压-定压、滑压-滑压等。以函数 $\Gamma(\cdot)$ 为例, 当不存在储气库入口侧节流阀(见2.2), 即压缩侧采用滑压运行策略时, 压

缩储能过程中压缩机的背压为储气库实时压力，函数 $\Gamma(\cdot)$ 与 A_t^{soc} 有关；当存在入口侧节流阀，即压缩机采用定压运行策略时，压缩机的部分负载运行特性不受储气库压力影响，函数 $\Gamma(\cdot)$ 退化为 $\Gamma(P_t^c)$ ，与 A_t^{soc} 无关。特别地，当 AA-CAES 处于额定工况运行，且储气库入口与出口均存在节流阀（定压-定压运行）时， $\Gamma(\cdot)$ 与 $\Psi(\cdot)$ 变为固定系数，式(3-3)将退化为常效率模型。由此可见，外部输入/输出电功率与储气库进/出气量间的通用耦合关系(3-3)涵盖了 AA-CAES 系统的典型运行模式。

3.2.4 热力学特性曲线簇

基于前述分析，储能电站运行时的 AA-CAES 系统级的宽工况特性，可由基于换热器视角表示的内部势能-热能双能流耦合关系函数 φ 与 ϕ ，以及基于压缩机与膨胀机视角表示的外部输入/输出电功率与储气/耗气量间耦合关系的函数 Γ 与 Ψ 集中表示^[119]。本文将 $(\Gamma, \Psi, \varphi, \phi)$ 称为表征 AA-CAES 宽工况运行特性的热力学特性曲线簇，即 AA-CAES 对外部应用提供的接口函数，其可基于第2章中计及组件部分负载特性的 AA-CAES 宽工况热力学仿真模型产生，或由实际 AA-CAES 储能电站的运行数据拟合给定^[119]。其理性在于，电力系统调度等应用处理火电机组的复杂运行特性时，一般会采用常系数（未考虑火电机组宽工况特性）或采用基于输入输出特性曲线的变系数，而该特性曲线通常由火电厂实测运行数据拟合给定^[119]。在实际运行过程中，热力学特性曲线簇 $(\Gamma, \Psi, \varphi, \phi)$ 中的函数 $\Gamma(\cdot)$ 与 $\Psi(\cdot)$ 受 AA-CAES 储能电站运行模式的影响，而函数 $\varphi(\cdot)$ 与 $\phi(\cdot)$ 则受供能模式影响。

3.3 宽工况双 SOC 建模框架及典型模型

前已提及，第2章建立的宽工况热力学仿真模型主要用于热力学特性分析，若直接用于电力系统中 AA-CAES 储能电站的运行分析，将导致模型异常复杂，不便于实际工程所采纳。本节在第3.2节提出的宽工况热力学特性曲线簇的基础上，借鉴电池储能的荷电水平（State-of-charge, SOC）建模思想，将从能量转换类模块（压缩机与空气透平）及能量转移类模块（换热器）视角得出的热力学特性曲线簇“嵌入”内部能量存储类模块（储气库与储热罐）的 SOC 方程中，建立面向电力系统应用的 AA-CAES 宽工况双 SOC 建模体系及具体模型，其基本框架如图 3.3 所示。

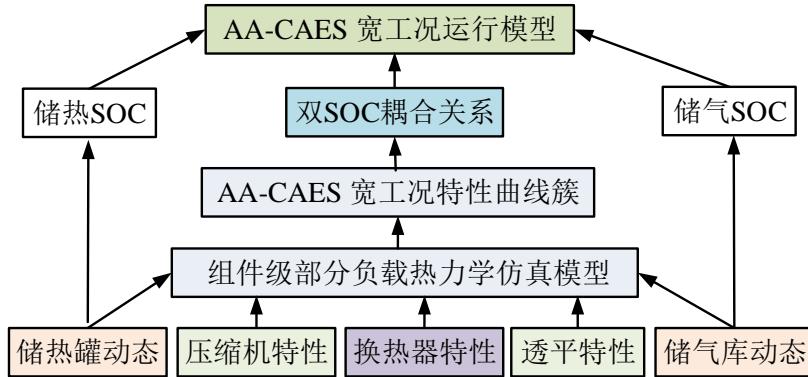


图 3.3 AA-CAES 储能电站的双 SOC 模型建模框架

运用双 SOC 模型建模框架，我们可以得出面向电力规划、调度运行及市场运营等应用的 AA-CAES 储能电站的系列模型。本节将重点给出双 SOC 能量模型、双 SOC 能量与备用模型，以及能量与备用模型的扩展形式，以说明宽工况双 SOC 建模框架的应用方法。

3.3.1 双 SOC 能量模型

一般地，储气库的储气 SOC 可以采用储气压力构建，如文献 [65] 中采用的储气库模型。然而，基于压力动态描述的储气 SOC 模型难以将第 2 章中给出的面向 AA-CAES 热力学特性仿真的通用储气库、等温储气库及绝热储气库等模型纳入统一框架。换言之，采用不同的储气库仿真模型时，影响储气库压力动态的因素不同，采用 G 模型时储气库压力受进/出气量以及储气库内空气与周围环境传热过程的影响；采用 VT 与 VA 模型时，压力动态仅受进/出空气的热力学状态影响。

本节基于储气库中的空气质量动态建立储气 SOC 模型，其出发点在于，不论储气库采用 G 模型、VT 或 VA 模型，质量动态方程仅受进/出气量影响，且具有简洁统一的形式（参见 (2-28)、(2-30)、(2-31)），同时也便于与第 3.2 节中的宽工况特性曲线簇实现有机结合。事实上，针对传统 D-CAES 电站，基于储气库空气质量构建储气 SOC 的思路已被逐渐接受，如文献 [83,96]。

基于储气库热力学动态模型 (2-28)-(2-31)，可将储气 SOC 表示为^[119]

$$A_{t+1}^{soc} = A_t^{soc}(1 - \gamma_A) + \frac{1}{A_{max}^{circ}}(m_t^{ch} - m_t^{dis}) \quad (3-4a)$$

$$A_{min}^{soc} \leq A_t^{soc} - \frac{m_t^{dis}}{A_{max}^{circ}} \quad (3-4b)$$

$$A_t^{soc} + \frac{m_t^{ch}}{A_{max}^{circ}} \leq A_{max}^{soc} \quad (3-4c)$$

其中, γ_A 为表征储气库漏气特性的常数, 一般可设为 0-0.02, 基于第 2 章不计及储气库漏气问题的假设, 此处取为 0; A_{\max}^{circ} 为储气库最大循环空气质量, 由储气库压力上下限 ($p_{as}^{\min}, p_{as}^{\max}$) 及体积 V_{as} 等决定; A_t^{soc} 为时刻 t 的储气百分数; A_{\min}^{soc} 与 A_{\max}^{soc} 分别为维持最小与最大储气压力所需的空气质量百分数。

类似地, 基于储热系统的热力学动态模型 (2-27), 可将储热 SOC 表示为^①[119]

$$H_{t+1}^{soc} = H_t^{soc}(1 - \gamma_H) + \frac{1}{H_{\max}^{circ}}(h_t^c \Delta t - h_t^d \Delta t) \quad (3-5a)$$

$$H_{\min}^{soc} \leq H_t^{soc} - \frac{h_t^d \Delta t}{H_{\max}^{circ}} \quad (3-5b)$$

$$H_t^{soc} + \frac{h_t^c \Delta t}{H_{\max}^{circ}} \leq H_{\max}^{soc} \quad (3-5c)$$

其中, γ_H 表征储热罐与周围环境的换热过程引起的储热量损耗, 其大小与储热罐特性有关, 可假定为常数, 当储热罐采用绝热模型时, 其值为 0; H_{\max}^{circ} 为储热系统最大储热量, 一般需根据应用场景进行设置, 如热电联供模式下的最大储热量比仅供电模式要大; H_t^{soc} 为储热相对百分数; H_{\min}^{soc} 与 H_{\max}^{soc} 分别为最小与最大储热百分数; Δt 为时间间隔, 其它参数物理意义与式 (3-4) 类似。

在 AA-CAES 储能电站的压缩储能过程中, 通过压力势能与压缩热能的解耦存储, 压缩功率同时改变储气 SOC 与储热 SOC 的状态; 膨胀释能过程中, 通过压力势能与压缩热能的耦合释能, 储气 SOC 与储热 SOC 共同影响膨胀功率^[119]。因此, 通过引入含有压缩功率与膨胀功率接口的宽工况热力学特性曲线簇 ($\Gamma, \Psi, \varphi, \phi$), 即可实现储气 SOC 与储热 SOC 的耦合^[119]。

综上, AA-CAES 储能电站的宽工况双 SOC 能量模型由 (3-1)、(3-3)、(3-4) 及 (3-5) 构成, 其对电力系统调度等外部应用提供了功率接口 (P_t^c, P_t^d) 以及储能水平 (A_t^{soc}, H_t^{soc})。

3.3.2 双 SOC 能量与备用模型

在第3.3.1节中我们建立了 AA-CAES 储能电站的宽工况双 SOC 能量模型。事实上, AA-CAES 储能电站可为电网提供容量备用等灵活性支撑。为此, 可将双 SOC 能量模型扩展为计及备用特性的双 SOC 能量与备用模型。我们仅考虑正负荷备用^②, 即通过减少压缩机消耗的电功率 P_t^c 与增加透平输出的电功率 P_t^d 来提供灵活性支撑。由图1.5 分析可知, 压缩储能过程能提供旋转备用 $P_t^{c,sr}$, 膨胀释能过程

^① 若需考虑 AA-CAES 对外的供热功率 (假定用收集的压缩热供热), 只需在 (3-5a) 中新增一项 h_t^g 即可。

^② 该设定的合理性主要体现在系统中备用主要是用于缓解调峰或机组/线路临时故障退出引起的负荷难以满足等问题。

可同时提供旋转备用 $P_t^{d,sr}$ 与非旋转备用 $P_t^{d,nr}$ 。为了刻画 AA-CAES 的备用容量接口，我们定义如下的等效压缩功率与等效膨胀功率，即

$$P_t^{c,eq} = P_t^c - P_t^{c,sr} \quad (3-6a)$$

$$P_t^{d,eq} = P_t^d + P_t^{d,sr} + P_t^{d,nr} \quad (3-6b)$$

其中， $P_t^{c,eq}$ 表示计及压缩机的旋转备用容量的等效压缩功率； $P_t^{d,eq}$ 表示计及空气透平旋转备用及非旋转备用容量的等效膨胀功率。

计及备用特性后，储气 SOC 模型可调整为

$$A_{t+1}^{soc} = A_t^{soc}(1 - \gamma_A) + \frac{1}{A_{max}^{circ}}(m_t^{ch} - m_t^{dis}) \quad (3-7a)$$

$$A_{min}^{soc} \leq A_t^{soc} - \frac{m_t^{dis,eq}}{A_{max}^{circ}} \quad (3-7b)$$

$$A_t^{soc} + \frac{m_t^{ch}}{A_{max}^{circ}} \leq A_{max}^{soc} \quad (3-7c)$$

相应地，储热 SOC 模型可调整为^①

$$H_{t+1}^{soc} = H_t^{soc}(1 - \gamma_H) + \frac{1}{H_{max}^{circ}}(h_t^c \Delta t - h_t^d \Delta t) \quad (3-8a)$$

$$H_{min}^{soc} \leq H_t^{soc} - \frac{h_t^{d,eq} \Delta t}{H_{max}^{circ}} \quad (3-8b)$$

$$H_t^{soc} + \frac{h_t^c \Delta t}{H_{max}^{circ}} \leq H_{max}^{soc} \quad (3-8c)$$

其中， $m_t^{dis,eq}$ 与 $h_t^{d,eq}$ 分别为对应于等效膨胀功率 $P_t^{d,eq}$ 的耗气量与耗热功率，二者分别满足：

$$m_t^{dis,eq} = \Psi(P_t^{d,eq}, A_t^{soc}) P_t^{d,eq} \quad (3-9a)$$

$$\phi(P_t^{d,eq}, h_t^{d,eq}) = 0 \quad (3-9b)$$

需要强调的是，在双 SOC 能量与备用模型中的储气及储热 SOC 与双 SOC 能量模型的储气及储热 SOC 的不同之处仅在于 (3-7b) 与 (3-8b)，其原因在于不计及备用容量的实际调用时，备用容量只受到储气与储热 SOC 的上下界影响，而不影

^① 若需考虑 AA-CAES 热电联供时具有的热功率备用能力，只需稍微修改 (3-8) 即可。

响储气 SOC 与储热 SOC 方程。在膨胀释能过程中，提供备用容量时需要增大膨胀功率，其备用容量受到储气量下限及储热量下限的影响；在压缩储能过程中，提供备用容量时由于需要减小压缩功率，备用容量不受储气量上限与储热量上限的影响。

综上，AA-CAES 储能电站的宽工况双 SOC 能量与备用模型由 (3-1)、(3-3)、(3-6)、(3-7)、(3-8) 及 (3-9) 组成，其对外部电力系统应用提供了功率接口 (P_t^c, P_t^d)，容量备用接口 ($P_t^{c,sr}, P_t^{d,sr}, P_t^{d,nr}$)，以及储能水平 (A_t^{soc}, H_t^{soc})。

3.3.3 能量与备用模型的扩展

第3.3.2节中所建的双 SOC 能量与备用模型中未考虑实际运行（或实时市场）中备用调度对 AA-CAES 储能电站双 SOC 状态的影响，一般用于含储能的电力系统灵活性评估或容量规划、不计及备用调用的储能电站市场运营等问题。本节旨为进一步扩展双 SOC 能量与备用模型，以计及备用容量的调用对储气与储热 SOC 状态的影响。

为刻画计及备用容量的实际调用时，AA-CAES 的双 SOC 模型接口，我们定义计及备用调用的等效压缩功率与等效膨胀功率，即

$$P_t^{c,Ev} = P_t^c - P_t^{c,sr} u_t^{sr} \quad (3-10a)$$

$$P_t^{d,Ev} = P_t^d + P_t^{d,sr} u_t^{sr} + P_t^{d,nr} u_t^{nr} \quad (3-10b)$$

其中， u_t^{sr} 与 u_t^{nr} 分别为表征旋转备用与非旋转备用容量调用状态的布尔量； $P_t^{c,Ev}$ 为计及备用容量调用 ($P_t^{c,sr}$) 的等效压缩功率； $P_t^{d,Ev}$ 为计及备用容量 ($P_t^{d,sr}, P_t^{d,nr}$) 调用的等效膨胀功率。

计及备用调用后，储气 SOC 模型可修正为

$$A_{t+1}^{soc} = A_t^{soc} (1 - \gamma_A) + \frac{1}{A_{max}^{circ}} (m_t^{ch,Ev} - m_t^{dis,Ev}) \quad (3-11a)$$

$$A_{min}^{soc} \leq A_t^{soc} - \frac{m_t^{dis,Ev}}{A_{max}^{circ}} \quad (3-11b)$$

$$A_t^{soc} + \frac{m_t^{ch}}{A_{max}^{circ}} \leq A_{max}^{soc} \quad (3-11c)$$

相应地，储热 SOC 模型可修正为

$$H_{t+1}^{soc} = H_t^{soc} (1 - \gamma_H) + \frac{1}{H_{max}^{circ}} (h_t^{c,Ev} \Delta t - h_t^{d,Ev} \Delta t) \quad (3-12a)$$

$$H_{\min}^{soc} \leq H_t^{soc} - \frac{h_t^{d,Ev} \Delta t}{H_{\max}^{circ}} \quad (3-12b)$$

$$H_t^{soc} + \frac{h_t^c \Delta t}{H_{\max}^{circ}} \leq H_{\max}^{soc} \quad (3-12c)$$

其中, $m_t^{ch,Ev}$ 与 $m_t^{dis,Ev}$ 分别为等效压缩功率 $P_t^{c,Ev}$ 与等效膨胀功率 $P_t^{d,Ev}$ 对应的进气量与耗气量; $h_t^{c,Ev}$ 与 $h_t^{d,Ev}$ 分别为 $P_t^{c,Ev}$ 与 $P_t^{d,Ev}$ 对应的储热功率及耗热功率。特别地, 计及备用容量的调用后, 内部热力学特性间的耦合关系(宽工况特性曲线方程)需调整为

$$m_t^{ch,Ev} = \Gamma(P_t^{c,Ev}, A_t^{soc}) P_t^{c,Ev} \quad (3-13a)$$

$$m_t^{dis,Ev} = \Psi(P_t^{d,Ev}, A_t^{soc}) P_t^{d,Ev} \quad (3-13b)$$

$$\varphi(P_t^{c,Ev}, h_t^{c,Ev}) = 0 \quad (3-13c)$$

$$\phi(P_t^{d,Ev}, h_t^{d,Ev}) = 0 \quad (3-13d)$$

综上, 计及备用调用后, AA-CAES 储能电站双 SOC 能量与备用扩展模型由(3-10)、(3-11)、(3-12)及(3-13)组成, 其对外部电力系统应用提供了功率接口(P_t^c, P_t^d)、容量备用接口($P_t^{c,sr}, P_t^{d,sr}, P_t^{d,nr}$)、储能水平(A_t^{soc}, H_t^{soc}), 以及备用容量在实际运行中的调用状态(u_t^{sr}, u_t^{nr})。

3.4 计及 AA-CAES 宽工况特性的风-储协同调度运行

本节基于第3.3节中储能电站的宽工况双 SOC 能量模型, 分析 AA-CAES 的宽工况运行特性对风电与储能电站协同系统(如图1.7中配置方案)运行特性的影响。

3.4.1 协同发电能力分析模型

本节假定风-储协同系统以最大化风电上网电量或风电容量因子(Capacity Factor, CF)为目标。除满足第3.3节中的双 SOC 能量模型之外, 风-储协同运行需满足如下的运行限制^[119]:

$$u_t^c + u_t^d \leq 1, u_t^c, u_t^d \in \{0, 1\}, \forall t \quad (3-14a)$$

$$P_{\min}^c u_t^c \leq P_t^c \leq P_{\max}^c u_t^c, \forall t \quad (3-14b)$$

$$P_{\min}^d u_t^d \leq P_t^d \leq P_{\max}^d u_t^d, \forall t \quad (3-14c)$$

其中, u_t^c 与 u_t^d 分别为表示压缩储能与膨胀释能运行状态的布尔量; P_{\max}^c 与 P_{\max}^d 分别为压缩机与空气透平的额定功率; P_{\min}^c 与 P_{\min}^d 分别为压缩机与空气透平的最小技术出力。对于 AA-CAES 储能电站这类宽工况运行特性较为明显的系统, 最小技术出力的确定需通过经济性评估等界定, 如火电机组按照机组容量的不同, 大型机组的最小技术出力一般设定为额定功率的 50%。

为了聚焦于宽工况运行对风-储系统影响的分析, 我们假定 AA-CAES 储能电站仅通过与之协同运行的风电进行储能 (参见图1.7)。因此, 风-储系统系统需满足如下约束:

$$P_t^c \leq W_t, P_t^d + W_t \leq W_{rated}, \forall t \quad (3-15)$$

其中, W_t 与 W_{rated} 分别为风电实际出力与额定功率, 且满足风机的功率曲线, 即

$$W_t = \begin{cases} 0 & v_t < v_{in} \quad v_t > v_{out} \\ W_{rated} \frac{v_t - v_{in}}{v_{rated} - v_{in}}, & v_{in} \leq v_t \leq v_{rated} \\ W_{rated}, & v_{rated} \leq v_t < v_{out} \end{cases} \quad (3-16)$$

其中, v_t 为实际风速; v_{in} , v_{rated} , v_{out} 分别为切入风速、额定风速及切出风速。

综上, 计及 AA-CAES 储能电站宽工况运行特性的风-储协同系统调度运行模型为^[119]

$$\max \sum_{t=1}^{8760} (W_t + P_t^d - P_t^c) \quad (3-17a)$$

$$\text{s.t. AA-CAES 双 SOC 能量模型} \quad (3-17b)$$

$$\text{AA-CAES 运行限制约束} \quad (3-17c)$$

$$\text{风-储系统运行约束} \quad (3-17d)$$

3.4.2 模型转化与求解

风-储协同系统调度运行模型中存在较多非线性约束, 特别是 AA-CAES 宽工况双 SOC 模型中的热力学特性曲线 ($\Gamma, \Psi, \varphi, \phi$)。为此, 我们需对模型 (3-17) 进行相应的转化。假定 AA-CAES 运行于最为常见的滑压-定压运行模式, 采用图 3.4 所示的 4 段分段函数^[96]近似 $\Gamma(\cdot)$, 则任意时刻 t 储气库的进气质量满足^[119]:

$$m_t^{ch} = P_t^c \sum_j x_{t,j} \Gamma_j, \forall t \quad (3-18)$$

其中, Γ_j 为储气 SOC 的分段 j 对应的单位压缩功率进气量; $x_{t,j}$ 为表征时段 t 储气 SOC A_t^{soc} 与分段 j 对应关系的布尔量。

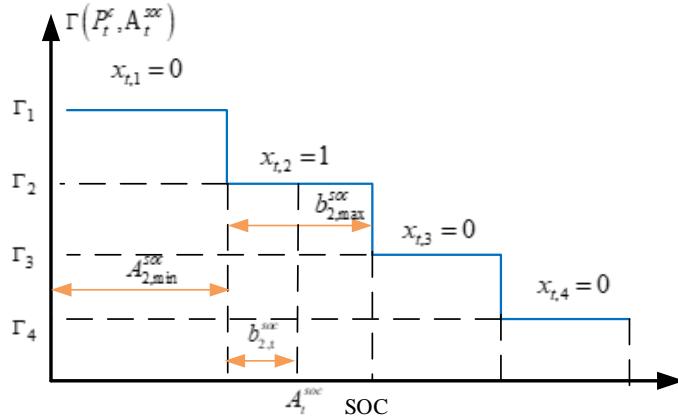


图 3.4 特性曲线 $\Gamma(P_t^c, A_t^{soc})$ 的近似化处理示例

相应地, 储气 SOC 可线性化为^[119]

$$A_t^{soc} = \sum_j (b_{j,t}^{soc} + x_{t,j} A_{j,min}^{soc}), \forall t \quad (3-19a)$$

$$0 \leq b_{j,t}^{soc} \leq x_{t,j} b_{j,max}^{soc}, \sum_j x_{t,j} = 1, \forall t, j \quad (3-19b)$$

其中, $b_{j,max}^{soc}$ 表示 A_t^{soc} 的分段 j 的长度; $A_{j,min}^{soc}$ 表示储气 SOC 分段 j 的起始值; $b_{j,t}^{soc}$ 为储气 SOC 处于分段 j 时偏离 $A_{j,min}^{soc}$ 的偏移量。 $(3-19a)$ 给出了储气 SOC 的分段线性表示方法; $(3-19b)$ 限制任一分段 j 的偏移量 $b_{j,t}^{soc}$ 不超过该分段的长度。

由于 $P_t^c x_{t,j}$ 项的存在, 约束 $(3-18)$ 为非线性约束, 可采用大 M 法线性化为^[119]

$$m_t^{ch} = \sum_j z_{t,j}, \forall t \quad (3-20a)$$

$$P_{\min}^c x_{t,j} \leq z_{t,j} \leq P_{\max}^c x_{t,j}, \forall t, j \quad (3-20b)$$

$$P_{\min}^c (1 - x_{t,j}) \leq x_{t,j} - z_{t,j} \leq P_{\max}^c (1 - x_{t,j}), \forall t, j \quad (3-20c)$$

其中, $z_{t,j}$ 为辅助连续量。

AA-CAES 储能电站的其它宽工况热力学特性曲线 (Ψ, φ, ϕ) 亦可采用 $(3-18)-(3-20)$ 所示的分段线性化方法进行转化^[119]。从而, AA-CAES 与风电协同系统调度运行模型转化为混合整数线性规划问题, 可通过 CPLEX 等求解器进行求解。

需要说明的是，采用上述方法近似(3-1)及(3-3)中的热力学特性函数时存在引入了较多整数变量的风险^①，对模型的求解存在一定影响。考虑到风速的日周期性及目前市场竞标规则，基于滚动优化思想，本节将模型(3-17)按日分为365个子问题，相邻子问题间通过储气SOC与储热SOC建立联系，从而实现模型的高效求解^[119]。事实上，该类思路在含储能的电力系统运行规划问题中已被采用，如文献[130]。

3.4.3 标准风电场算例分析

本节基于实际风速数据分析风-储协同系统的发电能力，重点关注AA-CAES宽工况运行特性的影响，并进行灵敏度分析，以评估储能容量与储能功率对风-储协同系统发电能力的影响^[119]。仿真计算由哈佛大学Odyssey超算服务器集群^②与Matlab并行计算工具包完成，模型采用YALMIP^[131]建模，求解器为Gurobi 8.0.1。

3.4.3.1 系统参数

为便于讨论，本节通过将为风电场配置的AA-CAES储能电站的容量分配到单个风机进行分析。选取中国2015年500个地区的全年风速数据进行仿真^③，假定风电场采用金风GW77/1500系列1.5MW风机，其切入风速为3m/s，额定风速为11m/s，切出风速为22m/s。

假定与风机协同运行的等效AA-CAES电站采用图2.2所示的两级压缩与两级膨胀结构，压缩机和透平具有相同的额定功率，考虑1.5MW(Capacity-1)和1.0MW(Capacity-2)两种情形^[119]。除设计质量流率由两种额定功率界定外，其它参数与文献[65]相同，储气库容积为2000m³(1.5MW/12h储能)，工作压力范围为8.4MPa-9MPa。两级压缩机的设计压比分别为11.5、7.83，设计等熵效率分别为0.85、0.81，设计入口温度分别为15°C、40°C。两级透平的设计膨胀比分别为8.94、9.4，设计等熵效率分别为0.82、0.82，设计入口温度均为280°C。

3.4.3.2 宽工况影响分析

配置容量为12h的储能时，所测试的500个地区在考虑与不考虑宽工况运行特性时容量因子相对降低量及不考虑宽工况时的容量因子如图3.5所示。由图3.5可知，对于风资源较贫乏地区，如额定工况下风-储系统的CF低于20%的区域，计及宽工况后CF的减少量相对较少。其原因在于，该部分地区在实际场景中由于

^① 若需减少整数变量个数，可考虑采用文献[129]提出的整数变量较少的MILP建模方法。

^② <https://www.rc.fas.harvard.edu/odyssey/>

^③ 风速数据源自<https://www.renewables.ninja/>

弃风限电等问题并不严重，所配置的储能一般也不进行压缩储能与膨胀释能过程，即实际中无需配置储能。对于风资源较丰富地区，如容量因子大于 30% 的区域，AA-CAES 宽工况特性对风-储协同运行性能的影响较大，部分地区发电能力下降达 5%^[119]。

将所分析的 500 个地区宽工况特性对 CF 影响的统计特性示于表3.1。可以得出，对风-储协同系统而言，AA-CAES 宽工况运行特性对其发电能力存在不同程度的影响；与不考虑组件部分负载特性相比，考虑宽工况后风资源丰富地区 CF 降低 >4%。由此可见，宽工况特性对风资源丰富地区的风-储协同系统发电能力的影响不可忽视^[119]。

表 3.1 宽工况特性对风-储协同系统 CF 的影响

CF 降低百分数	>4%	>2%	>1%	>0.5%
Capacity 1 样本数	36	124	179	248
Capacity 2 样本数	4	102	143	185

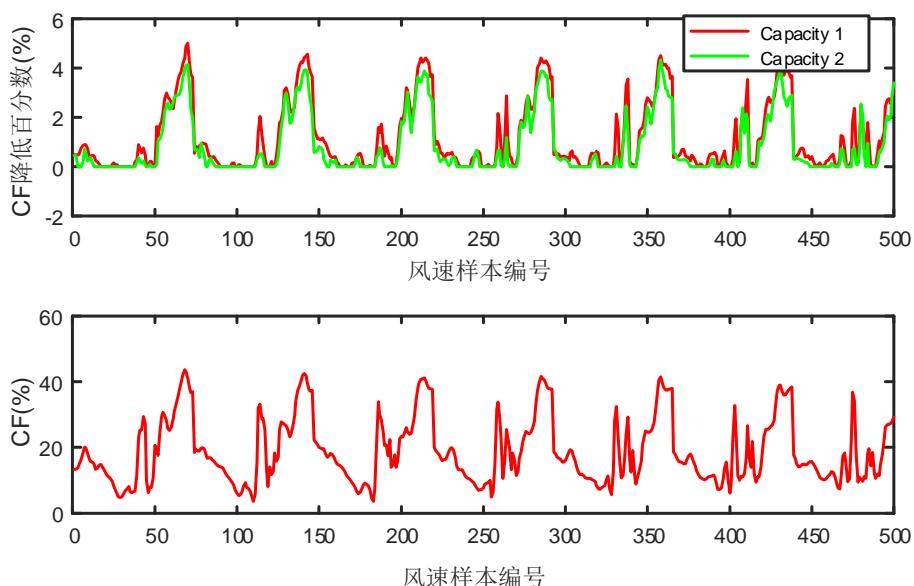


图 3.5 配置 12h 储能时宽工况特性对协同系统 CF 的影响

3.4.3.3 敏感度分析

对于风资源丰富地区，由于存在较为明显的弃风限电等问题（如图1.1所给的典型省份的弃风），一般会配置一定容量的储能，以改善风电与负荷需求的时序不匹配特性。在不同的储能容量下，AA-CAES 的宽工况特性对风-储协同系统的影响

不同, 图3.6给出了不同储能容量时的 CF 折损的灵敏度分析结果。不难发现, 储能容量越大, 宽工况特性对风-储协同系统 CF 的降低(或对 500 个样本中 CF 的最大降低量)的影响将会增大, 其原因在于在仿真分析中将所有储能容量下的最小储气与储热 SOC 与设置为最大 SOC 的 5%; 储能容量越大, 储进去相同的风电, 为了保持最小 SOC 要求, 储能容量大的需要保持较多的能量, 才能维持储气罐压力, 从而导致其所能释放的风电减少, 增大了宽工况对风-储协同运行容量因子的影响^[119]。从图 3.5 中亦可看出, 配置的储能功率越大, 宽工况对 CF 的影响也越大。因此, 在风-储协同运行场景下, 根据风资源情况, 实现最佳的 AA-CAES 容量及功率配置对减小 AA-CAES 宽工况特性的影响尤为重要。

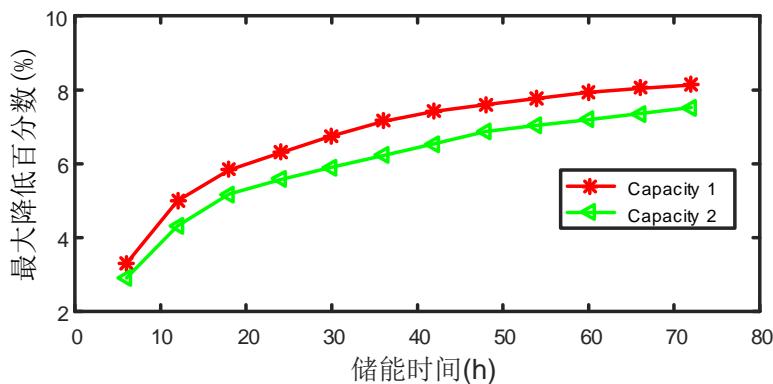


图 3.6 储能时间对宽工况特性影响程度的灵敏度分析

3.5 面向日前电力市场的储能电站市场运营策略

在储能产业商业化初期, 有效的日前电力市场竞标策略可支撑 AA-CAES 储能电站的经济运行^[128]。储能电站参与市场运营的方式主要包括价格影响者机制与价格接受者机制, 前者假定储能电站的竞标策略会影响市场价格, 后者则在给定的市场价格下决定竞标电量^[128]。本节重点研究比较复杂的价格影响者机制下 AA-CAES 储能电站的竞标策略, 并基于此给出价格接受者机制下的竞标策略。首先, 在宽工况双 SOC 能量模型的基础上, 提出 AA-CAES 储能电站的双层竞标策略; 其次, 在宽工况双 SOC 能量与备用模型的基础上, 给出 AA-CAES 储能电站以价格接受者参与电量及备用市场的竞标策略。

3.5.1 竞标模型

本小节研究 AA-CAES 储能电站以价格影响者机制参与日前电力市场的竞标策略。在价格影响者机制下, 一般可采用多层规划来刻画市场参与主体间的交互行为与决策顺序, 而多层规划可用主从博弈的思想进行建模与分析^[132]。有鉴于此,

我们构建面向 AA-CAES 电站独立运营商的主从博弈双层竞标模型，以辅助其参与目前电力市场并实现套利运营。主从博弈竞标模型的基本思路为，AA-CAES 储能电站运营商参与电力市场竞争，上报售（购）电量与售（购）电价，以最大化电力交易运营收益；电力市场交易机构根据储能电站、其它电源及负荷的竞标标的，以最大化社会福利出清电力市场。

3.5.1.1 领导者层：储能电站

作为市场参与主体，即主从博弈领导者 (Leader)，AA-CAES 储能电站运营商以售/购电量与售/购电价为竞标标的，参与目前电力市场竞争以最大化运营收益，即

$$\max_{\Xi_{UP}} \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{t=1}^{N_T} (\lambda_{j,t}^{dis} A_{j,t}^{dis} - \lambda_{j,t}^{ch} A_{j,t}^{ch}) - \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{t=1}^{N_T} (C_j^{dis} A_{j,t}^{dis} + C_j^{ch} A_{j,t}^{ch}) \quad (3-21)$$

其中， N_A 为储能电站运营商所辖的 AA-CAES 电站个数； N_T 为日前电力市场总决策时段，本节取为 24； $\lambda_{j,t}^{ch}$ 与 $\lambda_{j,t}^{dis}$ 分别为 AA-CAES 储能电站向电力市场的购电报价与售电报价； $A_{j,t}^{ch}$ 与 $A_{j,t}^{dis}$ 分别表示电力市场出清的储能电站购电量与充电量，对任一电站 j ， $A_{j,t}^{ch}$ 与 $A_{j,t}^{dis}$ 分别与双 SOC 模型中的 P_t^c 与 P_t^d 相同^①； C_j^{ch} 与 C_j^{dis} 分别为电站在压缩储能及膨胀释能模式下的边际运行成本。第一项表示 AA-CAES 储能电站向电力市场的套利收益（扣除购电成本），第二项表示总的边际运行成本。

AA-CAES 储能电站的决策变量 Ξ_{UP} 主要包括向电力市场交易机构上报的竞标标的（售购电量与售购电价），电站自身运行状态量（压缩功率与膨胀功率、储热功率与耗热功率）、储气 SOC、储热 SOC 等^[128]。储能电站主的从博弈竞标策略模型中，上层目标函数的约束条件包括电站自身运行约束与下层模拟的电力市场出清约束，其自身运行约束除包括第3.3.1节提出的双 SOC 能量模型 (3-1)、(3-3)、(3-4) 及 (3-5) 以及运行限制约束 (3-14) 外，还包括如下的竞标标的限制约束：

$$0 \leq \hat{A}_{j,t}^{ch} \leq u_{j,t}^{ch} \bar{A}_j^{ch}, 0 \leq \hat{A}_{j,t}^{dis} \leq u_{j,t}^{dis} \bar{A}_j^{dis}, \forall j, t \quad (3-22a)$$

$$\lambda_j^{ch,l} \leq \lambda_{j,t}^{ch} \leq \lambda_j^{ch,u}, \sum_{t=1}^{N_T} \lambda_{j,t}^{ch} \leq N_T \lambda_{j,av}^{ch}, \forall j, t \quad (3-22b)$$

$$\lambda_j^{dis,l} \leq \lambda_{j,t}^{dis} \leq \lambda_j^{dis,u}, \sum_{t=1}^{N_T} \lambda_{j,t}^{dis} \leq N_T \lambda_{j,av}^{dis}, \forall j, t \quad (3-22c)$$

其中， $\hat{A}_{j,t}^{ch}$ 与 $\hat{A}_{j,t}^{dis}$ 分别为储能电站售购电量竞标标的； \bar{A}_j^{ch} 与 \bar{A}_j^{dis} 为电站的压缩机容量与膨胀机容量，对于任一电站 j ，其值分别与 P_{max}^c 与 P_{max}^d 相同； $\lambda_j^{ch,l}$ （或 $\lambda_j^{dis,l}$ ）

^① 由于目前电力市场调度时段间隔一般为 1h，本节在不引起混淆的情况下混用电量与容量。

与 $\lambda_j^{ch,u}$ (或 $\lambda_j^{dis,u}$) 分别为购电电价 (或售电电价) 的最小值与最大值。(3-22a) 要求向电力市场上报的售购电量竞标标的不能超过其额定压缩与膨胀容量; (3-22b) 与 (3-22c) 分别限制 AA-CAES 储能电站的购电电价与售电电价在一定范围内, 同时要求平均售/购电价不能超过设定值 $\lambda_{j,av}^{dis}$ 与 $\lambda_{j,av}^{ch}$, 该值由 AA-CAES 电站运营商与电力市场签订的合同决定。

3.5.1.2 跟随者层: 市场出清

作为 AA-CAES 储能电站运营商主从博弈竞标策略的跟随者 (Follower), 电力市场交易机构根据 AA-CAES 储能电站、其它电源及负荷竞标标的, 以最大化电力市场社会福利为目标出清电力市场^[128], 从而向市场参与主体提供购 (售) 电量与购 (售) 电价信号^①, 即

$$\min_{\Xi_{LL}} \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_A} \left[\lambda_{j,t}^{dis} A_{j,t}^{dis} - \lambda_{j,t}^{ch} A_{j,t}^{ch} \right] + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_G} C_i^g p_{i,t}^g - \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_D} C_{i,t}^d p_{i,t}^d \quad (3-23)$$

其中, C_i^g 为常规机组报价; $p_{i,t}^g$ 为常规机组出清电量; $p_{i,t}^d$ 为负荷出清量; $C_{i,t}^d$ 为负荷报价; N_G 为常规机组个数; N_D 为负荷个数。目标函数中第一项对应 AA-CAES 储能电站; 第二项与第三项分别对应常规机组与电力负荷。

电力市场出清决策变量 Ξ_{LL} 主要包括各电源与负荷的中标量、市场出清电价及电网状态变量 (线路传输功率、电压等), 而约束条件主要包括各电源与负荷运行约束及输电网潮流约束组成^[128]。本节采用直流潮流模型描述输电网潮流分布^[133], 具体地:

$$p_{i,t}^g + W_{i,t} + A_{i,t}^{dis} = A_{i,t}^{ch} + p_{i,t}^d + \sum_{l|F(l)=i} P_t^l - \sum_{l|T(l)=i} P_t^l, \forall i, \forall t \quad (3-24a)$$

$$P_t^l = (\theta_{F(l),t} - \theta_{T(l),t})/X_l, \forall l, \forall t \quad (3-24b)$$

$$0 \leq A_{j,t}^{ch} \leq \hat{A}_{j,t}^{ch}, 0 \leq A_{j,t}^{dis} \leq \hat{A}_{j,t}^{dis}, \forall j, \forall t \quad (3-24c)$$

$$\begin{cases} 0 \leq p_{i,t}^g \leq p_i^{g,u}, 0 \leq W_{i,t} \leq W_{i,t}^u, p_{i,t}^{d,l} \leq p_{i,t}^d \leq p_{i,t}^{d,u}, \forall i, \forall t \\ -P_l^u \leq P_t^l \leq P_l^u, \forall l, \forall t \\ -\pi \leq \theta_{i,t} \leq \pi, \theta_{ref,t} = 0, \forall i, \forall t \end{cases} \quad (3-24d)$$

其中, $W_{i,t}$ 为节点 i 注入的风电功率; P_t^l 为线路 l 传输的功率; $F(l)$ 与 $T(l)$ 分别代表线路 l 的首节点与末节点; $\theta_{f(l),t}$ 与 $\theta_{t(l),t}$ 表示线路首末节点电压相角; X_l 为线路

^① 此处假定电力市场出清采用以报价结算方式。

阻抗。(3-24a) 描述节点功率平衡关系; (3-24b) 描述线路潮流分布; (3-24c) 表征市场出清的 AA-CAES 储能电站售/购电量(或功率)不超过电站运营商上报的售/购电量(或功率); (3-24d) 给定常规机组出力、风电机组出力、线路潮流及节点电压相角的上下限。事实上,由于本节只涉及日前电量市场,因此假定负荷需求全部由日前市场满足,即 $p_{i,t}^{d,l} = p_{i,t}^d = p_{i,t}^{d,u}$, 如此目标函数(3-23)中可去除最后一项。

综上,在价格影响者机制下(多个储能电站协同或大容量储能电站情形),AA-CAES 电站运营商的主从博弈竞标模型为

$$\max_{\Xi_{UP}} \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{t=1}^{N_T} (\lambda_{j,t}^{dis} A_{j,t}^{dis} - \lambda_{j,t}^{ch} A_{j,t}^{ch}) - \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{t=1}^{N_T} (C_j^{dis} A_{j,t}^{dis} + C_j^{ch} A_{j,t}^{ch}) \quad (3-25a)$$

$$\text{s.t. AA-CAES 双 SOC 能量模型} \quad (3-25b)$$

$$\text{AA-CAES 运行限制约束} \quad (3-25c)$$

$$\text{竞标的限制约束} \quad (3-25d)$$

$$\text{电力市场出清问题} \quad (3-25e)$$

3.5.2 竞标模型的典型扩展形式

在第3.5.1节中,我们给出了在价格影响者机制下,基于双 SOC 能量模型的 AA-CAES 储能电站市场竞标模型。该模型可进一步推广至储能电站容量较小时的价格接受者机制,同时也扩展至计及备用容量及备用调用等情形。本小节重点给出主从博弈竞标模型的几类推广形式,为了表述简洁,此处仅关注单个 AA-CAES 储能电站,为此相关变量退化采用3.3节中的符号。特别地,我们将基于双 SOC 能量与备用模型给出储能电站以价格接受者同时参与电量及备用市场的竞标模型,以供相应的电力市场运营问题使用。首先,给出不考虑价格不确定性的确定性竞标策略;其次,建立采用盒式不确定集刻画价格不确定性的 AA-CAES 鲁棒竞标策略;最后,给出计及备用调用的随机竞标策略。

(1) 确定性竞标策略

当不考虑价格不确定性,采用价格接受者机制时储能电站完工况竞标模型的目标函数为

$$\max_{\Xi_{DT}} \underbrace{\sum_{t=1}^{N_T} [\lambda_t^E (P_t^d - P_t^c) \Delta t + \lambda_t^{sr} (P_t^{c,sr} - P_t^{d,sr}) + \lambda_t^{nr} P_t^{d,nr}]}_{DT} - \sum_{t=1}^{N_T} (C^{dis} P_t^d + C^{ch} P_t^c) \quad (3-26)$$

其中, λ_t^E , λ_t^{sr} 及 λ_t^{nr} 分别为日前电量及备用市场中的电量价格、旋转备用与非旋

转备用价格。第3.5.1节中我们用 λ_t^{dis} 与 λ_t^{ch} 区分了价格影响者机制下的膨胀释能与压缩储能过程的竞标电价，此处由于采用了价格接受者机制，用（预测的）市场电价 λ_t^E 代替二者。确定性竞标策略的约束集 Ξ_{DT} 由双 SOC 能量及备用模型(3-1)、(3-3)、(3-6)、(3-7)、(3-8)、(3-9)以及运行限制约束(3-14)界定。

(2) 鲁棒竞标策略

若考虑电量价格、旋转备用价格及非旋转备用价格的不确定性，可采用不确定集合来描述电价，进而可构建鲁棒竞标策略。描述不确定性的方法主要有盒式不确定集（无穷范数）、椭球不确定集（欧式范数）以及多面体不确定集（1范数）等^[134]。此处仅给出基于盒式不确定集合的竞标策略，若采用其它不确定集描述电价不确定性时，该鲁棒竞标策略亦可相应推广。

盒式不确定集通过无穷范数来约束随机变量，即电量价格、旋转备用及非旋转备用价格可描述为

$$BS^\Upsilon = \left\{ \tilde{\lambda}_t^\Upsilon \in [\Lambda_t^\Upsilon - \hat{\Lambda}_t^\Upsilon, \Lambda_t^\Upsilon + \hat{\Lambda}_t^\Upsilon], \left| \frac{\tilde{\lambda}_t^\Upsilon - \Lambda_t^\Upsilon}{\hat{\Lambda}_t^\Upsilon} \right| \leq \Psi_B^\Upsilon, \forall t \right\}, \Upsilon = \{E, sr, nr\} \quad (3-27)$$

其中， $\Psi_B^\Upsilon \in [0, 1]$ ， $\Upsilon = \{E, sr, nr\}$ 。

基于盒式不确定集的鲁棒竞标目标函数为

$$\max_{\Xi} \min_{\tilde{\lambda}_t^\Upsilon \in BS^\Upsilon} \left\{ \sum_{t=1}^{N_T} [\tilde{\lambda}_t^E (P_t^d - P_t^c) + \tilde{\lambda}_t^{sr} (P_t^{c,sr} - P_t^{d,sr}) + \tilde{\lambda}_t^{nr} P_t^{d,nr}] - \sum_{t=1}^{N_T} (C^{dis} P_t^d + C^{ch} P_t^c) \right\} \quad (3-28)$$

从而，基于盒式不确定集的 AA-CAES 鲁棒竞标策略为

$$\arg \max_{\Xi} \left\{ DT - \Psi_B^E \sum_{t=1}^{N_T} \tilde{\lambda}_t^E (P_t^d - P_t^c) - \Psi_B^{sr} \sum_{t=1}^{N_T} \tilde{\lambda}_t^{sr} (P_t^{c,sr} - P_t^{d,sr}) - \Psi_B^{nr} \sum_{t=1}^{N_T} \tilde{\lambda}_t^{nr} P_t^{d,nr} \right\} \quad (3-29)$$

(3) 计及备用调用的随机竞标策略

AA-CAES 确定性竞标策略(3-26)及鲁棒竞标策略(3-29)并未考虑实时电力市场中的备用调用，若计及 AA-CAES 备用容量的调用，即采用双 SOC 能量及备用

扩展模型时, AA-CAES 储能电站的宽工况随机竞标模型目标函数为

$$\begin{aligned} \max_{\Xi_S} \sum_{s=1}^{N_S} r_s & \left\{ \underbrace{\sum_{t=1}^{N_T} [\lambda_{t,s}^E (P_t^d - P_t^c) + \lambda_{t,s}^{sr} (P_t^{c,sr} - P_t^{d,sr}) + \lambda_{t,s}^{nr} P_t^{d,nr}]}_{D_{st}^{R_1}} \right. \\ & + \underbrace{\sum_{t=1}^{N_T} \lambda_{t,s}^E [(P_t^{d,sr} + P_t^{c,sr}) u_{t,s}^{sr} + P_t^{d,nr} u_{t,s}^{nr}]}_{D_{st}^{R_2}} \\ & \left. - \underbrace{\sum_{t=1}^{N_T} [C^{dis} (\overbrace{P_t^d + P_t^{d,sr} u_{t,s}^{sr} + P_t^{d,nr} u_{t,s}^{nr}}^{P_t^{d,E_v}}) + C^{ch} (\overbrace{P_t^c - P_t^{c,sr} u_{t,s}^{sr}}^{P_t^{c,E_v}})]}_{D_{st}^{R_3}} \right\} \end{aligned} \quad (3-30)$$

其中, r_s 为场景 s 下电力市场电价 λ_t^E , λ_t^{sr} 及 λ_t^{nr} 的概率。约束集 Ξ_S 由双 SOC 能量及备用扩展模型 (3-10)、(3-11)、(3-12)、(3-13) 以及运行限制约束 (3-14) 共同界定。事实上, 模型 (3-30) 可进一步计及条件风险价值, 但不在本章讨论范围之内。

3.5.3 模型求解策略

AA-CAES 的市场竞争模型及典型各种扩展形式中, 以价格影响者机制的主从博弈竞标模型为双层模型, 直接求解困难, 而其典型扩展形式均为单层模型, 比较容易求解。有鉴于此, 本小节重点给出双层竞标模型的求解方法, 并在下一小节中进行算例分析。

AA-CAES 电站主从博弈双层竞标模型 (3-25) 为非线性模型, 下层电力市场出清为线性规划, 可利用最优性条件 (KKT 条件) 将该双层模型转化为单层规划^[128]。转化后的单层模型亦为非线性, 除 AA-CAES 热力学特性曲线簇引入的非线性外, 其非线性来源主要包括两类, 一是通过最优性条件引入的互补松弛约束, 二是上层目标函数中价格与能量双线性乘积项^[128]。为此, 本节采用布尔展开法近似双线性乘积项^[135], 最终将主从博弈双层竞价模型转化为混合整数线性规划。

3.5.3.1 最优性条件

下层电力市场出清为线性规划, 可采用最优性条件消去其目标函数。为便于描述, 将下层电力市场出清问题 (3-23)(3-24) 抽象为

$$\begin{aligned} & \min f^T x \\ & s.t. \quad A_{eq}x = b_{eq} : \lambda \\ & \quad A_{ineq}x \leq b_{ineq} : \mu \end{aligned} \quad (3-31)$$

其对应的等价 KKT 系统为

$$A_{eq}x = b_{eq}, A_{ineq}x \leq b_{ineq}, f = A_{eq}^T \lambda - A_{ineq}^T \mu, \quad (3-32a)$$

$$0 \leq \mu \perp (-A_{ineq}x + b_{ineq}) \geq 0 \quad (3-32b)$$

最优性条件 (3-32) 中引入了非线性互补松弛约束 (3-32b), 其抽象形式为

$$0 \leq (a - f) \perp g \geq 0 \quad (3-33)$$

为便于求解, 将 (3-33) 线性化为

$$0 \leq a - f \leq Mh, \quad 0 \leq g \leq M(1 - h) \quad (3-34)$$

其中, h 为引入的布尔量; M 为一足够大的正数。

3.5.3.2 布尔展开法

上层目标函数 (3-21) 中存在电价与电量相乘的双线性项, 如 $\lambda_{j,t}^{dis} A_{j,t}^{dis}$ 与 $\lambda_{j,t}^{ch} A_{j,t}^{ch}$ 。针对该类双线性项, 采用布尔展开法^[135,136] 近似线性化。以线性化 $\lambda_{j,t}^{dis} A_{j,t}^{dis}$ 为例, 可将 $\lambda_{j,t}^{dis}$ 展开为

$$\lambda_{j,t}^{dis} = \lambda_j^{dis,l} + \Delta\lambda_j^{dis} \sum_{k=0}^{K_1} 2^k x_{j,t,k}^{dis}, \quad \forall j, \forall t \quad (3-35)$$

并附加如下约束:

$$0 \leq A_{j,t}^{dis} - z_{j,t,k}^{dis} \leq M(1 - x_{j,t,k}^{dis}), \quad \forall j, \forall t, \forall k \quad (3-36a)$$

$$0 \leq z_{j,t,k}^{dis} \leq Mx_{j,t,k}^{dis}, \forall j, \forall t, \forall k \quad (3-36b)$$

$$\Delta\lambda_j^{dis} = (\lambda_j^{dis,u} - \lambda_j^{dis,l})/G, G = 2^{K_1}, \forall j \quad (3-36c)$$

其中, $x_{j,t,k}^{dis}$ 为引入的辅助布尔变量; $z_{j,t,k}^{dis}$ 为辅助连续量; $\Delta\lambda_j^{dis}$ 为售电电价的离散步进量。 $\lambda_{j,t}^{ch}A_{j,t}^{ch}$ 亦可采用相同的方式线性化。

布尔展开式(3-36)的近似精确度可通过离散点个数进行控制, 引入的布尔量与离散点数的复杂度为 $[O(\log_2 K)]$, 其中 K 为近似段数。例如, 对于区间 $[0,1]$ 的连续量采用 32 个离散点近似时, 只需 5 个布尔量即可。此外, AA-CAES 双 SOC 模型中的特性曲线的近似处理可采用第3.4.2中的转化方法。

经过上述变换, 面向日前电力市场的 AA-CAES 储能电站主从博弈竞标模型的 MILP 近似模型的目标函数为

$$\begin{aligned} \max_{\Xi_{UP-MILP}} & \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_A} [\lambda_j^{dis,l} A_{j,t}^{dis} + \Delta\lambda_j^{dis} \sum_{k=0}^{K_1} 2^k z_{j,t,k}^{dis}] \\ & - \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_A} [\lambda_j^{ch,l} A_{j,t}^{ch} + \Delta\lambda_j^{ch} \sum_{k=0}^{K_2} 2^k z_{j,t,k}^{ch}] \\ & - \sum_{j=1}^{N_A} \sum_{t=1}^{N_T} [C_j^{dis} A_{j,t}^{dis} - C_j^{ch} A_{j,t}^{ch}] \end{aligned} \quad (3-37)$$

其中, 可行域 $\Xi_{UP-MILP}$ 由以下约束限定: 宽工况双 SOC 运行约束及其近似化方法, 电站电量及电价竞标标的约束(3-22), 电力市场出清条件 KKT 系统中的等式约束(3-32), 采用大 M 法线性化非线性互补约束(3-32b)后得到的线性约束(3-34), 线性化目标函数引入的约束(3-35)-(3-36), 以及采用(3-19)与(3-20)的方法近似的热力学特性曲线簇。

3.5.4 IEEE 系统算例分析

本小节采用改进的 IEEE-24 节点可靠性测试系统分析 AA-CAES 储能电站的主从博弈竞标策略。该测试系统拓扑可参见文献[128], 主要包含 10 台发电机组、32 条输电线路、6 座风电场、1 座 AA-CAES 电站。AA-CAES 电站布置于母线 #19, 风电场位于母线 #3, #5, #7, #16, #21, #23。AA-CAES 电站采用两级压缩、两级膨胀结构, 采用定压-滑压运行方式, 具体参数如表3.2所示, 其它机组参数、线路参数可参考文献[137]。

系统中各电源在各时段的报价最大值、最小值及平均值如图3.7所示, 假定 AA-CAES 储能电站压缩储能电价与膨胀释能电价在各电源报价的最大与最小值之间。同时, 储能电站 24 时段平均报价不能超过各电源边际电价确定的平均值。

表 3.2 AA-CAES 储能电站参数

参数	$\bar{A}^{\text{ch}}, \bar{A}^{\text{dis}}$	$\lambda^{\text{ch}}, \lambda^{\text{dis}}$	pr	$\lambda_{\text{av}}^{\text{ch}}, \lambda_{\text{av}}^{\text{dis}}$
单位	MW	\$/MWh	MPa	\$/MWh
数值	150, 350	[35.55, 69.47]	[8.4, 9.0]	47.47

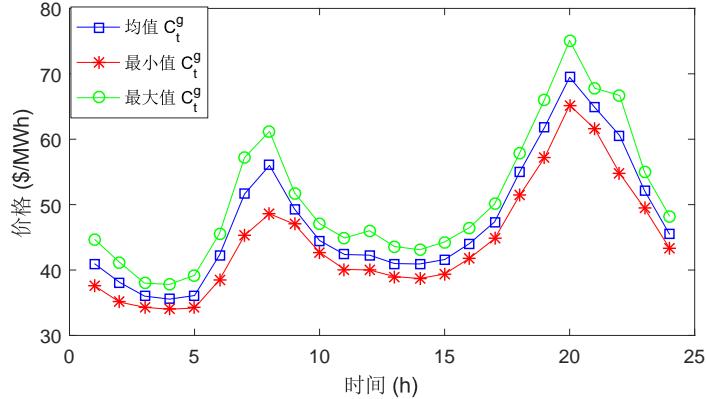


图 3.7 常规机组边际电价

图3.8给出了AA-CAES日前电力市场主从博弈竞标策略，包含购/售电价标的与购/售电量标的，图3.9给出了系统各电源出力水平。AA-CAES储能电站在时段6至时段9时压缩储能，并在系统负荷高峰期其它电源难以满足系统总负荷需求时以高价释能售电，如时段11、12、15、16、19、20等。

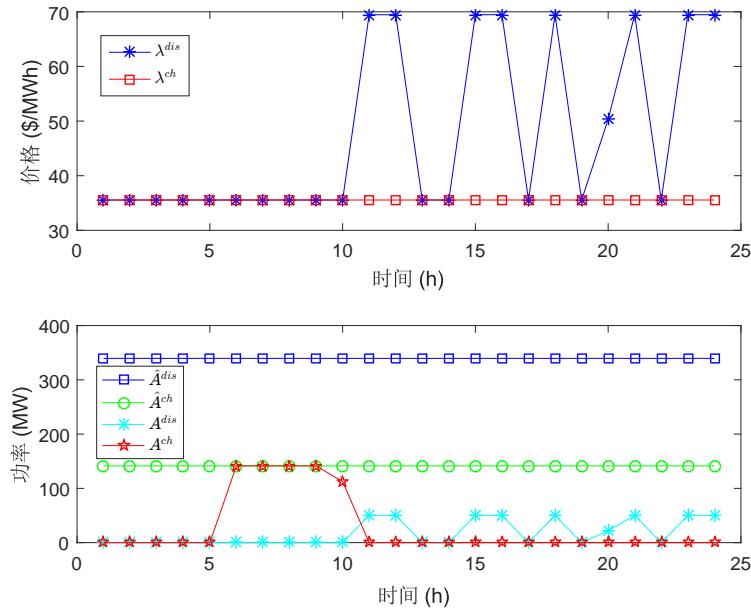


图 3.8 AA-CAES 储能电站竞标策略

由图3.7与图3.8可知, AA-CAES 电站以低价购入电量, 再以高价售出电量, 从而实现套利运营, 在当前策略下日前套利运营的收益为 \$19548。特别地, 由于本节市场机制采用按报价支付的方式结算, AA-CAES 电站运营商以最高价 \$69.47 作为售出电价报价, 以最低价 \$35.55 作为购入电价报价, 同时为满足报价平均值限制, 部分时刻如时段 20 以低于最高价的价格报价。

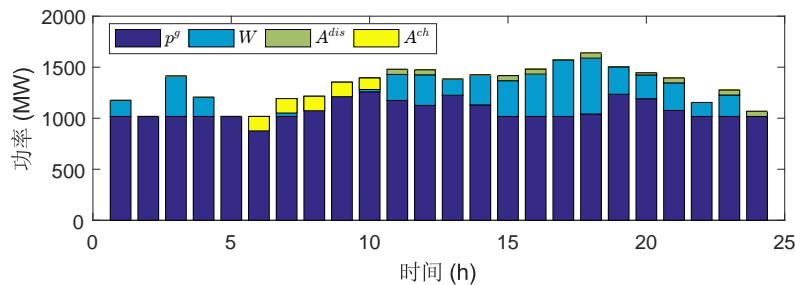


图 3.9 系统各电源出力水平

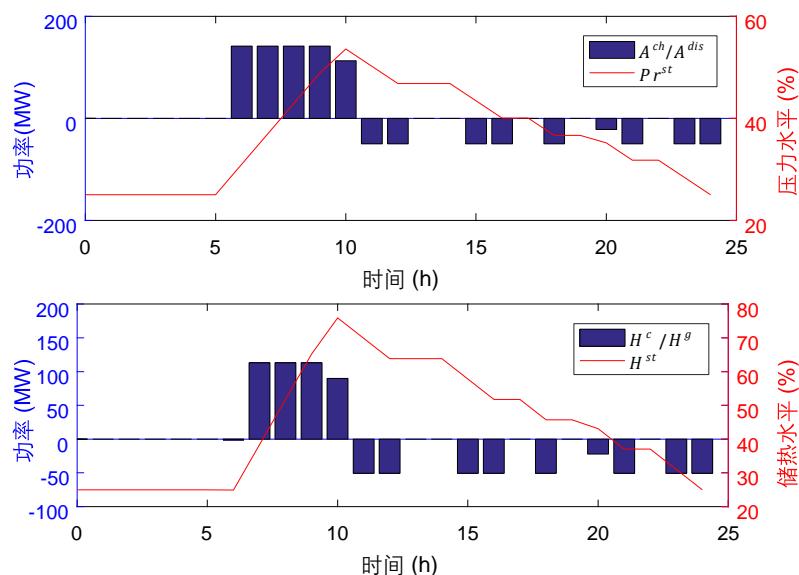


图 3.10 AA-CAES 储气水平和储热水平变化情况

图 3.10 给出了 AA-CAES 储能电站内部储气罐压力变化情况与储热水平变化情况。系统初始储热水平及储气库储气水平（百分比）均为 25%, AA-CAES 压缩储能过程中储气水平增加, 收集压缩热能提升储热水平。AA-CAES 电站膨胀释能过程中储气室储气水平下降, 由于透平发电环节需要回馈压缩热能, 从而使储热水平下降。储热系统中富余的压缩热能可供集中供暖, 从而有望进一步提

升 AA-CAES 电站运行收益，第 4 章将对此进行深入分析。图中亦可得知，压缩储能阶段几乎以额定工况运行，部分负载特性的影响不显著，膨胀释能常以部分负载工况运行，存在潜在备用收益，备用收益与部分负载导致的低效运行之间的平衡尚需进一步研究。

3.6 小结

AA-CAES 技术方案最为直接的应用形式为储能电站，然而不同于常规电池储能等，AA-CAES 储能电站内部具有独特的压力势能与压缩热能的解耦存储与耦合释能特性。同时，在电力系统外界宽工况运行要求下，AA-CAES 储能电站的内部组件具有明显的部分负载特性。本章借鉴电池储能建模中的 SOC 方法，提出了基于热力学特性曲线簇的 AA-CAES 宽工况双 SOC 能量模型，能量与备用模型及扩展形式，进一步研究了计及宽工况特性的 AA-CAES 储能电站调度策略及日前电力市场竞标策略，为以储能电站形式应用于电力系统的 AA-CAES 的建模、运行及运营等问题提供了初步的建模方法。

第4章 荷侧先进绝热压缩空气能量枢纽建模及运行方法

4.1 概述

能量枢纽具备（燃）气、热、电等多能流载体间的传递、转换及存储功能，是综合能源系统灵活性的重要体现。随着电气化供暖技术的普遍采用，区域配电网与区域供热管网将通过具备热电联供与热电联储能力的能量枢纽紧密耦合，从而实现电能（易输不易储）与热能（易储不易输）的互补，促进可再生能源电力的热电多能流协同消纳。第2章提及蓄热系统通过空气压缩热能的收集、存储与回馈，使得AA-CAES具备了热电联产与热电联储的能力，成为潜在的热电能量枢纽^[8,138]，本章将从负荷侧以能量枢纽的视角挖掘AA-CAES的供能灵活性。

采用AA-CAES构建热电能量枢纽一般有两种思路，第一种思路为改造或扩展AA-CAES内部的热力循环或回热系统，使其具备更灵活的热电联供与热电联储能力，进而构建用于分布式多能联供场景的小型能量枢纽，该能量枢纽与所接入的配电网及供热管网一般由园区级或社区级能源集成商集中运营；第二种思路是将AA-CAES视为大型能量枢纽（或集成站）内部的清洁电能存储部件，充分发挥其具有的大容量、长循环寿命等优点，以与集成站内部的热电联产机组、（电）热泵等部件实现全寿命周期的匹配，该类能量枢纽一般由独立于热网及电网的第三方主体运营管理^①。本章将针对这两类AA-CAES型热电能量枢纽展开研究，分析其内部供能特性及对外热电联供特性的相互制约关系，并分析集中运营与独立运营两种环境下AA-CAES型能量枢纽的调度运行及市场运营等问题，以充分发挥AA-CAES在热电联供场景下的供能灵活性。

本章结构安排如图4.1所示，第4.2节设计两类典型的AA-CAES型热电联供能量枢纽，并建立AA-CAES型能量枢纽的热电联供与热电联储模型；第4.3节研究含AA-CAES型能量枢纽的热电综合能源系统的调度问题，以充分发挥多能联供型能量枢纽的供能灵活性；第4.4节建立基于熵理论的热电综合能源系统质量-数量联合模型，实现热电不同品位能流的差异化建模；第4.5节研究面向热电综合能源市场的能量枢纽市场竞标策略，挖掘AA-CAES型能量枢纽的热电综合能源市场交叉套利，以提升能量枢纽的运行经济性。

^① 从AA-CAES内部储热组件的视角而言，第一种思路需要的储热单元容量较大，而第二种思路只需设计与供电相匹配的储热组件容量即可。

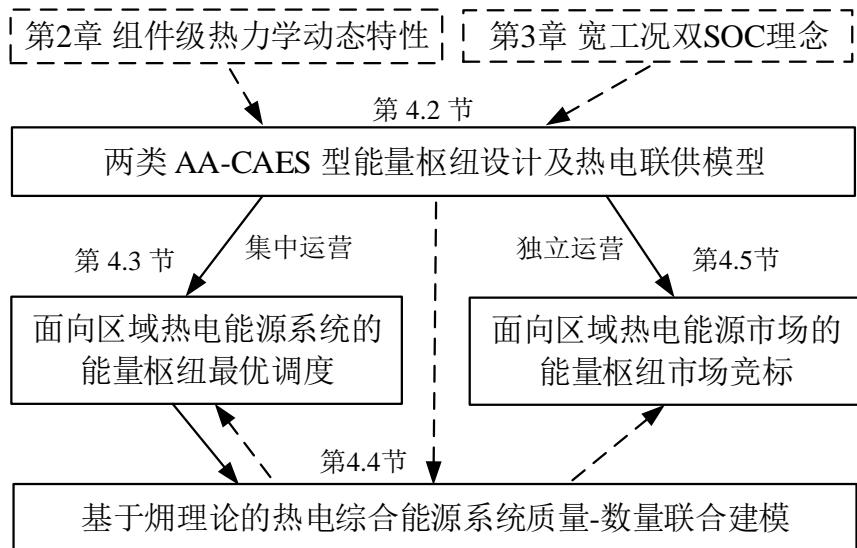


图 4.1 第 4 章组织结构安排

4.2 先进绝热压缩空气储能能量枢纽设计及建模

目前已存在多种具有灵活工作模式的热电联供型 AA-CAES 或 CAES 系统，如 CAES 与燃气轮机构成的混合循环系统^[139]、AA-CAES 与槽式集热构成的混合系统^[40,57]、风-光-CAES 互补系统^[100]、电阻丝与 AA-CAES 配合构成的高温混合 CAES 系统^[54,111]、CAES 与制冷循环耦合系统^[140]、CAES 与内燃机循环耦合系统^[141]等等。本节基于该类混合型 AA-CAES 系统抽象出两类典型的 AA-CAES 型热电能量枢纽，一类为无碳排的 AA-CAES 型能量枢纽，另一类为大型 AA-CAES 能量枢纽（或集成站）。

4.2.1 AA-CAES 型能量枢纽设计

(1) I型 AA-CAES 能量枢纽

针对中国等天然气资源受限地区，可以充分利用富余的新能源电力及 AA-CAES 的热电联供特性设计高效灵活的 I 型 AA-CAES 能量枢纽，如图 4.2 所示。I 型 AA-CAES 能量枢纽在经典 AA-CAES 结构的基础上引入了 CCHP 系统中普遍采用的（电）热泵（Heat Pump, HP）为能流枢纽提供额外的热量供应，从而实现灵活的热电联供与热电联储。

I 型 AA-CAES 对外可以供电与供热（制冷），其中制冷由透平排气提供（本文忽略制冷特性），对外供热热源一方面可取自电热泵，另一方面可取自压缩热收集系统。一般而言，热电能量枢纽需具备热能与电能的缓冲能力，I 型能量枢纽的电能及热能缓冲功能均由内置的 AA-CAES 系统实现，即由储热罐实现热能缓冲，储气罐与储热罐共同提供电能缓冲作用。I 型能量枢纽挖掘了 AA-CAES 固有的热电

联供能力，主要用于分布式多能联供场景，由园区级配电网络及供热网运营商集中运营。

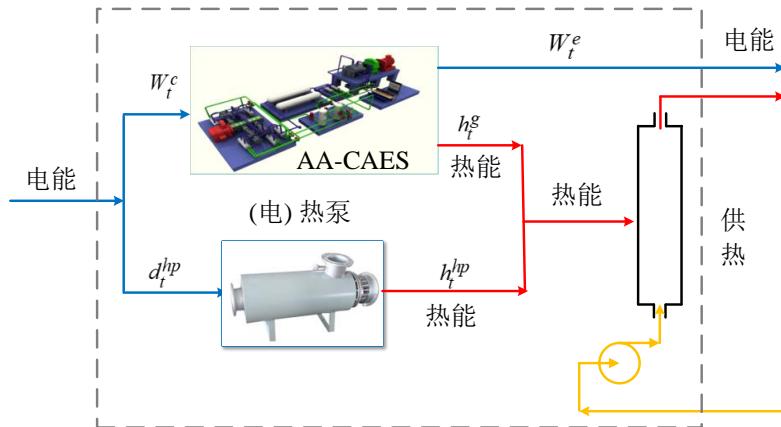


图 4.2 I型 AA-CAES 能量枢纽结构

(2) II 型 AA-CAES 能量枢纽

针对美国等页岩气开发技术成熟且具有明显经济优势的天然气资源丰富地区，可设计如图 4.3 所示的 II 型 AA-CAES 能量枢纽^①。其中，内置的 AA-CAES 充当电能存储单元，由燃气驱动的 CHP 及由电能驱动的 HP 为能量枢纽提供热能，而内置的 TES 则为能量枢纽提供热能的缓冲功能。

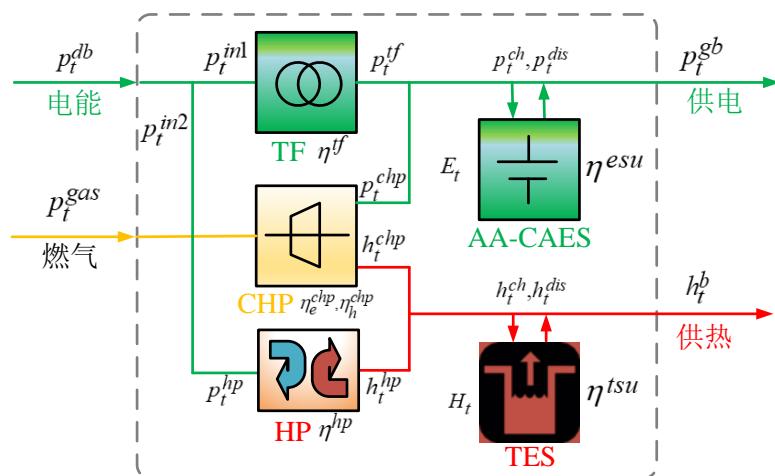


图 4.3 II型 AA-CAES 能量枢纽结构

II 型 AA-CAES 能量枢纽由于包含燃气与电能两个输入端，对外的供电既可取自电能输入，亦可取自内置的 CHP，对外的供热既可取自内置的 CHP，亦可取自

^① 2016 年，燃气机组超过火电等成为美国主力电源机组，而且将在相当长的一段时间内具有明显的成本优势，因此采用天然气作为 II 型 AA-CAES 能量枢纽的输入能源之一具有可行性，可参考 <https://energy.gov/downloads/download-staff-report-secretary-electricity-markets-and-reliability>

内置的 HP，从而可以充分利用电价、热价及燃料价格信息，实现灵活的内部能量管理；内置储热单元与储电单元的存在，使得 II 型 AA-CAES 能量枢纽具有更强的热电供能灵活性。II 型能量枢纽基于 AA-CAES 的长使用寿命及全生命周期成本优势等将 AA-CAES 视为储电部件与 CHP 等组合形成能量枢纽，主要以第三方主体独立运营。

4.2.2 AA-CAES 型能量枢纽建模

(1) I型 AA-CAES 能量枢纽

在任一时段 t ，能量枢纽中 AA-CAES 消耗的电功率 W_t^c 由第 2 章中压缩机额定工况热力学模型 (2-1)-(2-3) 给定，能量枢纽中 AA-CAES 提供的电功率 W_t^e 由第 2 章中膨胀机额定工况热力学模型 (2-9)-(2-11) 给定。

对于用于区域综合能源系统的 I 型 AA-CAES 能量枢纽而言，其储气库一般会采用压力容器，储气库的温度会通过保温措施维持恒定。因此，储气库模型可以采用第 2 章中的 VT 模型 (2-30)，即任一时刻 t 中储气库的储气压力 SOC 可以描述为

$$p_{t+1}^{as} = p_t^{as} + \frac{1}{V_{as}} R_g T_t^{as} (u_t^c \dot{m}_t^c - u_t^e \dot{m}_t^e), \forall t \quad (4-1a)$$

$$p_{min}^{as} \leq p_t^{as} \leq p_{max}^{as}, \forall t \quad (4-1b)$$

其中， p_t^{as} 为储气库压力水平； T_t^{as} 为储气库内空气温度； u_t^c 与 u_t^e 分别为表示压缩储能与膨胀释能运行状态的布尔量；其它变量或参数已在前文相关章节中定义^①。

相应地，储热水平可由 (2-27) 简化为

$$H_t^{TES} = H_{t-1}^{TES} (1 - \gamma_H) + u_t^c h_t^c - u_t^e h_t^e - h_t^g, \forall t \quad (4-2a)$$

$$H_{min}^{TES} \leq H_t^{TES} \leq H_{max}^{TES}, \forall t \quad (4-2b)$$

其中， h_t^c 与 h_t^e 分别为压缩储能阶段的产热功率与膨胀释能阶段的耗热功率； h_t^g 为 AA-CAES 为能量枢纽提供的对外供热功率。由电热泵提供的热功率为

$$h_t^{hp} = \eta_{hp} d_t^{hp} \quad (4-3)$$

^① 第 3 章至第 5 章主要研究面向电力系统运行的 AA-CAES，需引入表示运行时段的角标 t ，导致相关变量的命名复杂。为简化变量符号，在不引起混淆的情况下，本章允许对变量上下标的相对位置做了适当调换。

其中, h_t^{hp} 为热泵为能量枢纽提供的对外供热功率; d_t^{hp} 为热泵消耗的电功率; η_{hp} 为热泵效率。

事实上, I型 AA-CAES 能量枢纽的气热双储双 SOC 模型(4-1)及(4-2)与第3章 AA-CAES 储能电站双 SOC 运行模型有异曲同工之妙。主要不同之处在于, I型 AA-CAES 相比于 AA-CAES 储能电站的容量较小, 可采用压力容器等恒温储热模型, 而在等温条件下第3章双 SOC 采用的储气动态与此处的压力动态一一对应。

(2) II型 AA-CAES 能量枢纽

II型 AA-CAES 能量枢纽由于内置了储热单元, 同时具有燃气输入以及 CHP 等灵活性组件的支撑, 其内部的 AA-CAES 储电单元受宽工况运行的影响较小, 可以采用等效电池模型(或第3章中的双 SOC 能量模型)刻画运行特性。本节采用等效电池模型进行建模, 以突出整个能量枢纽对外的热电联供特性。针对图4.3所示的 II型 AA-CAES 能量枢纽, 其热电联供运行模型为

$$p_t^{gb} = p_t^{in1} + p_t^{gas} \eta_e^{chp} + p_t^{dis} - p_t^{ch}, \forall t \quad (4-4a)$$

$$h_t^b = p_t^{in2} \eta^{hp} + p_t^{gas} \eta_h^{chp} + h_t^{dis} - h_t^{ch}, \forall t \quad (4-4b)$$

$$p_t^{db} = p_t^{in1} + p_t^{in2}, \forall t \quad (4-4c)$$

$$E_{t+1} = E_t + p_t^{ch} \eta_+^{esu} - p_t^{dis} / \eta_-^{esu}, \forall t \quad (4-4d)$$

$$H_{t+1} = H_t + h_t^{ch} \eta_+^{tsu} - h_t^{dis} / \eta_-^{tsu}, \forall t \quad (4-4e)$$

$$\text{其它变量上下界} \quad (4-4f)$$

其中, p_t^{gas} 表示 II型能量枢纽消耗的燃料输入; p_t^{gb} 与 h_t^b 分别表示能量枢纽对外提供的供电功率与供热功率; p_t^{db} 为能量枢纽的电功率需求; E_t 和 H_t 分别表示存储在能量枢纽内部储电单元(AA-CAES)与储热单元(TES)的电能与热能; p_t^{ch} 与 p_t^{dis} 分别表示 II型能量枢纽内置的 AA-CAES 的压缩功率与膨胀功率; h_t^{ch} 与 h_t^{dis} 分别表示 II型能量枢纽内置的储热单元的储热功率与供热功率, 其它中间变量的物理意义如图4.3中的标注所示。

式(4-4a)与(4-4b)分别定义了能量枢纽内部的电功率与热功率平衡^①; (4-4c)确定了能量枢纽的电功率需求; 内置的 AA-CAES 储电单元与储热单元的荷电状态(SOC)由(4-4d)与(4-4e)描述, 假设 SOC 初态与终态相同, 即 $E_T = E_0, H_T = H_0$; 其它中间变量的上下界也由(4-4f)给定, 通过引入相应的布尔量, 内置 AA-CAES

^① CHP 机组主要有背压式与凝汽式两种, 此处为了简化模型, 假定 II型能量枢纽内部的 CHP 均为背压式, 更详细的 CHP 建模可参见第5.4.2节及附录D。

与储热单元不同时充放的约束也放置于(4-4f)。

4.3 含能量枢纽的热电综合能源系统的调度运行

本节在区域供热网络与区域配电网及能量枢纽均由统一的综合能源集成运营商负责的假设下,研究含能量枢纽的区域热电综合能源系统的经济调度问题。这种集中运营假设在区域级或社区级系统中一般成立,如Aalborg CSP公司开展的区域级多能互补系统^①,Aalborg大学开展的智慧能源系统^[142],以及清华-青海大学开展的以光热复合压缩空气储能为能量枢纽的智慧微能源网^[40,41]。

区域热电综合能源系统一般采用能量枢纽实现区域配电网(Power Distribution Network, PDN)与区域供热网络(District Heating Network, DHN)的耦合,为此我们采用DistFlow刻画区域配电网潮流模型,并用水力-热力模型描述区域供热网络潮流分布。此外,该类区域综合能源系统多为零碳排系统,本节最后基于IEEE33节点PDN和8节点DHN构建的典型零碳排热电综合能源系统的算例,验证AA-CAES能量枢纽具有的供能灵活性对提升可再生能源消纳水平、降低区域热电综合能源系统整体运行成本等方面的益处。第4.5节将针对能量枢纽、区域配电网、供热网络由不同运营商管理的假设,研究能量枢纽的市场运营问题。

4.3.1 区域供热网络潮流模型

区域供热网络通常由热源、热负荷及具有相同拓扑结构的供水网络与回水网络组成,如图4.4所示。我们采用由热力分布和水力分布构成的工质流模型描述供回水温度、质量流率等热网潮流信息,其热力分布可建模为^[143,144]

$$\sum_{b \in T(i)} (\tau_{b,t}^{S,out} \dot{m}_{b,t}^S) = \tau_{i,t}^S \sum_{b \in T(i)} \dot{m}_{b,t}^S, \forall i, t \quad (4-5a)$$

$$\sum_{b \in F(i)} (\tau_{b,t}^{R,out} \dot{m}_{b,t}^R) = \tau_{i,t}^R \sum_{b \in F(i)} \dot{m}_{b,t}^R, \forall i, t \quad (4-5b)$$

$$\tau_{b,t}^{S,in} = \tau_{i,t}^S, \tau_{b,t}^{R,in} = \tau_{i,t}^R, \forall i, b, t \quad (4-5c)$$

$$\tau_{b,t}^{S,out} = (\tau_{b,t}^{S,in} - \tau_t^{am}) e^{-\frac{\lambda_b l_b}{c_p \dot{m}_{b,t}^S}} + \tau_t^{am}, \forall b, t \quad (4-5d)$$

$$\tau_{b,t}^{R,out} = (\tau_{b,t}^{R,in} - \tau_t^{am}) e^{-\frac{\lambda_b l_b}{c_p \dot{m}_{b,t}^R}} + \tau_t^{am}, \forall b, t \quad (4-5e)$$

其中, c_p 为载热工质(水)比热容; $\tau_{b,t}^{S,out}$, $\tau_{b,t}^{S,in}$, $\tau_{b,t}^{R,out}$, $\tau_{b,t}^{R,in}$ 分别为供回水管网出口及入口温度, 表征供热管网热力工况; $\dot{m}_{b,t}^S$ 与 $\dot{m}_{b,t}^R$ 分别为流经供回水管网的

^① <https://www aalborgcsp.com/projects/project-overview/>

载热流体质量流率，表征供热管网水力工况；下标 b 表示管道编号， t 表示运行时段；上标 S 与 R 分别表示供水侧与回水侧， in 与 out 分别表示管道的入口与出口； $T(i)$ 与 $F(i)$ 分别表示以节点 i 为末节点与首节点的管道集合； λ_b 为管道 b 的温度损耗系数； l_b 为管道 b 的长度。 $(4-5a)$ 与 $(4-5b)$ 分别表示供水侧及回水侧的节点温度混合（能量守恒）方程； $(4-5c)$ 表示供回水管网节点温度； $(4-5d)$ 与 $(4-5e)$ 分别表示工质经过供水侧与回水侧管网引起的温度损耗。

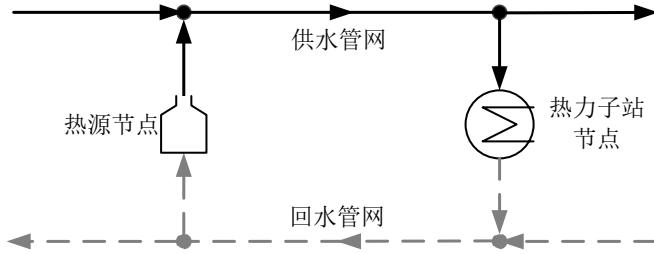


图 4.4 区域供热网络结构示意图

质量流率（水力分布）可通过质量守恒约束确定^[143,144]，即

$$\sum_{b \in F(i)} \dot{m}_{b,t}^S + \dot{m}_{i,t}^d = \dot{m}_{i,t}^g + \sum_{b \in T(i)} \dot{m}_{b,t}^S, \forall i, t \quad (4-6a)$$

$$\sum_{b \in F(i)} \dot{m}_{b,t}^R + \dot{m}_{i,t}^g = \dot{m}_{i,t}^d + \sum_{b \in T(i)} \dot{m}_{b,t}^R, \forall i, t \quad (4-6b)$$

$$0 \leq \dot{m}_{b,t}^S \leq \dot{m}_b^u, 0 \leq \dot{m}_{b,t}^R \leq \dot{m}_b^u, \forall b, t \quad (4-6c)$$

其中， $\dot{m}_{i,t}^g$ 与 $\dot{m}_{i,t}^d$ 分别为节点 i 热源（如 AA-CAES 能量枢纽）与热负荷的质量流率； \dot{m}_b^u 为管道 b 的质量流率上界。 $(4-6a)$ 与 $(4-6b)$ 分别表示供水侧与回水侧节点 i 的质量平衡约束； $(4-6c)$ 表示管道运行的物理限制。

供热网络中热源与热负荷节点的热功率满足：

$$h_{i,t}^d = c_p \dot{m}_{i,t}^d (\tau_{i,t}^S - \tau_{i,t}^R), \forall i, t \quad (4-7a)$$

$$h_{j,t}^{hp} = c_p \dot{m}_{j,t}^g (\tau_{j,t}^S - \tau_{j,t}^R), \forall j, t \quad (4-7b)$$

$$h_{i,t}^g = c_p \dot{m}_{i,t}^g (\tau_{i,t}^S - \tau_{i,t}^R), \forall i, t \quad (4-7c)$$

其中， $h_{i,t}^d$ 为热负荷的热功率需求； $h_{j,t}^{hp}$ 为热泵提供的热功率，且由 $(4-3)$ 决定； $h_{i,t}^g$ 为其它热源的供热功率。

4.3.2 区域配电网潮流模型

区域供电网络一般为辐射式结构, 如图 4.5 所示, 可采用 Dist Flow 潮流模型进行建模为^[145,146]

$$P_{ij,t} + p_{j,t}^g + W_{j,t}^e - r_{ij} I_{ij,t} = \sum_{k \in \pi(j)} P_{jk,t} + p_{j,t}^d + W_{j,t}^c + d_{j,t}^{hp}, \forall l(i,j), t \quad (4-8a)$$

$$Q_{ij,t} + q_{j,t}^g - x_{ij} I_{ij,t} = \sum_{k \in \pi(j)} Q_{jk,t} + q_{j,t}^d, \forall l(i,j), t \quad (4-8b)$$

$$U_{j,t} = U_{i,t} - 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + (z_{ij})^2 I_{ij,t}, \forall l(i,j), t \quad (4-8c)$$

$$I_{ij,t} U_{i,t} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2, \forall l(i,j), t \quad (4-8d)$$

$$I_{ij,t} \leq I_{ij,t}^u, U_i^l \leq U_{i,t} \leq U_i^u, \forall i, l(i,j), t \quad (4-8e)$$

$$p_{i,t}^l \leq p_{i,t}^g \leq p_i^u, q_i^l \leq q_{i,t}^g \leq q_i^u, \forall i, t \quad (4-8f)$$

其中, $P_{ij,t}$ 与 $Q_{ij,t}$ 分别为线路的传输有功与无功功率; $p_{j,t}^d$ 与 $q_{j,t}^d$ 分别为节点 j 的有功与无功功率需求; $p_{j,t}^g$ 与 $q_{j,t}^g$ 分别为各电源 (分布式可再生能源机组、燃气轮机等) 有功与无功出力^①; $W_{j,t}^e$, $W_{j,t}^c$, $d_{j,t}^{hp}$ 分别为 I型 AA-CAES 热电能量枢纽 (图 4.2) 与电网的 (电) 功率接口; $\pi(j)$ 为节点 j 的子节点集合; x_{ij}, r_{ij}, z_{ij} 代表线路电抗、电阻及阻抗; $U_{j,t}$ 为节点电压幅值 $V_{j,t}$ 的平方; I_{ij} 为线路电流的平方; 上标 u 与 l 分别表示上界与下界。(4-8a) 与 (4-8b) 分别表示节点有功和无功功率平衡方程, 若系统中存在风电等其它电源, 只需进行相应即可; (4-8c) 定义节点电压幅值; (4-8d) 给出线路有功与无功与节点电压及线路电流间的耦合关系; (4-8e) 与 (4-8f) 给出各物理量的实际物理限制。

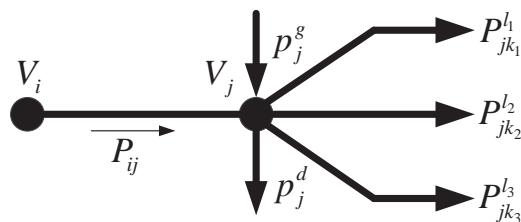


图 4.5 辐射状配电网结构示意图

Dist Flow 模型 (4-8) 描述了热电综合能源系统中的 (电功率) 潮流分布, 其优势在于可以给出节点电压、线路无功等配电网中较为关注的运行信息, 同时该模型

^① 文献 [49] 指出 AA-CAES 具有一定的无功支撑能力, 本文在此假定其不提供无功, 但相关建模分析方法完全适用于考虑其提供无功的场景。

可被线性化或凸松弛化（如二阶锥松弛^[147]）以高效求解。例如，线性化的 DistFlow 模型为^[148,149]

$$P_{ij,t} + p_{j,t}^g + W_{j,t}^e = \sum_{k \in \pi(j)} P_{jk,t} + W_{j,t}^c + p_{j,t}^d + d_{j,t}^{hp}, \forall l(i,j), t \quad (4-9a)$$

$$Q_{ij,t} + q_{j,t}^g = \sum_{k \in \pi(j)} Q_{jk,t} + q_{j,t}^d, \forall l(i,j), t \quad (4-9b)$$

$$U_{j,t} = U_{i,t} - (r_{ij}P_{ij,t} + x_{ij}Q_{ij,t})U_0, \forall j, t \quad (4-9c)$$

$$U_i^l \leq U_{i,t} \leq U_i^u, \forall i, U_0 = V_{sl}^2, \forall i, t \quad (4-9d)$$

$$p_i^l \leq p_{i,t}^g \leq p_i^u, q_i^l \leq q_{i,t}^g \leq q_i^u, \forall i, t \quad (4-9e)$$

其中， V_{sl} 为平衡节点的电压幅值，对于辐射状 PDN 一般为馈入节点的电压幅值。

对于实际运行的配电网而言，为了维持较好的电压质量，一般会增设连续无功补偿装置（如 SVG）、离散的电容器组以及有载调压变压器（OLTC）等。为此，可在线性化 DistFlow 模型 (4-9) 的基础上，修正含离散电容器或连续无功补偿装置以及含 OLTC 线路的无功平衡方程 (4-9b) 与节点电压方程 (4-9c) 为^[65,150]

$$Q_{ij,t} + q_{j,t}^g + \frac{U_{j,t}C_{j,t}}{2} + q_{j,t}^c = \sum_{k \in \pi(j)} Q_{jk,t} + q_{j,t}^d, \forall t \quad (4-10a)$$

$$\frac{U_{j,t}}{K_{ij,t}^2} = U_{i,t} - (r_{ij}P_{ij,t} + x_{ij}Q_{ij,t}) / U_0, \forall t \quad (4-10b)$$

其中， $C_{j,t}$ 为投运的电容或电抗器值； $q_{j,t}^c$ 为连续无功补偿量； $K_{ij,t}$ 为 OLTC 变比。

4.3.3 含 AA-CAES 能量枢纽的热电系统调度模型

在集中运营模式下，假定无碳排区域热电综合能源系统中的负荷由风电机组与上级电网承担，热能由 I 型 AA-CAES 热电能量枢纽提供，系统调度以最小化系统运行成本为目标，即

$$\min \sum_{t \in T} \lambda_t p_{0,t}^g \quad (4-11a)$$

$$\text{s.t. I 型 AA-CAES 能量枢纽热电联供模型} \quad (4-11b)$$

$$\text{PDN 线性 DistFlow 模型} \quad (4-11c)$$

$$\text{供热网络热力-水力潮流模型} \quad (4-11d)$$

$$W_i^{g,l} \leq W_{i,t}^g \leq W_i^{g,u}, \forall i, t \quad (4-11e)$$

其中, λ_t 为电价; $p_{0,t}^g$ 为区域热电综合能源系统从上级电网中购入的电功率; $W_{i,t}^g$ 为风电机组实际出力, $W_i^{g,l}$ 与 $W_i^{g,u}$ 分别为风电出力最小值与预测值。

无碳排调度模型 (4-11) 为非线性优化问题, 其非线性主要源自配电网潮流模型及供热网络潮流模型, 本小节将分别给出相应的线性化方法, 以在不丢失准确性的同时将模型转化为易于高效求解的 MILP 问题。事实上, OLTC、电容/电抗器组等离散型无功补偿装置的调节或投切亦存在相应的运行成本, 目标函数 (4-11a) 中可进一步扩展至考虑无功补偿成本, 相关的线性化及求解方法也基本适用。

4.3.3.1 配电网潮流模型的线性化

改进的区域配电网潮流模型 (4-9)-(4-10) 中的非线性主要源自离散电容器组引起的非线性项 $U_{j,t}C_j/2$ 与 OLTC 变比调节引入的非线性项 $U_{j,t}/K_{ij,t}^2$ 。类似于3.5节中的布尔展开法, 非线性项 $U_{j,t}C_j/2$ 中的离散量 C_j 可线性化为^[65,150]

$$C_j = C_j^l + s_j(2^0 g_{j,0} + 2^1 g_{j,1} + \dots + 2^{v_j} g_{j,v_j}), g_{j,0}, g_{j,1}, \dots, g_{j,v_j} \in \{0, 1\} \quad (4-12a)$$

$$0 \leq 2^0 g_{j,0} + 2^1 g_{j,1} + \dots + 2^{v_j} g_{j,v_j} \leq (C_j^u - C_j^l)/s_j, \forall j \in E_D \quad (4-12b)$$

其中, C_j^l 与 C_j^u 分别为电容器或电抗器容量的最小值与最大值; s_j 为电容器或电抗器的步进容量; E_D 为增设电容器或电抗器的母线集合; 整数变量 v_j 表征离散化段数, 可由下式决定:

$$\log_2\left(\frac{C_j^u - C_j^l}{s_j} + 1\right) - 1 \leq v_j \leq \log_2\left(\frac{C_j^u - C_j^l}{s_j} + 1\right) \quad (4-13)$$

因此, 非线性项 $U_{j,t}C_{j,t}$ 可转化为

$$U_{j,t}C_{j,t} = C_j^l U_{j,t} + s_j(2^0 \delta_{j,0} + \dots + 2^{v_j} \delta_{j,v_j}) \quad (4-14)$$

进一步, 式 (4-14) 可用大 M 法^[151] 线性化, 即

$$U_{j,t} - M(1 - g_{j,k,t}) \leq \delta_{j,k,t} \leq U_{j,t} + M(1 - g_{j,k,t}) \quad (4-15a)$$

$$-M g_{j,k,t} \leq \delta_{j,k,t} \leq M g_{j,k,t} \quad (4-15b)$$

其中, $\delta_{j,k,t}$ 为辅助的连续量; M 为一足够大的正数。

针对含有载调压器 OLTC 的支路 $l(i, j)$, 其无功功率约束 (4-10b) 可线性化为

$$\frac{U_{j,t}}{K_{ij,t}^2} = U_{j,t} \left(\frac{b_{ij,1,t}}{K_{ij,1}^2} + \frac{b_{ij,2,t}}{K_{ij,2}^2} + \cdots + \frac{b_{ij,n_{ij},t}}{K_{ij,n_{ij}}^2} \right) \quad (4-16)$$

其中, $K_{ij,1}, K_{ij,2}, \dots, K_{ij,n_{ij}}$ 为增设于线路 $l(i, j)$ 的 OLTC 变比的可能取值; n_{ij} 为相应的变比离散取值个数。

综上, 含 OLTC 的节点电压约束 (4-10b) 可线性化为^[65,150,152]

$$U_{j,t}/K_{ij,t}^2 = \sum_{k=1}^{n_{ij}} h_{j,k,t}/K_{ij,k}^2 \quad (4-17a)$$

$$b_{ij,1,t}, \dots, b_{ij,n_{ij},t} \in \{0, 1\}, \sum_{k=1}^{n_{ij}} b_{ij,k,t} = 1 \quad (4-17b)$$

$$-M(1 - b_{ij,k,t}) + U_{j,t} \leq h_{j,k,t} \leq M(1 - b_{ij,k,t}) + U_{j,t} \quad (4-17c)$$

$$-Mb_{ij,k,t} \leq h_{j,k,t} \leq Mb_{ij,k,t} \quad (4-17d)$$

其中, $h_{j,k,t}$ 为辅助的连续变量。

4.3.3.2 区域热网潮流模型的线性化

区域供热网络存在两种调节方式, 即 CF-VT 与 VF-VT^[153], 前者通过固定质量流率调节供(回)水温度来满足供热负荷随外界温度的变化需求, 而后者通过质量流率和供(回)水温度的共同调节来满足日供热负荷需求。

由 (4-7) 可知, 当日供热负荷波动范围较大时, 仅靠温度的调节往往不能满足供热负荷需求, 加之供热管道温度半动态的存在导致温度调节的响应存在时延^[154], 调节灵活性与及时性往往不高。因此, CF-VT 模式存在一定局限性。质量流率调节响应速度快, 可为供热负荷的调节带来更高的灵活性, 使得 VF-VT 模式具备更大的灵活性。然而, VF-VT 模式下水力工况和热力工况耦合性强, 模型求解较为困难。实际运行中一般先计算水力分布, 确定工质质量流率, 进而进行 CF-VT 调节。因此, 我们假定日内热负荷的调整仅通过 CF-VT 模式实现, 即 \dot{m} 已知, 从而非线性模型 (4-5)(4-6) 退化为线性模型。

4.3.4 集中运营热电综合能源系统算例分析

本小节分析含图 4.2 所示的 I 型 AA-CAES 能量枢纽的零碳排区域热电综合能源系统的最优调度。算例中的仿真由配有 i5-4210M CPU 与 16 GB RAM 的计算单

元完成，模型采用 YALMIP^[131] 建模，求解器为 CPLEX[®]。

4.3.4.1 算例设置

采用图4.6所示的测试系统模拟园区级或区域级无碳排热电综合能源系统，该系统由33节点PDN、8节点DHN、I型AA-CAES能量枢纽、4台风机组组成。母线2处含一座容量为3MW（6台0.5MW风机组成）的小型风电场，其它母线处的风机容量均为0.5MW。

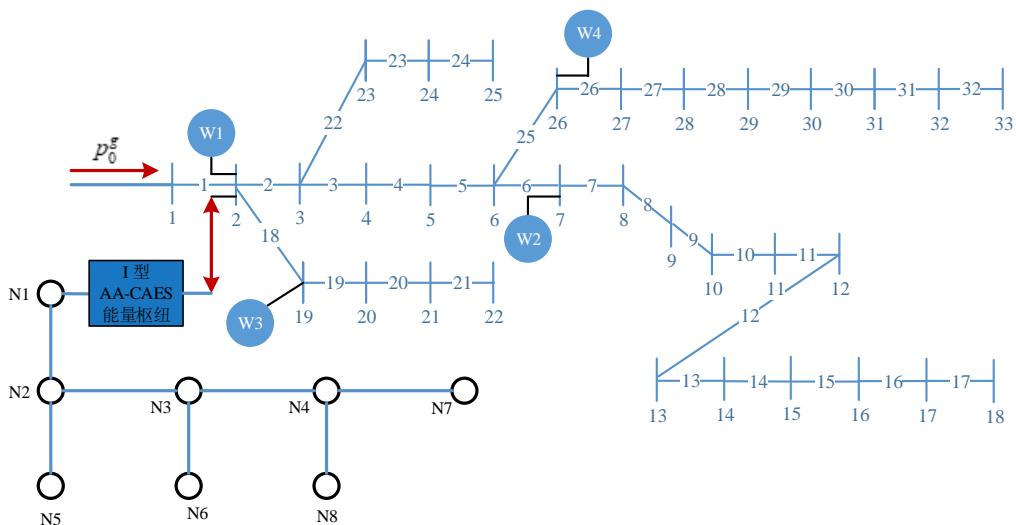


图 4.6 集中运营环境下的区域热电综合能源测试系统

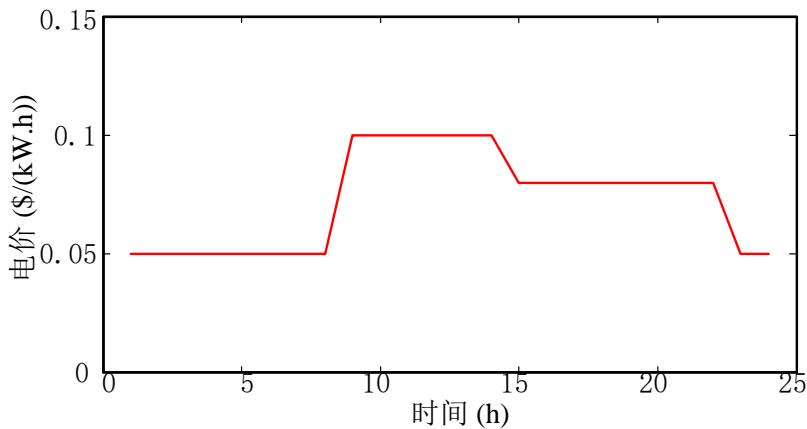


图 4.7 分时电价曲线

鉴于该类无碳排园区级热电综合能源系统在我国较为常见，此处采用图4.7所示的电力市场分时电价曲线。对于实时电价等美国电力批发市场较为常见的价格

^① 具体代码可参见 <https://github.com/AIRicky/Integrated-Energy-Systems-with-CAES>

机制，我们将在第4.5节独立运营模式下的AA-CAES能量枢纽的市场竞标问题中进行讨论。系统中所有风电机组的总功率预测曲线（各风机按容量分配）、总电负荷及热负荷需求如图4.8所示，电网各母线负荷分配比例由MATPOWER33节点配电网标准潮流^[133]求得，热网各节点热负荷分配比例及质量流率见表4.1。

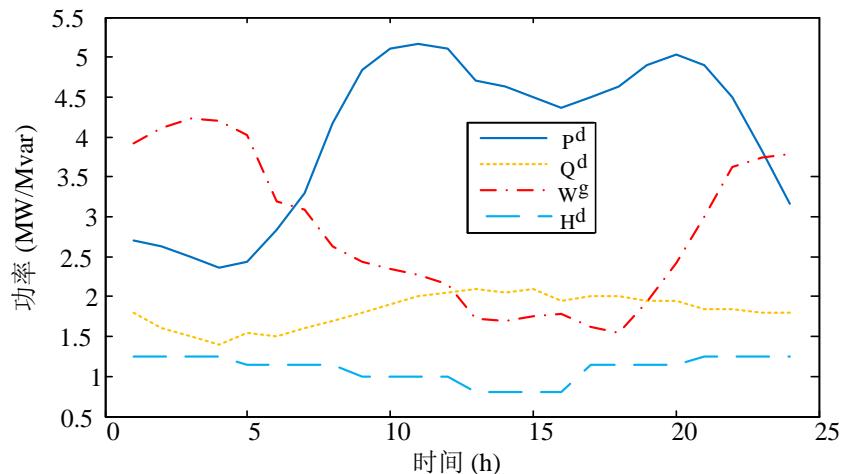


图4.8 负荷需求与风电预测功率

表4.1 8节点区域热网节点参数

节点编号	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8
负荷比例 (%)	0	0	0	0	20	20	20	40
质量流率 (kg/s)	10	0	0	0	2	2	2	4

为了维持配电网中各母线的电压质量，在配电网各中枢节点部署了无功补偿装置。参考文献[147]中的系统设置，在线路#1, #18, #22, #25上装设最小分接头为0.95，最大分接头为1.05以及分接头步长为0.01的OLTC^[147]。并联电容器装设于母线#5, #10, #13, #17, #20, #23, #30，其容量范围为0-0.2，调节步长为0.05。此外，SVG增设于母线#4, #9, #14，以提供连续无功补偿。

4.3.4.2 能量枢纽仿真

本小节先仿真分析I型能量枢纽内部的AA-CAES在一个循环周期内的能量平衡情况，为分析其在热电综合能源系统中的供能特性提供参考。内置的AA-CAES采用两级压缩两级膨胀结构，采用定压-定压运行方式及热电联供供能模式，储气库的工作压力范围为8.4 MPa-9.0 MPa。由于定压-定压运行模式的设定，储气库的压力变化对压缩机与膨胀机的部分负载运行影响不大。同时，储气库的压力工

作范围较窄，温度变化也不大。压缩机与膨胀机的额定质量流率分别为 0.64 kg/s , 2.46 kg/s ，其它参数分别如表4.2及表4.3所示，储气库体积为 2000 m^3 。

表 4.2 压缩机额定参数

级数	进口压力	出口压力	进口温度	出口温度	额定功率	等熵效率
一级	0.1 MPa	1.15 MPa	15 °C	375 °C	250 kW	0.85
二级	1.15 MPa	9 MPa	40 °C	366 °C	250 kW	0.81

表 4.3 膨胀机额定参数

级数	进口压力	出口压力	进口温度	出口温度	额定功率	等熵效率
一级	8.4 MPa	0.94 MPa	280 °C	60 °C	500 kW	0.82
二级	0.94 MPa	1 MPa	280 °C	60 °C	500 kW	0.82

在上述设定下，基于第2章热力学仿真模型得出一个循环周期内 I 型能量枢纽内部 AA-CAES 的能量平衡如图 4.9 所示，其电-电转换效率为 $\eta_{elec} = 1.46/2.8 = 52.14\%$ ，热效率为 $\eta_{heat} = 0.4193/2.8 = 14.98\%$ ，(热电) 总能利用效率为 $\eta_{total} = (1.46 + 0.4193)/2.8 = 67.12\%$ 。在合适的电力市场环境下，该效率值对于 AA-CAES 型能量枢纽的商业化运行是可接受的。

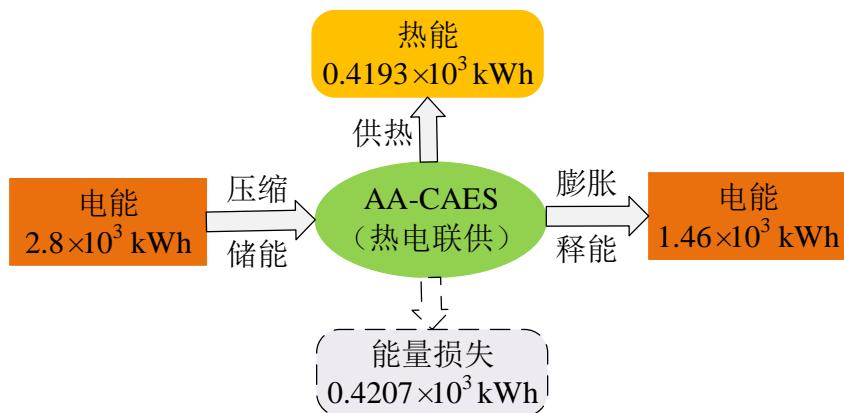


图 4.9 AA-CAES 在一个循环周期内的能量平衡

4.3.4.3 结果分析

(1) AA-CAES 能量枢纽

AA-CAES 热电多能联供时，储气库储气压力的变化仅由压缩储能消耗与膨胀释能输出的电功率有关，而储热罐中的储热水平不仅与压缩功率及膨胀功率有关，

还与当前的供热功率有关。I型能量枢纽中 AA-CAES 的储气水平与储热水平变化曲线分别如图 4.10 及 4.11 所示。

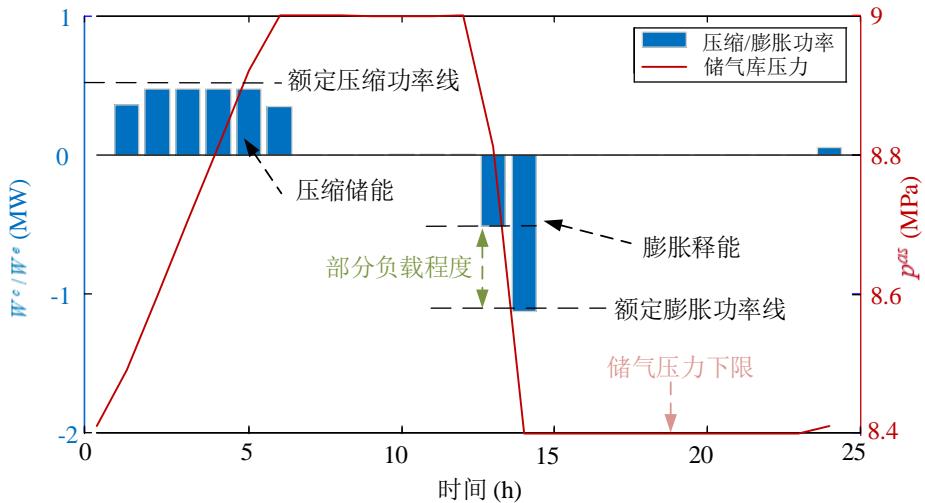


图 4.10 AA-CAES 能量枢纽储气水平曲线

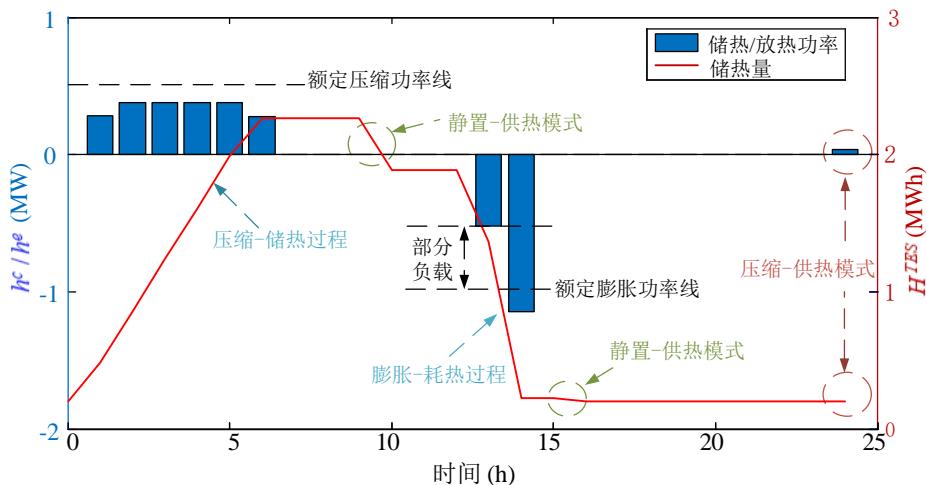


图 4.11 AA-CAES 能量枢纽储热水平曲线

I 型能量枢纽中 AA-CAES 在多能联供模式下具有的供能灵活性，使其既可以经典的压缩-储热模式（时段 1-时段 6）与膨胀-耗热模式（时段 13-时段 14）运行，以实现电能“缓存”与“搬移”，又可运行于静置-供热模式（时段 10、时段 16）与压缩-供热模式（时段 24），从而为区域热电综合能源系统注入运行灵活性。在当前的系统设定下，压缩机可以实现高负载或额定功率运行来减小购电成本，而膨胀机则在部分时段（时段 13）以部分负载方式发电，消耗低谷时段存储的低价电能，以降低热电综合能源系统总体运行成本。

此外,由图4.10及图4.11可以看出,实际调度运行时AA-CAES损失能量较多。结合图4.9可知,AA-CAES在一个循环周期存在32.88%的能量损失,而该损失主要源自储气库入口节流阀与出口节流阀实现的定压-定压运行模式带来的节流损失。事实上,可由压缩机与膨胀机适当地运行于由背压变化及入口压力变化引起的部分负载工况,便可减小由入口与出口节流阀带来的损失。

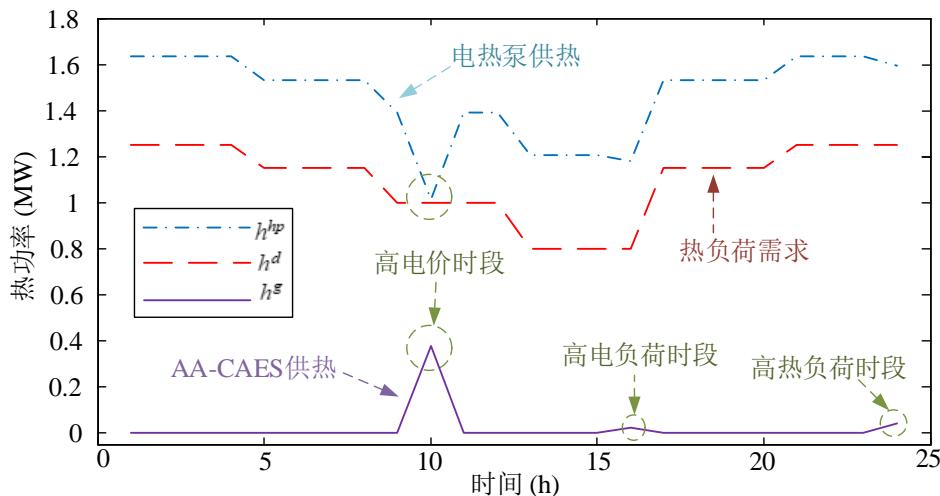


图4.12 热泵与AA-CAES热功率输出曲线

I型能量枢纽中热泵与AA-CAES的热功率分配如图4.12所示,电热泵由于电热转换效率高,承担了系统的大部分热负荷,但由于其不具备热能的缓冲作用,在高峰电负荷及高电价时段其供热成本较高。I型能量枢纽中AA-CAES具有电能及热能的缓冲作用,使其可与电热泵匹配实现能量枢纽的经济运行。AA-CAES在非(用电)高峰期利用风电和廉价电力运行于压缩储能模式(时段1到时段6),并以储热罐中的热能和储气罐中的压力势能两种形式解耦存储电能;系统电负荷需求较高时,AA-CAES运行于膨胀释能模式(时段13、时段14),消耗存储在储热罐中的部分热能,并利用储气罐中的空气势能进行发电。伴随AA-CAES压缩储能模式存储的部分(富余)热能,可在电价较高时段(如时段10,见图4.7)、热负荷需求较高时段(时段24,见图4.8)为系统提供热能,以代替该时段经济性较差的电热泵,同时也可在电负荷需求较高时段(时段16,见图4.8)可为系统提供热能,以降低电热泵为供热消耗电能给配电网带来的调峰压力。

(2) 运行成本及弃风量

在考虑与不考虑AA-CAES能量枢纽的两种情况下,图4.6所示的热电综合能源系统中风电实际输出功率、上级电网的购电功率及母线#2处风机的弃风分别如图4.13及图4.14所示。

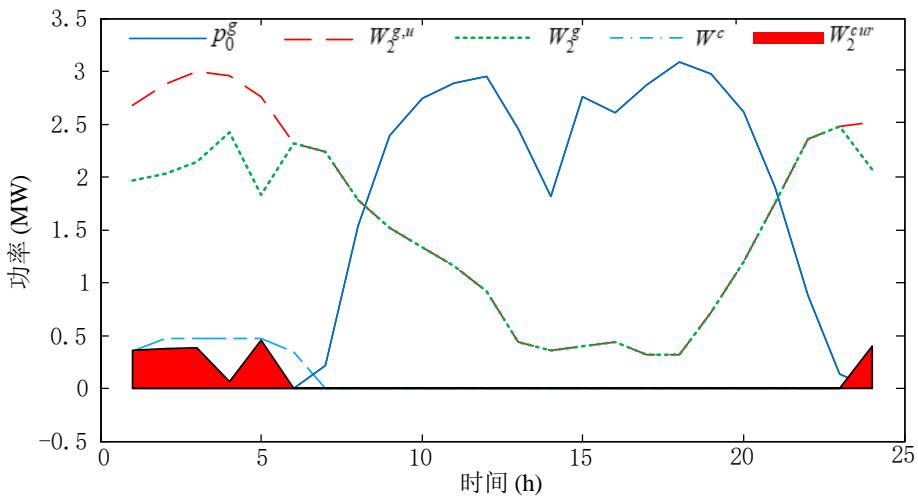


图 4.13 考虑能量枢纽时的系统电功率平衡

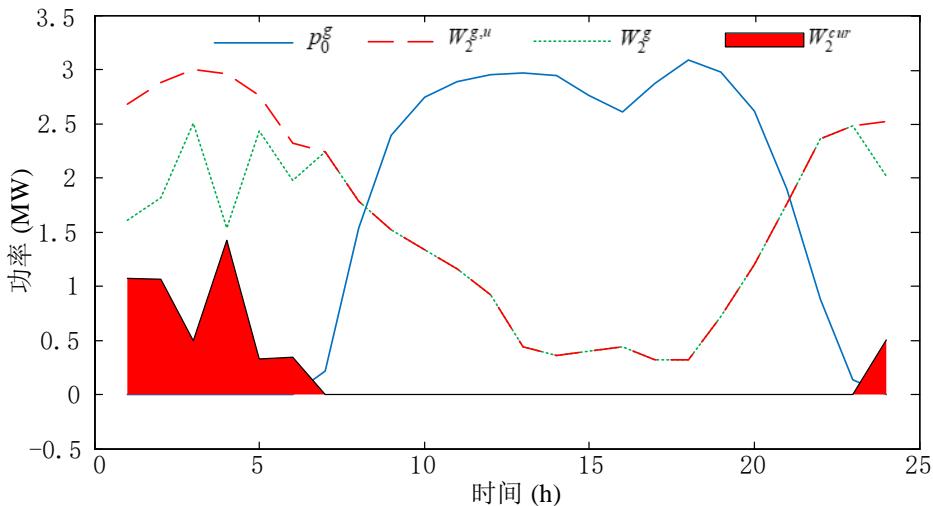


图 4.14 不考虑能量枢纽时的系统电功率平衡

对比图 4.13 及 4.14 可以得出，从时段 8 至时段 22，由于电力负荷需求较高，所有风电均用于供应负荷，该综合能源系统的弃风主要发生在低谷时段。引入 AA-CAES 能量枢纽后，用电低谷时段的风电可存储于 AA-CAES 以供用电高峰时段的电力负荷，进而减少综合能源系统的弃风。同时，引入 AA-CAES 能量枢纽可以减少从上级电力市场购买的电力，进而降低了整个综合能源系统的日运行成本。引入 AA-CAES 能量枢纽后日运行弃风电量从 5.2347 MWh 降为 2.0452MWh，降低率达 60.93%，综合能源系统总运行成本由 6533.0\$ 降为 6316.3\$，降低率为 3.32%。

(3) 热电综合潮流分布

在峰值时段 11 和非高峰时段 5 各母线的电压和 OLTC 的变比分别如图 4.15 和图 4.16 所示。通过连续及离散型无功补偿装置的调节，各节点电压维持在正常范

围内。

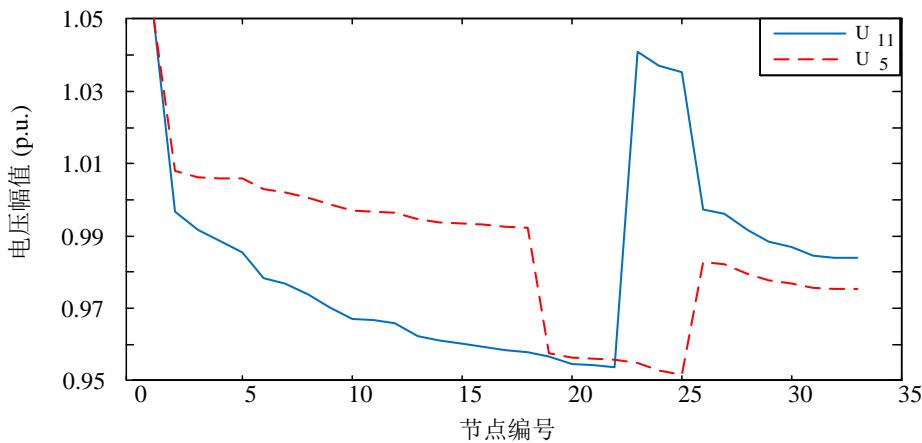


图 4.15 配电网节点电压分布

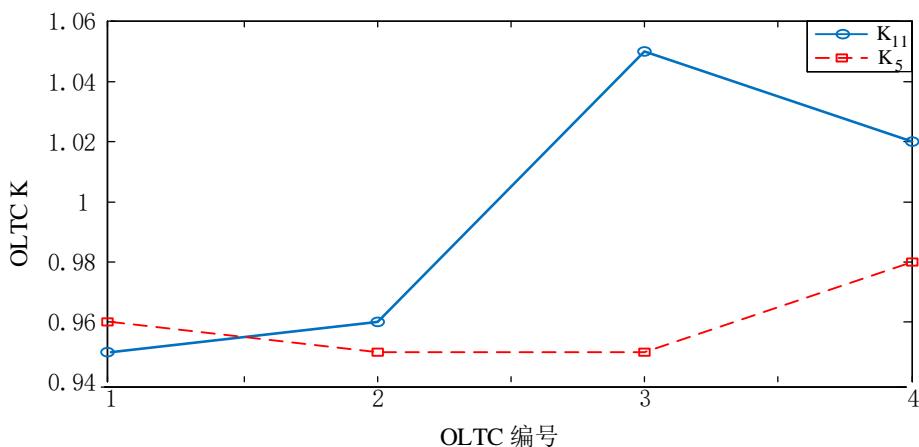


图 4.16 OLTC 分接头状态分布

区域供热网络在热负荷峰值时段 5 以及非峰值时段 15 的最优温度分布如图 4.17 所示。通过调节回水温度可以满足高峰期（时段 15）和非高峰期（时段 5）不同的热功率需求。在供水温度相同的情况下，回水温度越小，供热量越大。此外，由于供热管网的摩擦、传热损耗等，供水和回水系统中管道出口的水温通常低于入口温度。

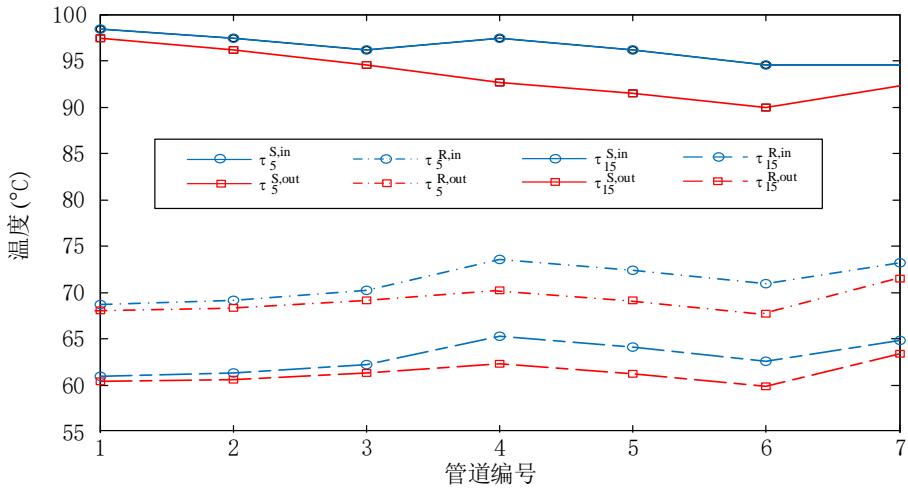


图 4.17 供热网络温度分布

4.4 基于熵理论的热电质量-数量联合运行模型

正如第 4.3 节运行调度分析一致，热电综合能源系统旨在发挥热、电等多能流载体的协同效应，而多能流协同必须考虑能流间的统一性与差异性。现有研究主要基于多能流间的统一性，将电、热等能流载体单独研究的工具与方法（如潮流分析等）引入综合能源系统分析中，采用基于热力学第一定律的“能量平衡法”研究多能源系统中的能量流，如 DHN 潮流模型 (4-5)-(4-7) 与 PDN 潮流模型 (4-8)。然而，该类“能量平衡法”难以刻画多能流载体间的差异性，特别是能流品位的差异性。本节基于热力学第二定律的“熵”（最大有效能）理论^[114] 研究热电综合能源系统的“数量-质量”联合建模问题。我们采用“焓熵”刻画管网中稳流工质的熵流，并用“热量熵”描述热源与热负荷的熵输出及熵需求，以实现“温度对口，梯级利用”的热能传输，为供热管网及含 AA-CAES 能量枢纽的热电综合能源系统的运行提供新的分析视角。

4.4.1 热网质量-数量联合模型

假定针对图 4.18 所示的区域供热网络已进行网潮流 (4-5)-(4-7) 分析。为此，可进一步建立热源节点的熵平衡方程为

$$\dot{E}x_i^S = \dot{m}_i^g((h_i^S - h_0) - T_0(s_i^S - s_0)) \quad (4-18a)$$

$$\dot{E}x_i^R = \dot{m}_i^g((h_i^R - h_0) - T_0(s_i^R - s_0)) \quad (4-18b)$$

$$\Delta\dot{E}x_i^g = \frac{2T_0}{(\tau_i^S + \tau_i^R)} W_i^g \quad (4-18c)$$

$$W_i^g + \dot{E}x_i^g = \dot{E}x_i^S - \dot{E}x_i^R + \Delta\dot{E}x_i^g \quad (4-18d)$$

其中, $\dot{E}x_i^S$ 与 $\dot{E}x_i^R$ 分别为流经热源节点的供水与回水焓熵; h 与 s 分别为热水在相应状态点(由压力和温度描述)的焓与熵; 下标 0 表示环境状态或均衡态; $\Delta\dot{E}x_i^g$ 表示通过消耗电能由热泵产生的熵损失; W_i^g 为热源中循环水泵消耗的电能。

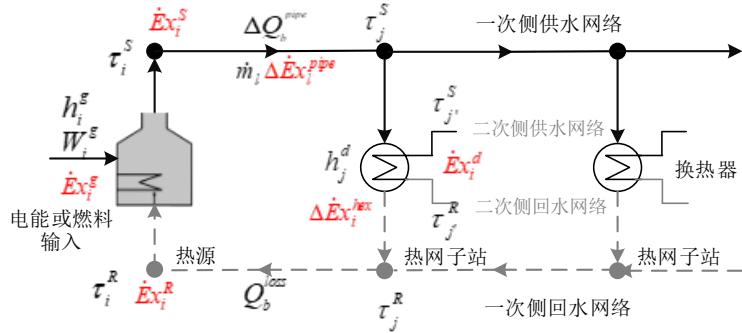


图 4.18 区域供热网络熵流示意图

供水及回水管网的熵流损失可表示为

$$\Delta\dot{E}x_b^{pipe} = \dot{E}x_{b(i)}^S - \dot{E}x_{b(j)}^S + \dot{E}x_{b(j)}^R - \dot{E}x_{b(i)}^R \quad (4-19a)$$

$$\Delta\dot{E}x_b^{pipe} = \left(1 - \frac{2T_0}{\tau_{b(i)}^S + \tau_{b(i)}^R}\right)\Delta Q_b^{pipe} \quad (4-19b)$$

其中, $\Delta\dot{E}x_b^{pipe}$ 为管道 b 的熵损; ΔQ_b^{pipe} 为管道的热能损失, 可由管道出口与入口温度计算而来。若尚未对 DHN 进行模型 (4-5)-(4-7) 中的热力与水力状态分析, 则可用 (4-19a) 分析管道熵损; 若已对 DHN 进行了热力与水力状态分析, 可采用 (4-19b) 进行管道熵损的分析。

热力负荷子站(或换热器)中的熵流损失为

$$\Delta\dot{E}x_j^{hex} = T_0 h_j^d \left(\frac{2}{\tau_j^S + \tau_j^R} - \frac{2}{\tau_{j'}^S + \tau_{j'}^R} \right) \quad (4-20a)$$

$$\dot{E}x_j^d = h_j^d \left(1 - \frac{2T_0}{\tau_{j'}^S + \tau_{j'}^R}\right) \quad (4-20b)$$

其中, $\Delta\dot{E}x_j^{hex}$ 表示连接热网一次侧与二次侧的热力站内部的不可逆换热过程导致的熵损, 通常该部分熵损占据了整个供热管网熵损的主要部分; $\tau_{j'}^S$ 与 $\tau_{j'}^R$ 分别为供热管网二次侧采用的温度机制, 通常连接于同于供热管网的不同热力子站, 如工业热力子站、商业子站及民用子站采用不同的二次侧温度机制; $\dot{E}x_j^d$ 表示热负荷获取的熵能。

4.4.2 综合能源系统质量-数量联合模型

基于热网㶲流模型(4-18)-(4-20)可进一步建立热电综合能源系统质量-数量联合模型(即㶲模型),以实现对现有分析理论的兼容性,主要表现在基于“电能品位为1”的物理事实,电网的传统能量平衡模型(如(4-8))即为㶲模型,即与热网的质量-数量联合模型直接兼容。同时,任何热电能量枢纽的模型只需对外提供“㶲接口”便可兼容质量-数量联合模型,从而将热电综合能源系统㶲模型的核心转移到自带多能流特性的能量枢纽,如本章重点关注的热电联供型AA-CAES。为此,可基于第2章中的AA-CAES㶲仿真模型(2-47)-(2-57)作为㶲接口,整体实现含AA-CAES型能量枢纽的区域热电综合能源系统的质量与能量联合建模。

4.4.3 单热源双负荷系统算例分析

本小节仅针对热网进行质量-数量联合建模分析,以说明㶲分析模型的必要性。针对含AA-CAES型能量枢纽的热电综合能源系统,可按第4.4.2节中的思路展开分析,此处不予探讨。考虑图4.19所示单热源双负荷系统,假设热源部署于节点1,节点2为具有高品位热能需求的商业热力子站,节点3为具有较低品位热能需求的民用热力子站,但节点2与节点3的热负荷功率需求相同。管网一次侧采用95°C/40°C的供回水温度机制,并设定环境温度为15°C。商业子站二次侧采用75°C/30°C的供回水温度机制,而民用热力子站二次侧采用55°C/30°C的供回水温度机制。此外,做如下假设:1)假定忽略沿管道的压力损失,供回水管道之间的压差为16 bar,泵效率为0.8;2)假定环境温度为15°C;3)管道温度损失系数为 $0.15 \times 10^{-3} \text{ kW}/(\text{m}\cdot\text{K})$,两条管道长度均为1000m;4)负荷通过换热器从供热管网取热,假设忽略换热器传热的㶲损失。

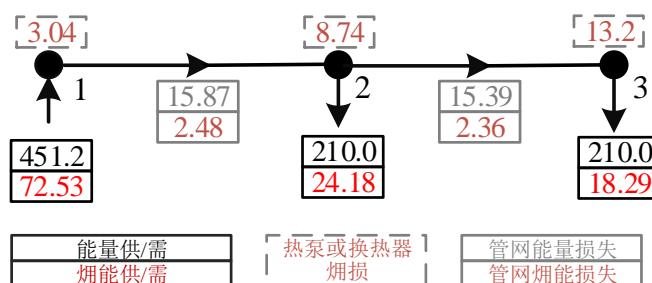


图4.19 单热源双负荷系统㶲分析结果

采用㶲分析模型(4-18)-(4-20)的㶲分析结果示于图4.19中,图中的热功率与㶲的单位均为kW。尽管商业热力子站与民用热力子站的热功率需求均为210kW,但是二者从一次管网中获取了不同的热能产品。前者获取了75°C/30°C的热水,而

后者获取了 $55^{\circ}\text{C}/30^{\circ}\text{C}$ 的热水，其㶲分别为 24.18 kW 与 18.28 kW ，即商业热力子站获取了高品位的热能，而民用热能子站获取了较低品位的热能。系统总的热功率损失为 6.93% ，而㶲损达 39.38% 。因此，在区域热电综合能源系统优化和运行中考虑能量品位很有必要。

综上，基于热力学第一定律的经典热力-水力工质流模型不能考虑能量品位，而本节所提的㶲分析模型基于热力学第二定律，可以同时考虑热能数量与热能品位。此外，㶲分析模型提供的能量数量及品位的损失信息可以为区域热电综合系统中的多能流产品定价等问题提供参考。

4.5 面向热电综合能源市场的能量枢纽竞标策略

气、热、电等多能源网络互联构建综合能源系统被认为是增强能源网络灵活性与可靠性的一种有效手段，而综合能源系统中实现气、电、热等网络互联的关键设备即为能量枢纽。随着配电市场的完善^[155] 及热力市场的逐渐成熟^[156,157]，该类能量枢纽将有望作为独立市场运营主体^[158] 参与区域配电网和区域热网中热电两个能流的交易^[159]，其在多能流交易市场的策略竞价是提升运营经济性的关键。目前针对电源、负荷及储能设备在电力市场的竞价策略已有大量研究成果^[91,160]，但均针对电力单一能流交易，难以直接推广到 AA-CAES 型或其它能量枢纽在多能流市场中的运营。综合能源系统工程实际迫切需要开展面向多能流市场交易的能量枢纽的竞价策略研究，本节将给出一种适用于以第三方主体独立运营的能量枢纽（如 II 型 AA-CAES 热电能量枢纽）的多能流市场竞标策略。

4.5.1 AA-CAES 型能量枢纽竞标模型

4.5.1.1 假设条件

本节以图 4.3 所示的 II 型 AA-CAES 能量枢纽为例，重点分析供能灵活性（热电联供与热电联储）赋予其在热力市场、电力市场（及燃料市场）的竞标行为，以提升该类能量枢纽的运行经济性。本节做如下假设：

1) 聚焦于日前电力与热力市场，采用负荷预测并忽略不确定性^①，不考虑用于平衡供需不匹配的实时市场。不同于第4.3节中采用的热电综合能源系统的集中运营假设，本节假定电力市场与热力市场分别由独立的运营商管理，即电力市场操作员（EMO）和热力市场操作员（HMO）。

2) 供热网络与供电网络通过 II 型 AA-CAES 能量枢纽实现耦合，电网潮流采用线性化的 DistFlow 潮流模型(4-9)；供热网络采用固定质量流率（即 CF-VT 调节

^① 第4.5.2.3节将给出计及不确定性的扩展方法。

模式) 的水力-热力耦合模型(4-5)-(4-7)。II型能量枢纽分别向热网与电网上报竞标价格与数量, EMO 与 HMO 以最小化生产成本分别出清电力与热力市场。

3) 能量枢纽面向电力与热力市场的竞标策略间通过其内部的能量转换与存储单元实现了耦合。EMO 与 HMO 以报价结算方式^[161,162]清算能量枢纽的收益, 该结算方式在配电市场中得到普遍应用。此外, 能量枢纽上报的竞标价格通过与 EMO 和 HMO 的协议进行相应限制。

4.5.1.2 热力市场出清问题

由第 4.3 节的区域供热管网潮流模型(4-5)-(4-7)可知, DHN 的运行状态可由供回水管网的入口与出口温度, 以及实现供回水管道耦合的热源与热负荷的供回水温度给定。若将所有的温度变量统一记为向量 τ , 用向量 \mathbf{h} 表征热源输出功率, 并用向量 $\dot{\mathbf{m}}$ 表示所有管道的质量流率, 则 DHN 潮流(4-5)-(4-7) 的紧凑形式可表示为

$$A_H \mathbf{h} + B_H(\dot{\mathbf{m}})\tau = b_H \quad (4-21a)$$

$$C_H \mathbf{h} + D_H(\dot{\mathbf{m}})\tau \leq d_H \quad (4-21b)$$

其中, A_H , b_H , C_H 和 d_H 分别为常系数矩阵; $B_H(\dot{\mathbf{m}})$ 及 $D_H(\dot{\mathbf{m}})$ 表示依赖于 $\dot{\mathbf{m}}$ 的系数矩阵; 热网潮流(4-5)-(4-7)体现于(4-21a)中; τ 与 \mathbf{h} 的上下界体现于(4-21b)中。显然, 紧凑型 DHN 模型(4-21)为非线性且非凸。本节假定 DHN 运行于固定质量流率模式, 即 $\dot{\mathbf{m}}$ 为定值, 如此约束集(4-21)退化为以节点温度 τ 和热源输出功率 \mathbf{h} 为决策变量的线性模型。

供热市场操作员 HMO 以实现 AA-CAES 型能量枢纽、燃气锅炉等热源间的经济调度为决策目标。从能量平衡的角度来看, 热网运行成本在很大程度上依赖于热源的输出功率, 其值等于热负荷与管道损失之和。事实上, $\dot{\mathbf{m}}$ 对管道热损失的影响较小。管道热损失可简化表示为

$$\Delta E = c_p \dot{m} (\tau^{in} - \tau^{out}) \quad (4-22)$$

将管道出口温度方程(4-5d)或(4-5e)代入(4-22)可得^①

$$\Delta E = c_p \dot{m} [(\tau^{in} - \tau^{am})(1 - e^{-\frac{\lambda_b l_b}{c_p \dot{m}}})] \quad (4-23)$$

^① 为了表示简洁, 此处我们去掉了 \dot{m} 的下标。

其中, $0 < \lambda_b l_b / c_p \dot{m} \ll 1$ 。考虑到, $e^{-x} \approx 1 - x$, 则 (4-23) 可近似为

$$\Delta E \approx c_p \dot{m} (\tau^{in} - \tau^{am}) \frac{\lambda_b l_b}{c_p \dot{m}} = \lambda_b l_b (\tau^{in} - \tau^{am}) \quad (4-24)$$

由此可知, ΔE 不依赖于 \dot{m} 。换言之, 只要约束集 (4-21) 可行, 供热管网水力条件对网络整体运行成本的影响不大。因此, \dot{m} 可被提前设置, 即固定质量流率-变供水温度的运行模式^[153]。

尽管电热泵、能量枢纽（如 AA-CAES 型）等电制热供暖方式逐渐成为新一代热网中的热源^[163], 但传统燃煤及燃气锅炉等仍为当前供热网络中的主要热力机组。因此, 我们假定本节研究的 DHN 中含有燃煤及燃气锅炉等传统热源, 其生产成本是其输出的凸二次函数。AA-CAES 型能量枢纽向热力市场上报的竞标标的（热价 ζ^b 与最大供热功率 h_m^b), 在热力市场出清问题中被视为常数。从而, 热力市场出清模型为

$$\min_{\mathbf{h}, \tau} \frac{1}{2} \mathbf{h}^T Q_H \mathbf{h} + \mathbf{c}_H^T (\zeta^b) \mathbf{h} \quad (4-25a)$$

$$\text{s.t. } A_H \mathbf{h} + B_H(\dot{\mathbf{m}}) \tau = b_H \quad (4-25b)$$

$$C_H \mathbf{h} + D_H(\dot{\mathbf{m}}) \tau \leq d_H(h_m^b) \quad (4-25c)$$

其中, 目标函数 (4-25a) 最小化运行成本, 包括传统锅炉的成本及给 AA-CAES 型能量枢纽的支出; (4-25b) 与 (4-25c) 为紧凑型热网潮流模型。由于问题 (4-25) 是凸二次规划问题, 其 KKT 系统是充要条件。

4.5.1.3 电力市场出清问题

AA-CAES 型能量枢纽向电力市场上报的竞标标的为售电电价 ξ^b 与购电电价 χ^b , 类似于热力市场出清, 假定电力调度员以最小化调度成本为出清目标, 即

$$C_{PDN} = \sum_j \left[a_j (p_j^g)^2 + b_j p_j^g \right] + \xi^b p^{gb} - \chi^b p^{db} \quad (4-26)$$

其中, 第一项表示发电成本, (a_j, b_j) 为二次成本系数; 定义 $p_0^g = \sum_{j \in \pi(0)} P_{0j}$ 为从上级输电网（电力批发市场）输送到 PDN 的馈入电功率, $a_0 = 0$, b_0 为上级电力市场电价; 第二项（三项）是支付（收入）能量枢纽的购电（售电） p^{gb} (p^{db}) 的成本（收益）。

定义向量 \mathbf{p} 为发电调度 p_j^g 与能量枢纽的能量交易 p^{gb}, p^{db} ； p_m^{gb} 与 p_m^{db} 分别为能量枢纽愿意售出及购买的最大功率， \mathbf{x} 为其它变量。如此，基于 4.3.2 节线性化 DistFlow 电网潮流模型，电力市场出清的紧凑型模型可表示为

$$\min_{\mathbf{p}, \mathbf{x}} \frac{1}{2} \mathbf{p}^T Q_P \mathbf{p} + \mathbf{c}_P^T (\xi^b, \chi^b) \mathbf{p} \quad (4-27a)$$

$$\text{s.t. } A_P \mathbf{p} + B_P \mathbf{x} = \mathbf{b}_P \quad (4-27b)$$

$$C_P \mathbf{p} + D_P \mathbf{x} \leq \mathbf{d}_P (p_m^{gb}, p_m^{db}) \quad (4-27c)$$

其中，(4-27b) 代表等式约束 (4-9a)-(4-9c)；(4-27c) 代表决策变量的上下界。与热力市场出清问题 (4-25) 类似，电力市场出清问题亦为凸二次规划，其 KKT 系统是充要条件。

4.5.1.4 能量枢纽竞标模型

在市场运营问题中，AA-CAES 型能量枢纽实际的功率输入与功率输出 (p_t^{gas} , p_t^{gb} , p_t^{db} 及 h_t^b) 不能由其直接控制，而是由市场竞争结果决定，其竞标的 ($p_{t,m}^{gb}$, $p_{t,m}^{db}$, $h_{t,m}^b$) 的上下界分别由下式给定：

$$p_{\min}^{gb} \leq p_{t,m}^{gb} \leq p_{\max}^{gb}, \forall t \quad (4-28a)$$

$$p_{\min}^{db} \leq p_{t,m}^{db} \leq p_{\max}^{db}, \forall t \quad (4-28b)$$

$$h_{\min}^b \leq h_{t,m}^b \leq h_{\max}^b, \forall t \quad (4-28c)$$

其中， $p_{t,m}^{gb}$ 与 $p_{t,m}^{db}$ 分别表示 II 型 AA-CAES 能量枢纽管理者向电力市场提交的电量供/需竞标的； $h_{t,m}^b$ 为向热力市场提交的热功率竞标的。

AA-CAES 型能量枢纽竞标框架如图 4.20 所示，其日前电力与热力市场主从博弈竞标模型为

$$\max (\zeta^b)^T \mathbf{h}^b + (\xi^b)^T \mathbf{p}^{gb} - (\chi^b)^T \mathbf{p}^{db} - (\gamma)^T \mathbf{p}^{gas} \quad (4-29a)$$

$$\text{s.t. 能量枢纽运行约束 (4-4)} \quad (4-29b)$$

$$\text{热力市场出清问题 (4-25)} \quad (4-29c)$$

$$\text{电力市场出清问题 (4-27)} \quad (4-29d)$$

$$\text{竞标的约束集 (4-28)} \quad (4-29e)$$

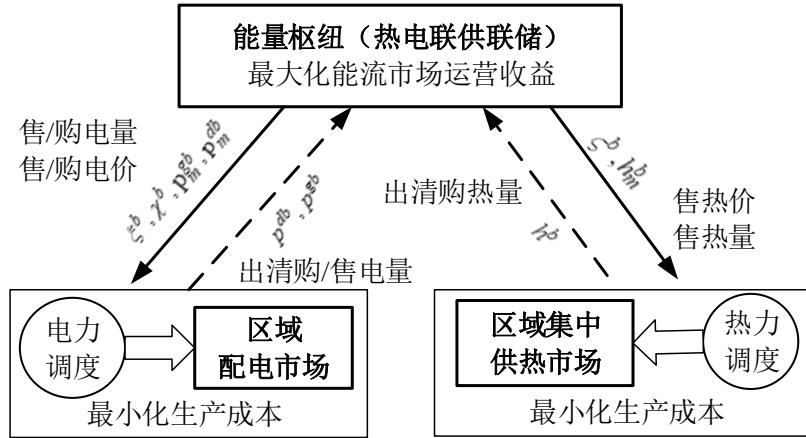


图 4.20 AA-CAES 能量枢纽热电市场竞标框架

其中, 价格向量 $\zeta^b, \xi^b, \chi^b, \gamma$ 分别表示日前电力市场的热功率报价、电功率报价、储能电价及燃料价格; 能量交易向量 $\mathbf{h}^b, \mathbf{p}^{gb}, \mathbf{p}^{db}, \mathbf{p}^{gas}$ 分别表示出清热量, 出清电量、购电量及燃气需求。(4-29b) 表示能量枢纽的运行约束; 能量交易由电力市场出清(4-29d)与热力市场出清问题(4-29c)确定。由此, 能量枢纽日前竞标模型为均衡约束的数学规划问题(MPEC)^[164]。从博弈视角看, MPEC 问题(4-29d)可视为 Stackelberg 博弈^[132,165], 能量枢纽的最优策略和两个市场的出清结果即为该博弈的均衡。事实上, 针对任一形式的能量枢纽, 只要重新建模其运行约束(4-4), 竞标模型(4-29)即可直接应用。

4.5.2 模型求解策略

本小节主要研究 AA-CAES 型能量枢纽双层竞标模型(4-29)的高效求解策略。考虑到, 市场出清问题(4-25)与(4-27)均为凸二次规划, 分别可由相应的 KKT 最优性条件代替, 从而可将双层模型(4-29)转化为单层规划问题。

4.5.2.1 单层竞标模型

热力市场问题出清问题(4-25)的最优性条件为

$$A_H \mathbf{h} + B_H(\dot{\mathbf{m}}) \tau = b_H \quad (4-30a)$$

$$C_H \mathbf{h} + D_H(\dot{\mathbf{m}}) \tau \leq d_H(h_m^b) \quad (4-30b)$$

$$Q_H \mathbf{h} + \mathbf{c}_h(\zeta^b) + A_H^T \lambda_h + C_H^T \mu_h = \mathbf{0} \quad (4-30c)$$

$$B_H(\dot{\mathbf{m}}) \lambda_h + D_H^T(\dot{\mathbf{m}}) \mu_h = 0, \mu_h \geq \mathbf{0} \quad (4-30d)$$

$$\mu_h^T (C_H \mathbf{h} + D_H(\dot{\mathbf{m}}) \tau - d_H(h_m^b)) = 0 \quad (4-30e)$$

其中, λ_h 与 μ_h 分别为 (4-25) 中等式约束和不等式约束的对偶变量; 向量 d_H 与 \mathbf{c}_h 是能量枢纽上报于热力市场的竞标标的 (h_m^b 与 ζ^b) 的线性函数, 二者在热力市场出清问题中被视为常数。(4-30a) 与 (4-30b) 分别为热力市场出清问题原变量的可行性约束; (4-30c) 与 (4-30d) 分别为对偶变量的可行性约束; (4-30e) 为互补松弛条件。

相应地, 电力市场出清问题 (4-27) 的最优化条件为

$$A_P \mathbf{p} + B_P \mathbf{x} = \mathbf{b}_P \quad (4-31a)$$

$$C_P \mathbf{p} + D_P \mathbf{x} \leq \mathbf{d}_P(p_m^{gb}, p_m^{db}) \quad (4-31b)$$

$$Q_P \mathbf{p} + \mathbf{c}_p(\xi^b, \chi^b) + A_P^T \lambda_p + C_P^T \mu_p = \mathbf{0} \quad (4-31c)$$

$$B_P^T \lambda_p + D_P^T \mu_p = \mathbf{0}, \mu_p \geq \mathbf{0} \quad (4-31d)$$

$$\mu_p^T (C_P \mathbf{p} + D_P \mathbf{x} - \mathbf{d}_P(p_m^{gb}, p_m^{db})) = 0 \quad (4-31e)$$

其中, λ_p 与 μ_p 分别为 (4-27) 中等式约束与不等式约束的对偶变量; 向量 \mathbf{c}_p 与 \mathbf{d}_p 是能量枢纽上报于电力市场竞标标的 (ξ^b, χ^b, p_m^{gb} 与 p_m^{db}) 的线性函数, 这些竞标标的在电力市场出清问题中被视为常数。(4-31a) 与 (4-31b) 为电力市场出清问题原变量的可行性约束; (4-31c) 与 (4-31d) 分别为对偶变量的可行性约束; (4-31e) 为互补松弛条件。

采用热力市场出清问题的 KKT 系统 (4-30) 及电力市场出清问题的 KKT 系统 (4-31) 分别代替双层竞标模型 (4-29) 中的 (4-29c) 及 (4-29d) 后, AA-CAES 能量枢纽竞标模型 (4-29) 将转化为易于进一步处理的单层优化问题。事实上, 该单层优化问题仍为非线性模型, 需进一步转化与处理。

4.5.2.2 MILP 近似模型

由于互补松弛条件 (4-30e) 与 (4-31e) 的存在, KKT 系统 (4-30) 与 (4-31) 仍为非线性非凸。同时, 目标函数 (4-29a) 中的 $(\zeta^b)^T \mathbf{h}^b$, $(\xi^b)^T \mathbf{p}^{gb}$, $(\chi^b)^T \mathbf{p}^{db}$ 等双线性项, 也增加了单层竞标模型的求解难度。

针对互补松弛条件 $\mathbf{0} \leq \mathbf{x} \perp \mathbf{y} \geq \mathbf{0}$, 采用大 M 法^[151] 线性化为

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{x} \leq M \mathbf{z}, \mathbf{0} \leq \mathbf{y} \leq M(\mathbf{1} - \mathbf{z}) \quad (4-32)$$

其中, \mathbf{z} 为与 \mathbf{x} 及 \mathbf{y} 具有相同维数的布尔向量; $\mathbf{1}$ 为与 \mathbf{z} 具有相同维数的全 1 向量; M 为足够大的数, 且只要参数 M 足够大, 近似方法 (4-32) 不会引入任何误差。

针对目标函数中形如 xy (x 和 y 为两个连续变量) 的双线性项, 本节采用与第 3.5 节及第 4.3 节类似的布尔展开法^[135,136] 进行线性化。特别地, 采用区间 $[y^l, y^m]$ 中的 2^K 个离散点去近似连续量 y 的可能取值, 即

$$y = y^l + \Delta y \sum_{k=1}^K 2^{k-1} z_k \quad (4-33)$$

其中, $z_k, k = 1, \dots, K$ 为布尔量, 同时 Δy 满足:

$$\Delta y = \frac{y^m - y^l}{2^K} \quad (4-34)$$

如此, $xy = xy^l + \Delta y \sum_{k=1}^K 2^{k-1} x z_k$ 。令 $v_k = x z_k, k = 1, \dots, K$, 则双线性项 xy 可重新建模为

$$xy = xy^l + \Delta y \sum_{k=1}^K 2^{k-1} v_k \quad (4-35a)$$

$$0 \leq x - v_k \leq x^m(1 - z_k), \forall k \quad (4-35b)$$

$$0 \leq v_k \leq x^m z_k, \forall k \quad (4-35c)$$

在本节研究的 AA-CAES 型能量枢纽竞标问题中, 由于能量协议是市场出清问题的最优解, 对其进行离散化近似将会导致精确解的丢失, 从而可能导致 KKT 条件的不可行。因此, 本节采用布尔展开法近似竞标价格 (ζ^b, ξ^b, χ^b) 。针对目标函数 (4-29a) 中的所有双线性项, 实施 (4-35a)-(4-35c) 的布尔展开法, 即可获取如下的线性化目标函数 (记为 Obj-Lin) :

$$\begin{aligned} \text{Obj-Lin} = & \sum_t \left[\xi_l p_t^{gb} + \Delta \xi \sum_{k=1}^K 2^{k-1} z_{tk}^{gb} \right] - \sum_t \gamma_t p_t^{gas} \\ & + \sum_t \left[\chi_l h_t^b + \Delta \chi \sum_{k=1}^K 2^{k-1} z_{tk}^{hb} \right] \\ & - \sum_t \left[\zeta_l p_t^{db} + \Delta \zeta \sum_{k=1}^K 2^{k-1} z_{tk}^{db} \right] \end{aligned} \quad (4-36)$$

综上, AA-CAES 型能量枢纽双层竞标模型 (4-29) 的近似 MILP 形式为

$$\begin{aligned}
 & \max \text{ Obj-Lin} \quad (4-36) \\
 \text{s.t. } & \begin{aligned}
 & \text{能量枢纽运行约束} \\
 & \text{布尔展开附加约束} \\
 & \text{热网出清线性化 KKT 系统} \\
 & \text{电网出清线性化 KKT 系统} \\
 & \text{竞标标的约束集}
 \end{aligned} \quad (4-37)
 \end{aligned}$$

4.5.2.3 计及不确定性的影响

在能量枢纽的竞标问题中, 不确定性通常源于市场价格和可再生能源机组的出力。本节中 AA-CAES 能量枢纽和两个市场之间的能源价格取决于竞标策略或双边协议, 这些均为决策变量或常数。鉴于目前天然气市场的结构, 燃料价格一般保持不变, 该信息对于能量枢纽是显见的, 因此具有确定性。然而, PDN 馈入节点的节点电价由上级输电网络 (电力批发市场) 确定, 具有不确定性。此外, 可再生能源驱动的分布式发电机的电力输出也具有不确定性。

本节竞标模型并未考虑上述不确定因素, 其原因在于能量枢纽内置的储电与储热单元提供的供能灵活性可以缓解可再生能源机组出力波动的负面影响。换言之, 由于能量枢纽的出现, 系统的安全性不是主要问题。尽管如此, 如果需要充分计及该类不确定因素的影响, 可以使用基于场景的随机规划方法^[166] 来最小化能量枢纽的期望收益。具体地, 针对概率为 p_s , $s = 1, 2 \dots n$ 的每个场景求解问题 (4-37), 得到相应的最优值为 v_s , 进而计算期望收益为 $\sum_s p_s v_s$ 。

如果考虑实时市场, 并且使用两阶段随机模型来解决不确定因素, 能量枢纽竞标模型将会更加复杂, 其原因在于不能在实时阶段调整日前决策。使用场景随机方法很难将不确定性纳入双层优化框架。一种补救措施是限制能量枢纽的投标策略的数量, 以便减少日前阶段的决策变量的维度; 另一种思路是在日前市场中采用本节的确定性模型, 并采用滚动方法在实时阶段处理该类不确定性。

4.5.3 独立运营热电综合能源系统算例分析

4.5.3.1 参数设置

本节采用图 4.21 所示的典型区域热电综合能源系统分析 AA-CAES 型能量枢纽的竞标策略。该系统由修改的 IEEE 33 节点 PDN 与 32 节点 DHN 组成, 供热网络与电网之间由母线 2 与节点 31 之间的 II 型 AA-CAES 能量枢纽实现耦合。此外,

供热网络与配电网分别由两个燃气锅炉 (Gas Boiler, GB) 与燃气机组 (Gas Turbine, GT) 提供热源和电源，其参数分别见表 4.4-表4.6。电网在母线 3 和母线 12 部署无功补偿单元以维持配电网电压水平在合适范围内^①。

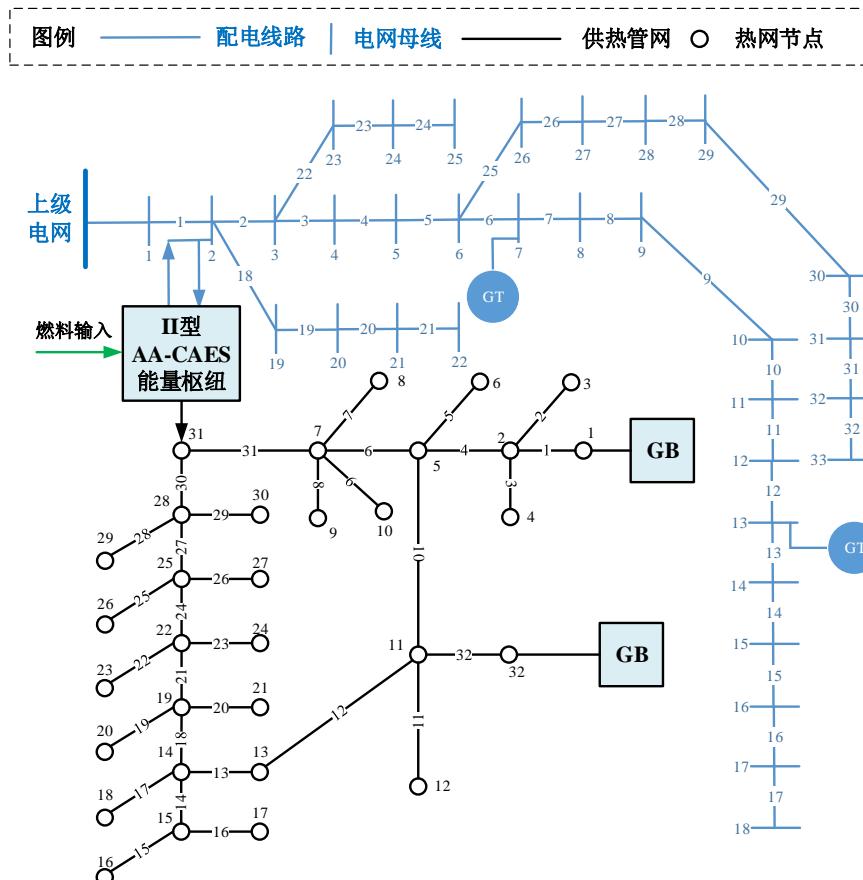


图 4.21 独立运营环境下的区域热电综合能源测试系统

表 4.4 常规电源参数

GT 编号	$p^g(\text{MW})$	$q^g(\text{MVar})$	a(\$/MW ²)	b(\$/MW)
GT 1	[0, 1.5]	[0, 0.5]	0.12	20.0
GT 2	[0, 2.0]	[0, 1.0]	0.09	15.0

4.5.3.2 算例设置

能量枢纽的竞标策略受到市场需求、能源价格、系统约束等多种因素影响，以为将针对不同的负荷曲线、配电零售电价、燃料价格、储能效率及系统限制等条

^① 本算例系统更详细的数据可见 <https://github.com/AIRicky/Energy-Hub-Market-Operation>

表 4.5 常规热源参数

GB 编号	$h^g(\text{MW})$	位置	$\alpha(\$/\text{MW}^2)$	$\beta(\$/\text{MW})$
GB 1	[0, 1.0]	节点 1	0.15	20.0
GB 2	[0, 1.0]	节点 32	0.16	18.0

表 4.6 II 型 AA-CAES 能量枢纽参数

变量	范围	单位	变量	范围	单位	变量	范围	单位
p^{ch}	[0, 3.0]	MW	E	[0, 10]	MWh	p^{gas}	[0, 1.5]	MW
p^{dis}	[0, 2.0]	MW	H	[0, 10]	MWh	p_0^g	[0, 3.0]	MW
h^{ch}	[0, 2.0]	MW	p_m^{gb}	[0, 2.0]	MW	h_m^b	[0, 1.5]	MW
h^{dis}	[0, 1.5]	MW	p_m^{db}	[0, 1.5]	MW			

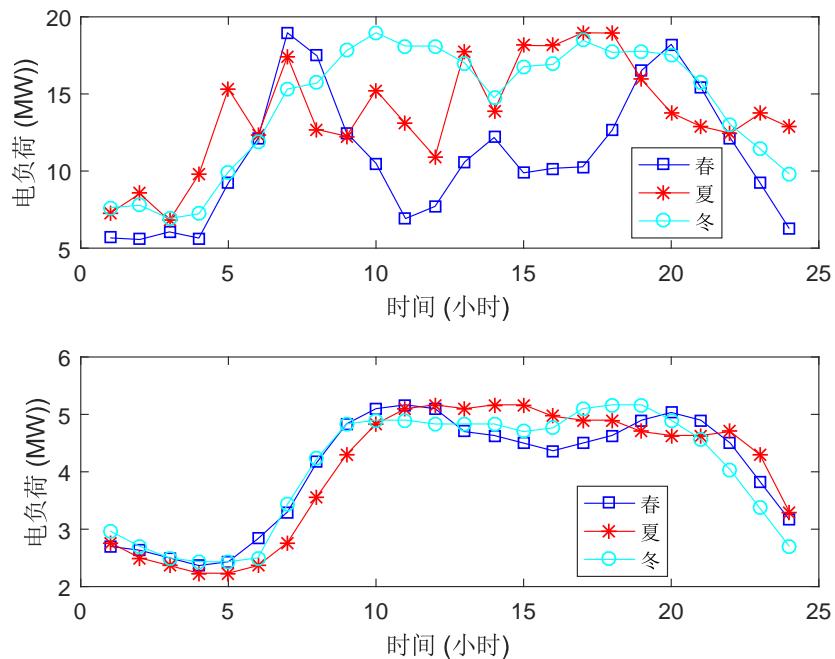


图 4.22 典型季节热电负荷需求预测曲线

件设置算例。

(1) 不同的负荷曲线

我们考虑具有相同峰值负荷的不同季节热电需求曲线，如图 4.22 所示。其中，热需求在不同季节有较大差别，电需求在夏季由于空调负荷等的启动较高。

(2) 不同的配电零售电价

能量枢纽接入配电网的母线（Bus 2）处的电力零售价格是时变的。该零售价格由电力市场操作员 EMO 提供，不依赖于能量枢纽及其它发电机组的调度。我们假定母线 2 可能存在四种零售电价曲线，分别为实时电价（El-RT）、分时电价（El-TOU）、峰谷差价（El-PV）以及电力市场中可能出现的价格波动大的极端情形（El-Ex），如图 4.23 所示。

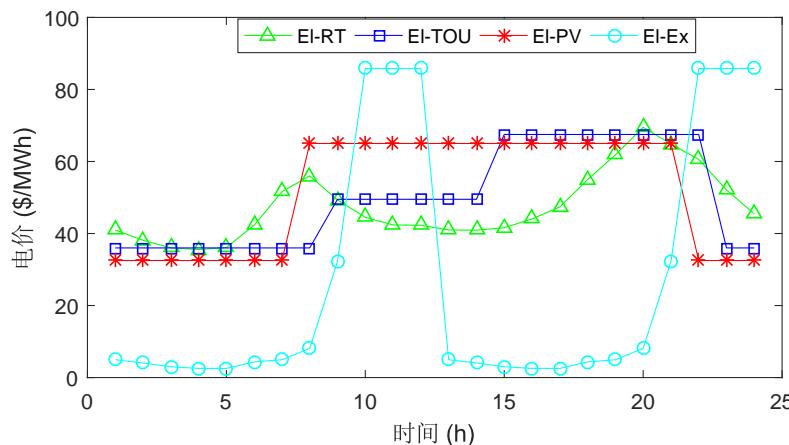


图 4.23 馈线入口母线电价曲线

(3) 不同的燃料价格

我们假定燃料价格由能量枢纽与外部燃料市场协议决定，该值可以为固定值或时变值。我们考虑三种不同的燃料价格机制：1) 基准算例 BEN 中 $\gamma = 26\$/MWh$ 且保持不变；2) 极端情形算例 Gas-Ex 中 $\gamma = 40\$/MWh$ 且保持不变；3) 在燃气价格峰谷机制算例 Gas-PV 中，在时段 7-18 取 $\gamma = 30\$/MWh$ ，在其它时段 $\gamma = 20\$/MWh$ 。

(4) 不同的储能效率

能量枢纽内部实行多能流时空搬移的储能单元的效率对其竞标策略具有较大的影响。对于 AA-CAES 而言，其循环效率依赖于不同的结构形式及对应实现形式的成熟度，典型电-电效率为 40%-70%^[21]，采用高温储热、外部光热辅助等方案后其效率可达 75%-85%^[44,45,57,68]。对于能量枢纽内部的储热单元，其循环效率通常可达 98%^[27]。因此，我们将在保持储热效率 ($\eta_{+}^{tsu}/\eta_{-}^{tsu}$) 为 98% 时，将 AA-CAES 的压缩储能与膨胀释能效率 ($\eta_{+}^{esu}/\eta_{-}^{esu}$) 从 90% 降至 60%（对应于循环效率从 81% 降至 36%）来研究储电效率对热电能量枢纽竞标策略的影响。

(5) 市场力测试与限制

能量枢纽具有一定的市场力，其竞标策略将对电力市场与热力市场的出清结果具有影响。一般地，若能量枢纽的售电电价或售热热价低，EMO 与 HMO 倾向于从能量枢纽购买更多的电能或热能；反之，若能量枢纽售电电价或售热热价过高，

市场调度员会选择其它电源或热源来满足负荷需求，导致能量枢纽失去一定的市场份额。有时，由于配电线路或供热管道阻塞或其它运行安全等系统因素的影响，调度员不得不从能量枢纽购买电能或热能。因此，为了测试与限制能量枢纽的市场力，我们将分析：1) 算例 MP-RtCap，配电网馈线容量从 3 MW 调整至 6 MW；2) 算例 MP-TBPos，将 GT1 与 GT2 分别移动至母线 6 与母线 13，同时增加其功率上界至 2MW；3) 算例 MP-GasLim：将燃料市场输入上界从 1.5MW 降至 1MW。

4.5.3.3 通用设定及模型求解

在本节的所有算例中，采用 128 段离散化能量枢纽在各个市场的报价，即布尔展开法中 $K = 7$ 。出于网络安全等考虑，从上级电网（电力批发市场）馈入配电网的电功率 (p_0^g) 上界（即馈入节点容量）为 3MW，能量枢纽从燃料市场获取的燃气输送率 (p^{gas}) 最大为 1.5 MW。同时，假定能量枢纽与热力市场协议后决定的热价竞标标的 (ζ^b) 的最小值、最大值及平均值分别为 12\$/MWh, 30\$/MWh 及 25 \$/MWh。此外，假定能量枢纽从电力市场的购电电价标的 (χ^b) 不低于母线 2 在 t 时刻的电力零售价，以及能量枢纽向电力市场的售电电价标的 (ξ^b) 不高于当日电价峰值的 1.25 倍。

能量枢纽内部 AA-CAES 的压缩、膨胀效率 ($\eta_{+}^{esu}/\eta_{-}^{esu}$) 设为 90%，储热单元的充、放效率 ($\eta_{+}^{tsu}/\eta_{-}^{tsu}$) 亦设为 98%。热泵的热效率 (η^{hp}) 设为 3，(背压式) CHP 的电热生产效率 ($\eta_e^{chp}/\eta_h^{chp}$) 分别设为 0.35 与 0.65。算例与负荷及价格曲线对应关系见附录 B，其它算例将在分析部分进行具体解释说明。

本节所有的计算采用 YALMIP^[131] 建模，并调用 CPLEX 求解器完成，硬件配置为 Intel i5-4210M CPU 及 16GB RAM^①。各算例下的收益与 50 次运行平均计算时间如表4.7所示，计算时间基本为分钟级，对于目前综合能源市场的运行而言是可接受的。

4.5.3.4 基准算例分析

基准算例 (BEN) 下，II 型 AA-CAES 能量枢纽向电力及热力市场的竞标标的如图 4.24 所示，能量枢纽内部 AA-CAES 与储热单元的 SOC^②变化如图 4.25 所示。能量枢纽在时段 1-6 以较低的电价从配电网中购入电能，其中一部分存储于能量枢纽内部的 AA-CAES，以供用电高峰（高价）时段（如时段 7-8、时段 19-23）实现套利运行。同时，区域热网的峰值负荷为 2 MW，仅靠锅炉 GBs 难以满足峰值

① 本节代码可参见 <https://github.com/AIRicky/Energy-Hub-Market-Operation>

② 此处的储热 SOC 不是 AA-CAES 内部储热单元的 SOC，其与此处的储电 SOC 具有相同形状，在设计时予以考虑，实现压力势能与压缩热能的匹配。

表 4.7 各算例竞标收益 (\$) 与计算时间 (s)

场景	PDN 成本	Gas 成本	PDN 收入	DHN 收入	总利润	计算时间
BEN	278.28	598.57	951.66	394.68	469.48	231.2
EI-TOU	331.07	489.72	993.02	397.77	569.99	62.03
EI-PV	303.23	774.96	1365.0	396.08	682.88	88.97
EI-Ex	152.30	519.09	1178.4	396.36	903.39	85.61
Spring	324.41	680.61	1106.4	378.50	479.91	197.5
Summer	301.03	538.06	947.67	309.94	418.53	28.83
Gas-Ex	381.41	134.54	426.12	393.79	303.95	42.77
Gas-PV	309.14	360.00	831.99	393.79	556.64	103.9

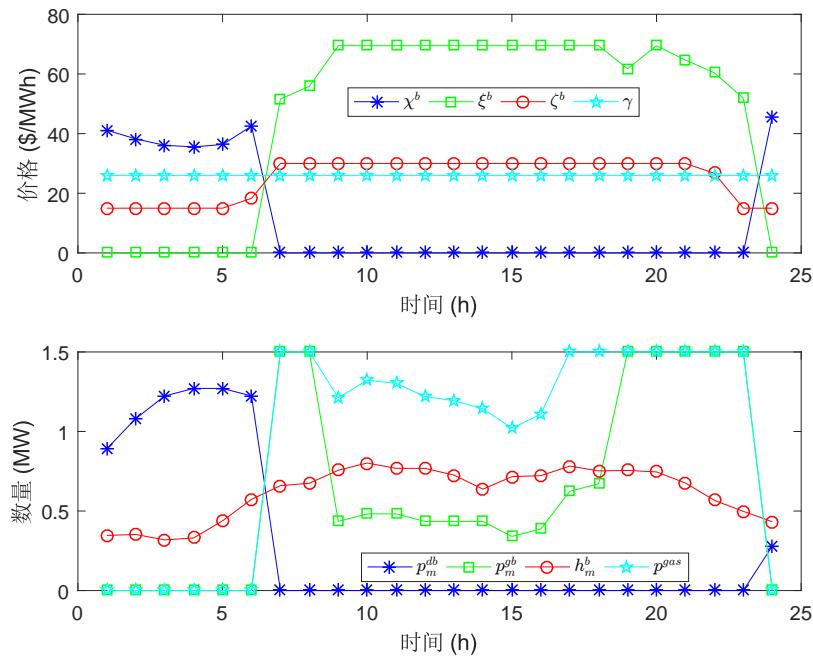


图 4.24 算例 BEN 中价格与电量竞标标的

热负荷的需求，因此能量枢纽可以维持一定量的热能输出。在时段 1-5，由于电价便宜，能量枢纽不从燃气市场购买燃料，其对外输出的热能主要通过能量枢纽内部的热泵靠消耗电能提供。在时段 3 与时段 5，更多热能从热泵转化，并存储于能量枢纽内部的储热单元中，以供其它时段使用。

从时段 6 开始，实时电价开始升高，能量枢纽转向购买燃气通过 CHP 生产热能与电能。由于热泵较 CHP 具有更高的效率，时段 1-5 能量枢纽的售热热价 ζ^b 比

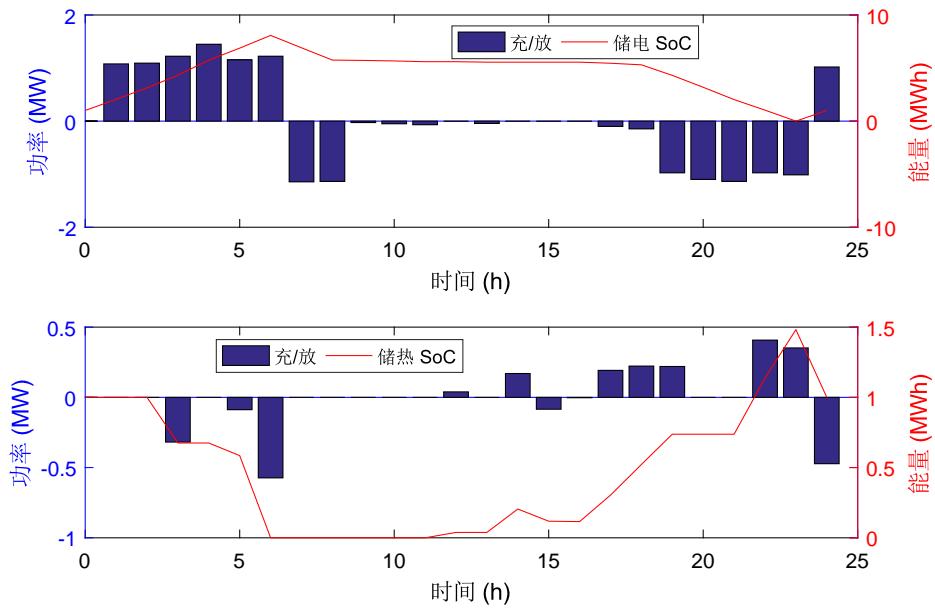


图 4.25 能量枢纽内部储热与储电单元 SOCs

该天其它时段的报价低，其它时段的热能主要通过 CHP 消耗燃料提供。此外，能量枢纽的售购电量 (p_m^{gb}, p_m^{db}) 及售热量标的 (h_m^b) 与两个市场出清值相同。通过在热力市场、电力市场及燃料市场的综合交叉套利运行，在 BEN 算例情形下，能量枢纽的净利润达 \$469.48。

4.5.3.5 电价与燃料价格的影响

配电电力市场的电价机制和天然气市场的燃料价格对 AA-CAES 型能量枢纽在热电能流市场的竞标策略有着重要的影响，算例 BEN、Gas-PV 及 Gas-Ex 下能流枢纽的燃气购买量如图4.26所示。可以发现，算例 Gas-Ex 中当燃气价格从 26\$/MWh 增加到 40\$/MWh 时，能量枢纽转向从电力市场购买更多的电力，不同于算例 BEN 中在高峰时刻购买燃气以满足负荷需求，此时能量枢纽的运行策略为通过消耗电能产生足够的热能，并存贮于能量枢纽内部的储热单元。随着综合能源系统中电、气、热的深度融合，未来将有可能出现实时燃气市场，届时能量枢纽将会有更大的运行灵活性。

从图4.26中可以看到，由于燃料价格较低，在算例 Gas-PV 中能量枢纽购入的燃料多于算例 Gas-Ex。同时，由于燃料价格低导致的 CHP 生产成本低，能量枢纽从电力市场获得了更多收益。与算例 BEN 相比，算例 Gas-PV 的燃料购买成本较低，其原因在于在负荷低谷时期购买了燃料，从而导致算例 Gas-PV 的收入最高。当然，上述分析结论并非通用，而是依赖于实际的价格曲线。

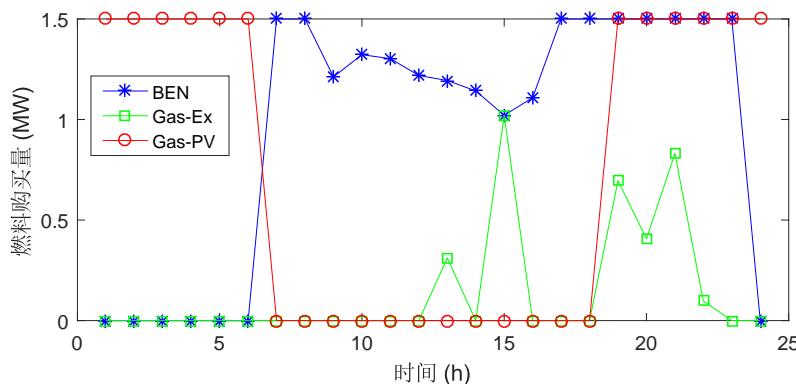


图 4.26 不同燃料价格下的购气量对比

图4.27与图4.28分别给出了在算例 EI-TOU, EI-PV 及 EI-Ex 中能量枢纽在电力市场的售购电价竞标标的与在热力市场的售热热价竞标标的。算例 EI-Ex 中, 在时段 1-6 能量枢纽向电力市场提交最低的售电电价 (ξ^b), 在时段 8-24 能量枢纽向热力市场提交最高的售热热价 (χ^b), 进而获得了最高的套利收益 \$1178.4 以及最高的运行利润 \$903.39。

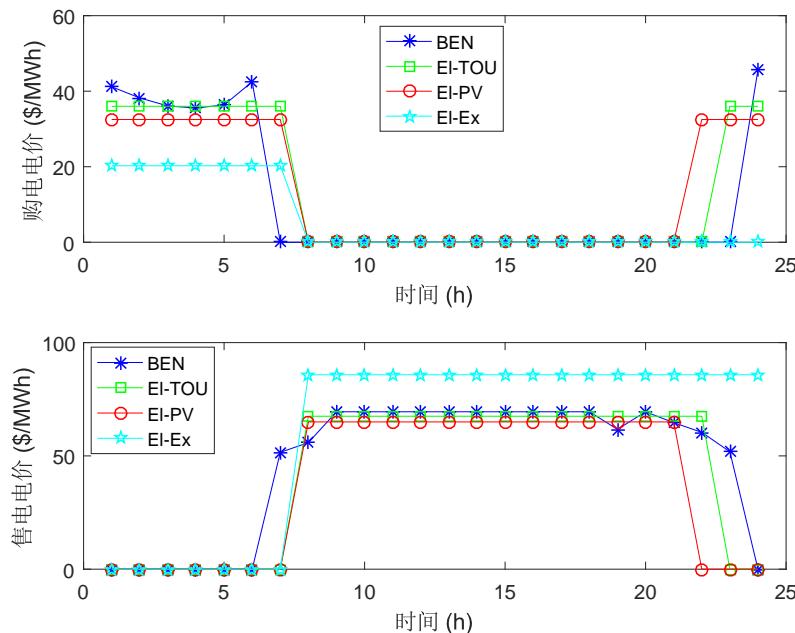


图 4.27 各电价机制下能量枢纽上报于电力市场的竞标售/购电价

由图4.28可知, 电力市场采用的电价机制对 II 型 AA-CAES 热电能量枢纽在热力市场的竞标热价的影响不大, 其主要原因在于在时段 7-21, 热负荷需求较高, 因此作为所研究的供热网络中比不可少的热源之一, 能量枢纽具有一定的市场力, 其供热价格竞标标的达到允许的上界。

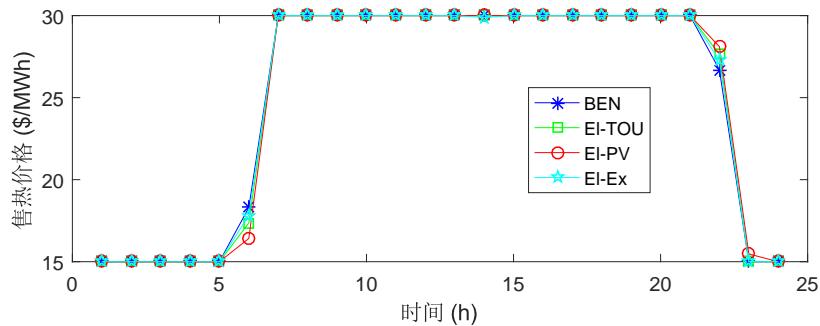


图 4.28 各电价机制下能量枢纽上报于热力市场的售热热价

4.5.3.6 负荷特性的影响

图 4.29 给出了基准算例 BEN (冬季) 与算例夏季中能量枢纽在热力市场的竞标标的。由于夏季的热负荷需求比冬季少，能量枢纽通过向 DHN 出售热力获取的收益将小于基准算例 BEN。

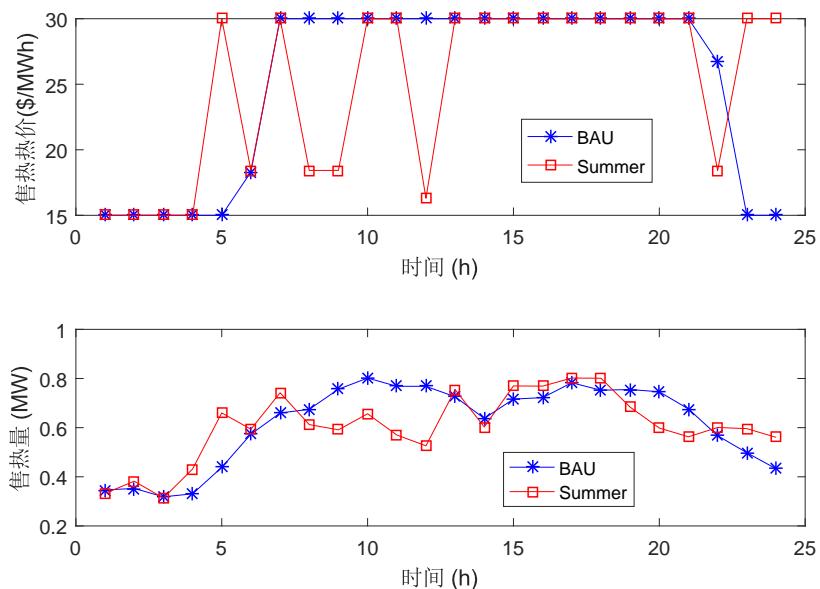


图 4.29 算例 BEN 与 Summer 热力市场竞标标的

4.5.3.7 储能效率的影响

在本小节算例中，电价曲线采用图4.23中的 TOU 电价，储热效率设置为 98%。AA-CAES 电-电循环效率随不同的实现方式及技术成熟度发生变化，计算结果列于表 4.8 中。从表中可以发现， $\eta_{+}^{esu} > 70\%$ 时，AA-CAES 的电-电效率对能量枢纽整体利润有较大影响；当效率进一步降低时，效率对利润的减少几乎没有影响，其

表 4.8 不同储电效率下的能量枢纽收益 (\$)

$\eta_+^{esu} / \eta_-^{esu}$	PDN 成本	Gas 成本	PDN 收入	DHN 收入	总利润
90%	310.78	594.93	993.02	395.98	483.29
85%	313.13	605.99	946.48	394.68	425.72
80%	315.78	493.53	787.64	397.66	375.98
75%	318.78	493.53	749.08	398.38	335.15
70%	63.41	493.53	474.94	398.39	316.39
65%	67.18	493.53	474.94	398.39	312.62
60%	72.98	493.53	474.94	398.39	306.82

原因在于此时能量枢纽通过电力市场电价进行套利的收入将维持稳定，电力市场的主要收益源于消耗燃气的 CHP 出售电力。从表4.8的后三行可知，由于储能效率较低，能量枢纽需要购买更多电力以实现一定的套利。因此，我们可以认为只有当 AA-CAES 的电-电循环效率高于 49% 时，在不发挥 AA-CAES 本身的热电联供能力的条件下构建图4.3所示的 II 型 AA-CAES 是经济可行的；当 AA-CAES 的电-电效率低于 49% 的条件下，用 AA-CAES 构建热电能量枢纽时应采用类似 I 型 AA-CAES 的方案，以充分挖掘 AA-CAES 具有的供能灵活性。

4.5.3.8 市场力测试与限制

与市场力测试相关的算例分析结果如图4.30至图4.32所示。通过在算例 MP-GasLim 中对最大燃料输入功率进行限制，与算例 BEN 相比，能量枢纽在白天消耗更少的燃气，并在时段 24 购入更多的电量（图4.31）。由图4.32可知，由于售电价较高，BEN 与 MP-GasLim 两个算例的总收益差别不大（\$469.48 v.s. \$466.44），而热力市场的收益是一样的，如附录B中表B.2所示。

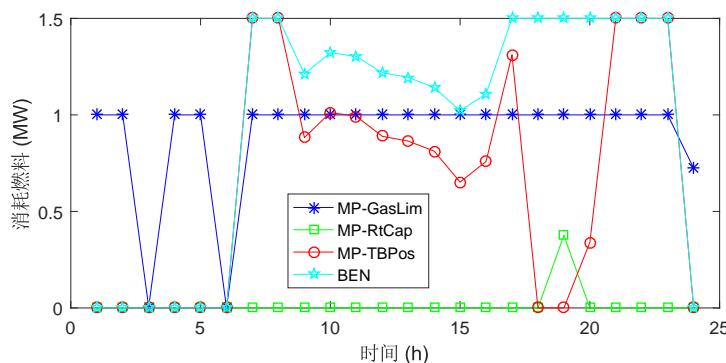


图 4.30 市场力测试算例对应的燃料输入

在算例 MP-TBPos 中, GT1 有足够的容量来满足电力高峰时段的需求, 因此时段 9-17 其售电量标的 ($p_{t,m}^{gb}$) 比算例 BEN 中低, 如图 4.31 所示。相比于算例 MP-GasLim, 由于峰值时刻出售的电量减少, MP-TBPos 算例中购入的燃气也相应减少, 在低谷时期 (时段 1-时段 6) 购买了更多的电量, 以平衡购气量的减少, 如图 4.30 所示。此外, 在算例 MP-TBPos, 由于 GTs 出售了更多的电量, 能量枢纽的售电标的 (ξ^b) 在时段 18 低于算例 BEN。限制能量枢纽市场力的另外一种方式是增

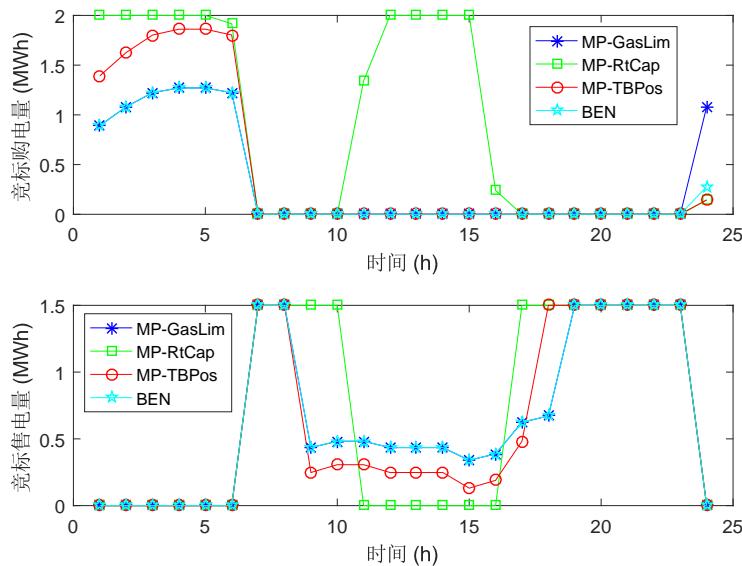


图 4.31 市场力测试算例集对应的售购电量竞标标的

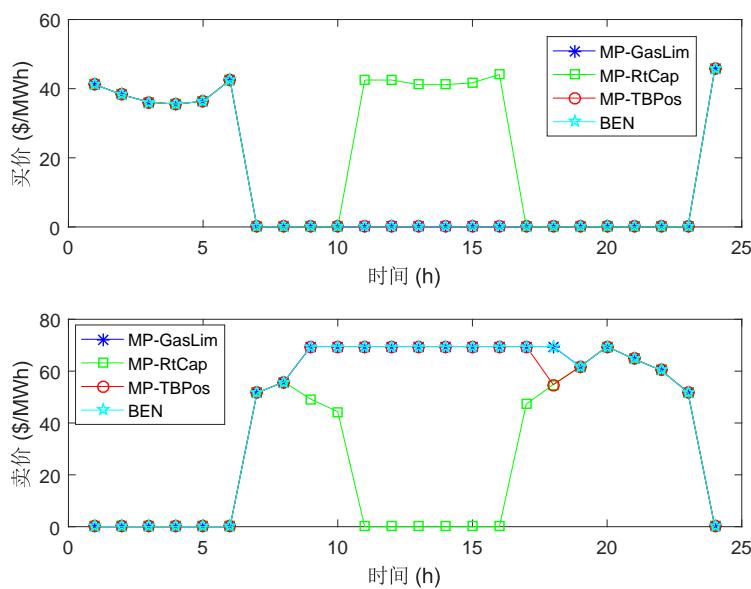


图 4.32 市场力测试算例集对应的售购电价竞标标的

加馈线容量，即连接上级电网的配电线路容量。在算例 MP-RtCap 中，由于来自上级电力市场的更加便宜的电量被输入到配电网中，能量枢纽丢失了一定的市场份额，同时购买了很少的燃气，如图 4.30 所示。由于更多的电量从上级电网输送到配电网，为了确保一定的收益，相比于其它算例，能量枢纽转向降低售电电价标的，如时段 9、10、16、17（见图 4.32）。此外，由于算例 MP-RtCap 中购买的燃气减少（见图 4.30），热能仅能通过 HP 消耗电力产生，在时段 1-7 及时段 11-16 能量枢纽转向购买更多的电力来供应热负荷。因此，MP-RtCap 算例中电力套利是 II 型 AA-CAES 能量枢纽的主要收益源。

4.6 小结

不同于电池储能与抽蓄储能等，AA-CAES 由于蓄热系统的存在具备了热电联供与热电联储的能力，具备了供能灵活性，使其成为一类天然的热电互补能量枢纽。本章针对两类典型的 AA-CAES 型能量枢纽的建模设计、最优调度及市场竞标展开研究，以灵活负荷的形式为可再生能源系统注入灵活资源。

第5章 源侧内嵌绝热压缩空气型灵活风机建模及运行方法

5.1 概述

本文第3章与第4章在第2章仿真模型的基础上，分别研究了储能电站与能量枢纽形式的 AA-CAES 系统，实现了从网络侧及负荷侧对电力系统灵活运行的支持。尽管通过挖掘网络侧及负荷侧的灵活性可以提高电力系统运行可靠性及经济性，但源侧风-光等具有波动性与不确定性的电源依然会为电力系统注入不可忽视的运行不确定性。换言之，本文中的 AA-CAES 储能电站与能量枢纽可视为应对新能源出力波动性及增加灵活性资源需求的“事后补救”措施，如何挖掘源侧灵活性来“主动”改善（甚至消除）新能源波动性并降低对系统灵活性资源的需求更具吸引力。本章以挖掘第1章中提出的 AA-CAES 的接口灵活性为目标，即天然的机械输入与机械输出接口，实现风机与内嵌储能的高效紧凑设计，在电源侧从源头上改善风电出力的不确定性，在降低风电对电力系统灵活性资源需求的同时，也使风电“主动”提供类似传统火电机组的灵活性，实现电力系统灵活性资源的“开源节流”。

从源侧改善风电出力特性的主要手段是为风电场配置一定比例的灵活性调节容量（如电池储能^[167,168]或 CAES（如图 1.7）^[169]、抽蓄蓄能或燃气轮机^[170,171]等），抑或是设计新型的灵活可调度风能转换系统^[59,172-174]。风-储协同方案（如图1.7）本质上也是一种“事后补救”措施，同时由于储能装置的效率恒小于 1，风-储协同系统的总体发电量定会小于风电不限电时的风电发电量，而灵活可调度风能转换系统有望实现风-储集成设计，提高风机可调度性，可用于未来新建的风电场或分布式风电机组。文献 [175] 从风机原理出发，指出了风电机组在低风速区存在的发电机容量空置问题，以及在高风速区的叶片机械弃风问题，并在文献 [60,110,176] 设计了一种 CAES 辅助的风能转换系统，以期从源头上增加风电发电量。然而，该系统直接以风能机械能作为 CAES 的输入转矩，同时以匹配负荷需求的空气机械转矩作为输出，受输入端风能与需求端不确定性影响，其中的压缩/膨胀机将受到部分负载运行的影响，存在降低运行效率的风险。此外，当前在针对该类可调度风机的高效设计、备用特性建模、发电性能评估、调度运行及市场运营等方面的研究存在诸多空白，阻碍了其灵活性的发挥。本章将充分利用 AA-CAES 的接口灵活性特点，重新设计高效灵活的风-储集成系统，并系统地研究其建模、运行及运营等问题。

本章结构安排如图 5.1 所示，第5.2节设计新型内嵌 AA-CAES 的灵活可调度

风机 (Compressed Air Assisted Wind Turbine, CA-WT); 第5.3节建立灵活风机的能量与备用特性运行模型，并分析内部的压缩储能与膨胀释能特性；第5.4节在评估灵活风机在中国风资源条件下的发电能力的基础上，采用备用模型研究含灵活风机的电力系统调度问题，以分析灵活风机对提升风电电量及功率渗透水平的作用；第5.5节在评估灵活风机在美国风资源条件下的发电能力的基础上，研究其在日前电量市场的市场运营问题，以提升其运行经济性与竞争力。

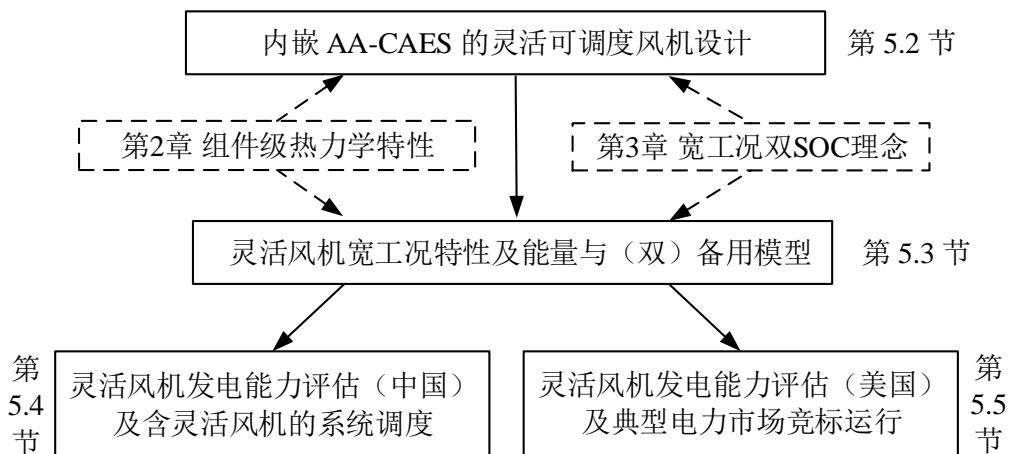


图 5.1 第 5 章组织结构安排

5.2 内嵌先进绝热压缩空气储能的可调度风机设计

5.2.1 灵活可调度风机设计理念

如图 5.2 中典型风功率曲线所示，传统风机的风功率曲线一般可分为三段：1) 当风速低于切入风速或高于切出风速时，风机输出功率为 0；2) 当风速在切入风速与额定风速之间时，风机通过叶片的 MPPT 控制，尽可能捕获更多风能；3) 当风速在额定与切出之间时，通过桨距角控制降低风能利用率，实现额定功率输出。事实上，传统风机在风速高于额定风速时由于发电机容量低于可利用的风能，采用了因桨距角控制降低风能利用率，从而“主动”丢弃了大量风能；在风速低于额定风速时因风能资源缺乏，不足以实现满发电机功率发电，造成了发电机容量未充分利用的问题^[110]。加之，由于传统风机内部缺乏可以缓冲风速波动的组件或结构，其输出功率与风速具有瞬时强耦合特性，导致了众所周知的风电功率波动性与不确定性，从而也增加了其接入的电力系统对灵活性资源的需求。

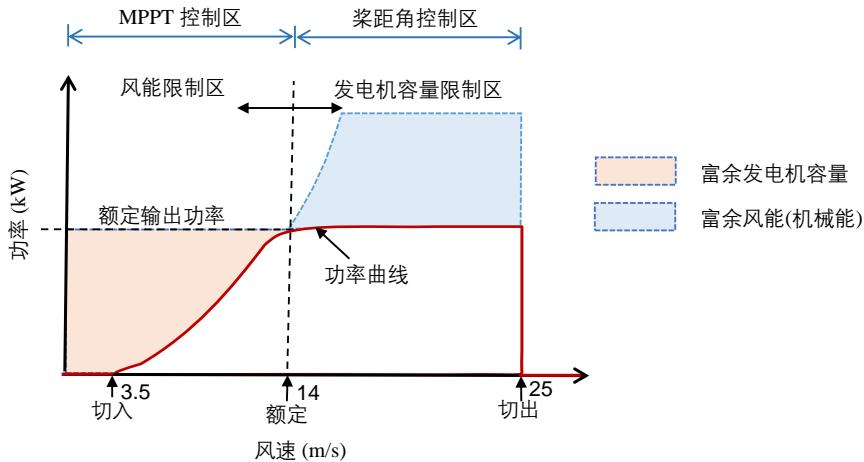


图 5.2 传统风机功率曲线及局限性

不难发现，传统风机高风速区丢弃的风能（图5.2中的富余风能）与低风速区缺乏的风能（图5.2中的富余发电机容量）具有很强的互补性。若能用高风速区的机械弃风填补低风速的短缺风能，可有望实现平滑或确定性的风机功率曲线，如图 5.3 中改进的风功率曲线^①所示，从而削弱风机输出功率与风速间的瞬时耦合特性，从源头上平滑风机出力特性，使得风机具备传统火电等机组的灵活特性，从而有望取代火电机组等承担系统基荷或腰荷。

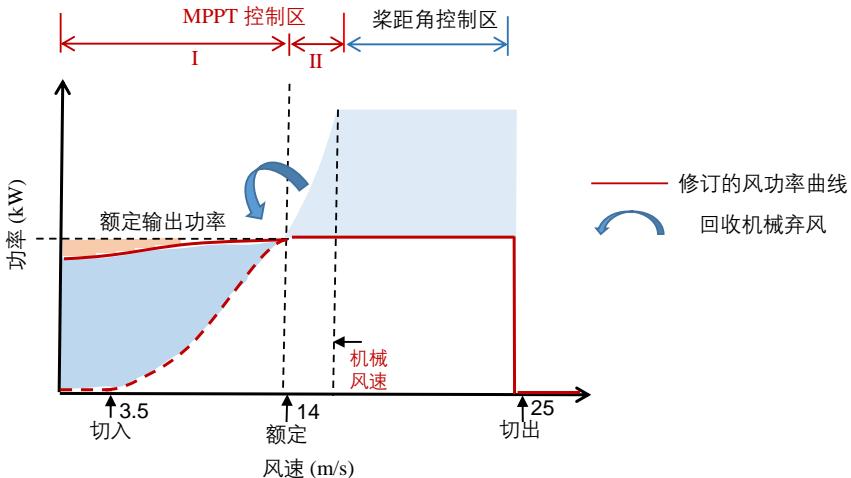
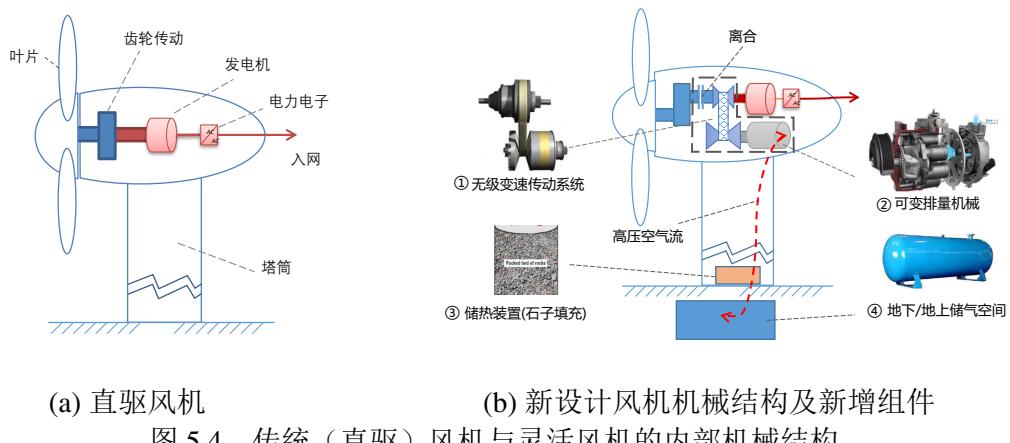


图 5.3 灵活风机功率曲线及修正思路

为实现传统风机固有机械弃风的回收与发电机空缺容量的填补，我们可以考

^① 此处风功率曲线的改进特指对风速低于额定风速时风能限制区的功率曲线的修正，在极端条件下该功率曲线可提升为额定输出功率。

虑风机与机械储能的集成设计，即在风机内部嵌入一种能实现回收高风速区富余风能且填补低风速区短缺风能的机械装置，该装置扮演机械风能的“缓存”功能，从而有可能打破风速与风功率间的瞬时实时耦合的特性，实现图5.3所示的平滑风功率曲线。本文关注的 AA-CAES 作为一种主流的清洁机械储能系统，其具备的机械接口灵活性是实现上述机械风能“缓存”的可行方案。我们用高风速区原本丢弃的机械风能直接驱动 AA-CAES 中的压缩机，并用存储的机械风能驱动 AA-CAES 中的膨胀机，进而与风机叶片的力矩耦合共同驱动风机内部的发电机。循此思路，本节设计如图5.4所示的内嵌 AA-CAES 的灵活风机，以实现图 5.3 中的修订风功率曲线，并给出了相比传统风机新增的组件。



(a) 直驱风机

(b) 新设计风机机械结构及新增组件

图 5.4 传统（直驱）风机与灵活风机的内部机械结构

事实上，能实现图5.3中修正的风功率曲线的“缓存”机械结构并不唯一，本章采用 AA-CAES（不含电动机与发电机）的主要原因在于：1) AA-CAES 压缩储能与膨胀释能过程清洁无污染，且具有以机械输入与机械输出为特征的接口灵活性，便于与现有风机结构，特别是直驱风机实现集成设计；2) 采用 D-CAES 方案需要燃料补燃，违背了风电的清洁特性，而去除燃气补燃后的 D-CAES 运行效率较低；3) 与风机功率匹配的小容量 AA-CAES 的组件，如压缩机、膨胀机等在汽车动力领域极为成熟；4) 目前存在的小型压缩/膨胀复合机或可逆压缩膨胀机可以减少新型风机内部机械结构的复杂度，降低风-储集成时引新增机械组件对风机内部空间的需求。

本节设计的灵活风机在传统风机的基础上新增了可逆压缩/膨胀机（Variable Displacement Machine, VDM)^[176] 或压缩/膨胀复合机^[177]、无级变速传动系统（Continuous Variable Transmission, CVT）、石子填充蓄热系统（Packed Bed of Rocks, PB-TES）与储气库（Air Storage Chamber, ASC）等组件。其中，VDM 的工作原理如同第2章介绍的压缩机与膨胀机，即储能时 VDM 具有压缩机的特性，在释能

时 VDM 具有膨胀机的特性^①； PB-TES 用于收集（回馈）VDM 压缩（膨胀）运行的空气压缩热能； ASC 用于存储压缩的空气势能； CVT^② 用于实现 VDM 在宽工况时的高效运行^[110]。

需要说明的是，传统风机在额定风速至切出风速的整个风速段均采用桨距角控制。灵活风机则将 MPPT 控制范围延长至机械风速，同时将桨距角控制范围缩短为从机械风速至切出风速的区段，如图5.3所示。从而，灵活风机在风速高于额定风速时获取了比传统风机更多的机械风能，释放了传统风机在该风速段（高于额定风速区）所具备的捕获机械风能的潜能，并直接用该机械风能（而非电能）为其内嵌的 AA-CAES 的压缩储能过程创造了清洁的动力源。

5.2.2 宽工况运行特性

与采用弃风电等波动性电力直接驱动的 AA-CAES 储能电站类似，灵活风机内嵌的 AA-CAES 的动力输入为波动性的风能机械转矩，输出为波动性负荷需求，从而导致 VDM 的部分负载运行，有可能造成内嵌 AA-CAES 机械组件的低效运行。事实上，即使 VDM 受部分负载工况引起低效运行，由于回收了传统风机丢弃的机械风能，灵活风机在同等风资源条件下所发电量仍比传统风机多。不过，为进一步提高 VDM 组件在存储与释能机械风能时的运行效率，本节提出两项控制措施以实现（单向）的压缩储能及（单向）的膨胀释能效率维持 75%-80% 之间的目标。

第一项措施为 CVT 的最佳转速控制，用于确保给定容量的 VDM 在输入转矩波动时能实现当前容量的最佳转速，如图 5.5 所示，该思路在众多旋转机械的最佳转速控制中已有所体现，具体控制策略可参见我们在文献 [110] 中进行的力矩分析。

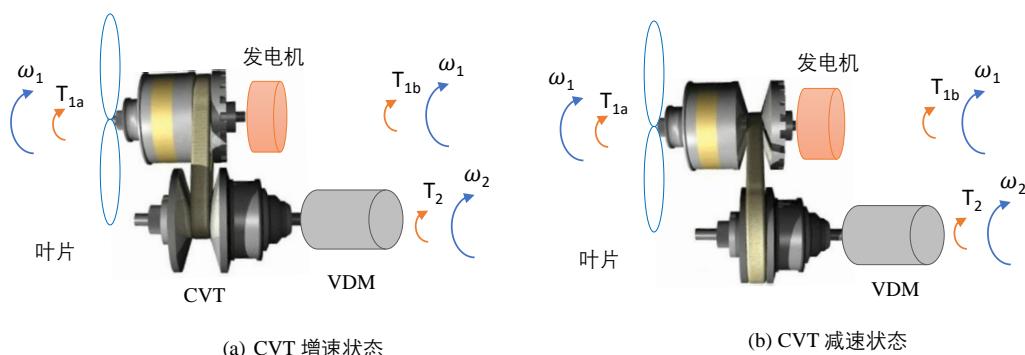


图 5.5 CVT 结构及增速与减速状态

^① VDM 的详细（动画）原理可参见 <https://www.youtube.com/watch?v=2mh902AP7Yw>.

^② CVT 的详细（动画）原理可参见 <https://www.youtube.com/watch?v=xHWqlfDZnmQ>.

第二项措施为 VDM 的可变容量控制，在传统摆动角 δ 的基础上，为 VDM 新增一个自由度的控制量——空档位置 H ，实现可变容量运行，如图5.6所示。与第3章至第4章所采用的压缩机种类不同，本章的 VDM 由于容量小（与标准风机容量相当），可采用具有多个活塞缸的压缩机械。VDM 的具体力矩分析以及两个自由度控制量 (δ, H) 运行点的界定等方法可参见我们在文献 [110] 中开展的 VDM 力矩分析及运行点求解方法。需要说明的是，CVT 的转速调节仅能确保在给定压缩/膨胀容量下灵活风机内嵌的 VDM 运行于对应容量的最佳效率线上（可见图2.4），但难以消除风速波动造成的力矩波动导致内嵌 AA-CAES 的质量流率的变动引起的低效问题；而控制自由度 H 的引入，实现了压缩/膨胀机的实时容量容量主动与风机当前的力矩匹配，从而与 CVT 的转速调节共同配合，克服了风速波动（宽工况）对内嵌的 AA-CAES 运行特性的影响。

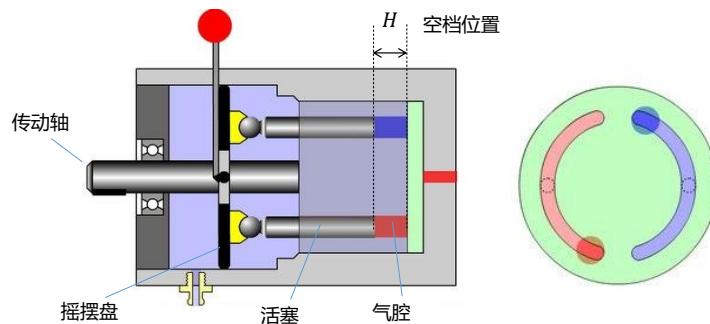


图 5.6 VDM 静置模式及可变容量控制

相应地，AA-CAES 内部的 VDM 在压缩储能与膨胀释能模式下各气缸在一个周期内的运行状态分别如图5.7与图5.8所示。

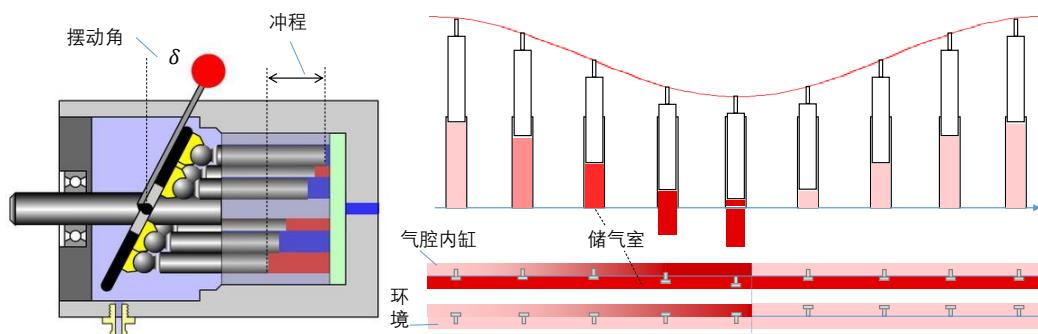


图 5.7 VDM 压缩模式示意图

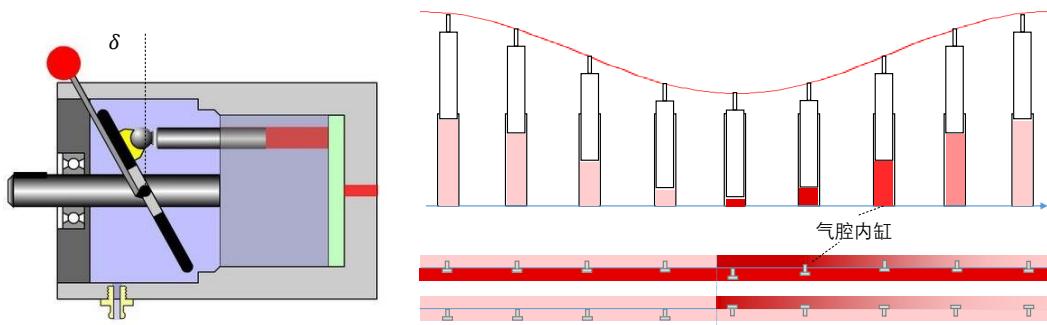


图 5.8 VDM 膨胀模式示意图

综上，通过 VDM 的双自由度 (δ, H) 可变容量控制与 CVT 的最佳转速调节，灵活风机内置的 AA-CAES 中的 VDM 受部分负载特性的影响较小。同时，由于本章灵活风机内嵌的 AA-CAES 中的 VDM 一般为单级结构，不同于第 3 章至第 4 章中的多级压缩与多级膨胀结构，从而无需采用基于换热器的级间换热结构，而是用级后的 PB-TES 实现换热，避免了换热器的部分负载特性的影响。有鉴于此，本章在后续面向新能源电力系统应用的灵活风机的建模过程中不考虑其内嵌的 AA-CAES 的宽工况特性，以重点分析因内嵌了具有机械输入与机械输出接口灵活性的 AA-CAES 实现修订风功率曲线后，灵活风机在提升风电发电量、增加电量及功率渗透水平等方面的作用。需要说明的是，若需对灵活风机内置的 AA-CAES 进行更为详细的建模，亦可采用本文第 2 章中的热力学仿真建模思路或第 3 章中的双 SOC 建模思路。

5.3 灵活可调度风机运行模型

本节建立灵活可调度风机的能量模型以及能量与（双）备用模型，挖掘灵活风机具有的运行灵活性，为深入研究其在电力系统中调度运行及市场运营策略提供基础。

5.3.1 能量模型

基于 5.2 节中的灵活风机工作原理，抽象出图 5.9 所示的灵活风机内部功率分配图。如此，灵活风机叶片从风能中可捕获的机械功率 P_t^{BL} 及叶片摩擦损失功率 f^{loss} 分别满足：

$$P_t^{BL} = \frac{1}{2 \times 1000} \rho A v_t^3 C_p - f^{loss}, \forall t \quad (5-1a)$$

$$f^{loss} = \frac{1}{2 \times 1000} \rho A (v^{cut-in})^3 C_p \quad (5-1b)$$

其中, ρ 为空气密度; A 表示半径为 R^{WT} 的叶片的扫风面积; v_t 为时刻 t 的风速; C_p 为叶片的风能利用系数; v^{cut-in} 为叶片的切入风速。

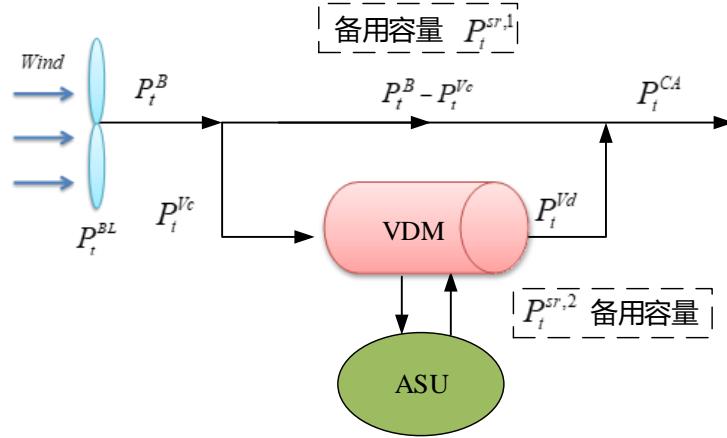


图 5.9 灵活风机内部功率分配图

由于在切入风速到机械风速间的 MPPT 控制、机械风速到切出风速间的桨距角控制以及其它运行限制, 灵活风机实际捕获的机械风能满足:

$$0 \leq P_t^B \leq P_t^{BL}, \forall t \quad (5-2)$$

其中, P_t^B 为时段 t 风机叶片捕获的机械风功率。 P_t^B 中一部分功率 (P_t^{Vc}) 用以驱动内嵌的 AA-CAES 运行于压缩储能模式; 另一部分功率 ($P_t^B - P_t^{Vc}$) 用以直接驱动风机内部的发电机, 以实现传统风机的功能, 并满足:

$$P_t^B - P_t^{Vc} \geq 0, \forall t \quad (5-3)$$

相应地, 灵活风机的输出(电)功率 P_t^{CA} ^① 也由两部分组成, 一部分来自 $P_t^B - P_t^{Vc}$, 另一部分来自内嵌的 AA-CAES 在膨胀释能模式下输出的机械功率 P_t^{Vd} , 即

$$P_t^{CA} = P_t^B + P_t^{Vd} - P_t^{Vc}, \forall t \quad (5-4)$$

第5.2节中宽工况控制策略的实施, 以及压缩/膨胀机的单级结构形式 (不同于第3章至第4章中的多级结构), 灵活风机内嵌的 AA-CAES 的机械储能水平 E_t^{str}

^① 对于传统风机而言, 忽略风机内置的发电机的转换效率, 一般可认为 $P_t^{CA} = P_t^B$ 。

可直接借鉴经典的电池 SOC 建模理论^①，即满足：

$$E_{t+1}^{str} = (1 - \gamma^{str})E_t^{str} + \eta^{Vc} P_t^{Vc} \Delta t - P_t^{Vd} \Delta t / \eta^{Vd}, \forall t \quad (5-5)$$

其中， η^{Vc} 与 η^{Vd} 分别内嵌 AA-CAES 的压缩储能效率与膨胀释能效率； γ^{str} 为储气库与储热罐自身综合损耗效率，基于第2章中不考虑储气库漏气特性的假设，其值可取为0； Δt 为运行时段。

此外，灵活风机及其内嵌的 AA-CAES 需满足如下的功率与储能水平限制：

$$0 \leq P_t^{CA} \leq P_{rated}^{WT}, \forall t \quad (5-6a)$$

$$E_{min}^{str} \leq E_t^{str} \leq E_{max}^{str}, \forall t \quad (5-6b)$$

$$0 = P_{min}^{Vc} \leq P_t^{Vc} \leq P_{max}^{Vc} = P_{rated}^{VDM}, \forall t \quad (5-6c)$$

$$0 = P_{min}^{Vd} \leq P_t^{Vd} \leq P_{max}^{Vd} = \eta^{Vd} P_{rated}^{VDM}, \forall t \quad (5-6d)$$

其中， P_{rated}^{WT} 为灵活风机的额定输出（电）功率，除特殊说明外，本章在后续对比分析过程中均假定灵活风机与传统风机的额定电功率相同； E_{min}^{str} 与 E_{max}^{str} 分别为灵活风机内嵌的 AA-CAES 的最小与最大机械能存储能力； P_{rated}^{VDM} 为 VDM 的额定机槭功率； P_{min}^{Vc} (P_{max}^{Vc}) 与 P_{min}^{Vd} (P_{max}^{Vd}) 分别为 VDM 在压缩储能与膨胀释能模式下的最小（最大）储能与释能功率。需要强调的是，由于灵活风机内置的 AA-CAES 存储的是机械风能，加之 VDM 具有的压缩/膨胀双向运行功能，式(5-6)中 P_{max}^{Vc} 与 P_{max}^{Vd} 均定义在 CVT 侧，二者数值大小不同，后者是前者的 η^{Vd} 倍。

综上，灵活风机的能量模型为(5-1)-(5-6)。特别地，将 P_{rated}^{VDM} 设置为0时，灵活风机将退化为传统风机。

5.3.2 双备用模型

与传统风机不同，由于内嵌了具有优良常规灵活性（见图1.5）及接口灵活性（见图1.7）的 AA-CAES，灵活风机具备了良好的（双）备用特性。与第3.3节中建立的 AA-CAES 储能电站的双 SOC 备用模型一致，我们仅考虑正负荷备用。如此，灵活风机的容量备用能力主要源于两个方面，一是通过主动弃风导致的叶片未利用风能，即 $P_t^{sr,1}$ ，二是由内嵌的 AA-CAES 在膨胀释能模式下提供的备用容量，即 $P_t^{sr,2}$ 。

^① 事实上，此处也可采用第3章中的双 SOC 建模理论，本章不予讨论。

由图5.9可知，灵活风机的双备用容量满足如下的约束条件：

$$0 \leq P_t^{sr,1} \leq P_t^{BL} - P_t^B, \forall t \quad (5-7a)$$

$$0 \leq P_t^{sr,2} \leq [(1 - \gamma^{str})E_t^{str} - E_{\min}^{str}] \eta^{Vd}/\Delta t - P_t^{Vd} \quad (5-7b)$$

$$0 \leq P_t^{CA} + P_t^{sr,1} + P_t^{sr,2} \leq P_{rated}^{WT}, \forall t \quad (5-7c)$$

其中，式(5-7a)给出了叶片未利用风能提供的备用容量范围；(5-7b)给出了内嵌的AA-CAES运行于膨胀释能模式下时能提供的备用容量范围；(5-7c)给出了灵活风机发电功率与双备用容量之间的制约关系。

5.3.3 自治运行算例分析

本小节基于一额定容量为250kW的传统风机与灵活风机自治运行时的性能对比，分析风机运行过程中的机械弃风、容量空缺等特性，风机的具体参数设定如表5.1所示。其中，传统风机的参数为第1列至第3列，灵活风机的参数为第1列至第6列。假定传统风机与灵活风机均以最大化孤岛（自治）运行模式下的负荷覆盖率为目标。同时，设置传统风机与同效率的AA-CAES储能电站协同运行为对比算例（WT-CAES）。按照当前报道的AA-CAES电站（如TICC-500^[38]）的电-电效率42%，此处为了与WT-CAES算例进行对比，假设灵活风机内嵌的AA-CAES的机械能单向转化效率为65%（循环效率为42%）。

表5.1 250kW传统风机与灵活风机参数

参数	数值	单位	参数	数值	单位
切入风速	3.0	m/s	VDM额定功率	388	kW
额定风速	6.5	m/s	压缩效率	65	%
切出风速	15	m/s	膨胀效率	65	%
叶片长度	32	m/s	储能容量	3300	kWh
风机额定功率	250	kW	最大压力	8.0	Bar
电机效率	99	%	最小压力	3.0	Bar

风速与负荷数据采用以10min为间隔（即 $\Delta t = 1/6h$ ）的一周数据，分别来源于NREL和ISO-NE^①。一周总负荷需求为28.75MWh，负荷数据被归一化到0-250kW，以模拟一个小区的用电行为，如图5.10所示。

① <http://www.iso-ne.com/isoexpress/web/charts>

WT、CA-WT 以及 WT-CAES 三个场景下风机自治运行一周的结果如表 5.2 所示^①。WT 与 WT-CAES 场景下风电一周的总发电量分别为 19.71MWh 与 23.39MWh。CA-WT 场景下的风电发电量达 27.91MWh，相对于 WT 及 WT-CAES 分别提升 41.60% 与 19.32%。此外，CA-WT 场景下的负荷覆盖率达 97.08%，而 WT 及 WT-CAES 场景下的负荷覆盖率分别为 68.57% 与 81.38%。因此，CA-WT 的容量因子达 51.88%，而 WT 及 WT-CAES 场景下的容量因子分别为 36.64% 与 43.49%。

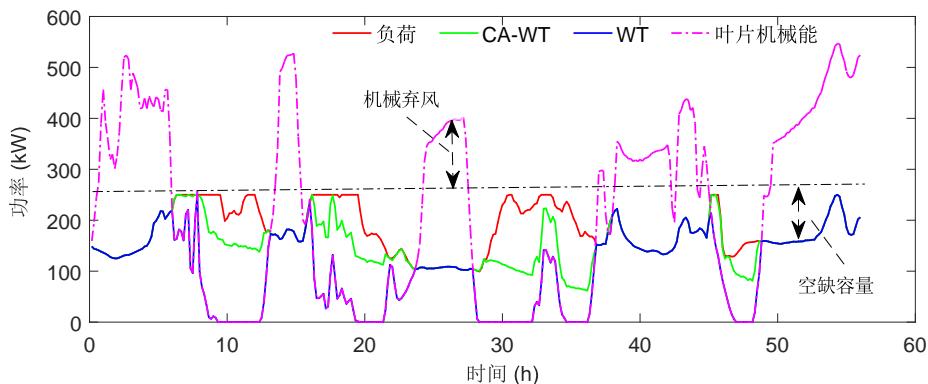


图 5.10 负荷需求与风机出力曲线

表 5.2 各场景下风机自治运行性能计算结果

场景	发电量 (MWh)	负荷覆盖率 (%)	容量因子 (%)
WT	19.71	68.57	36.64
WT-CAES	23.39	81.38	43.49
CA-WT	27.91	97.08	51.88

图 5.10 选取了一周中前 56h 的功率曲线来分析传统风机与灵活风机的运行特性。当风速较低时，由于风速与风功率间的瞬时强耦合特性，WT 发电量较低。CA-WT 通过从叶片捕获更多的机械风能，将其存储于内置的 AA-CAES 中的储气库，并在风资源短缺时释放存储的机械风能以发电，从而消除了大部分的功率缺额。对于 CA-WT 而言，其内置的 VDM、PB-TES 及 ASU 充当风能缓冲的角色以提供压缩或膨胀容量来消除风能与负荷需求之间的不平衡。图 5.11 给出了 0-56h 对应的 VDM 的运行状态 (H, δ)，当 VDM 的摆动角 $\delta > 0$ 时，灵活风机内嵌的 AA-CAES 处于压缩储能模式，当 $\delta < 0$ 时，内嵌的 AA-CAES 处于膨胀释能模式。此外，通过空档位置 H 的实时调整，灵活风机中内嵌的 AA-CAES 实现了在任一压缩与膨胀功率下的高效运行。

^① 本节代码可参见 <https://github.com/AIRicky/Compressed-Air-Assisted-Wind-Turbine>

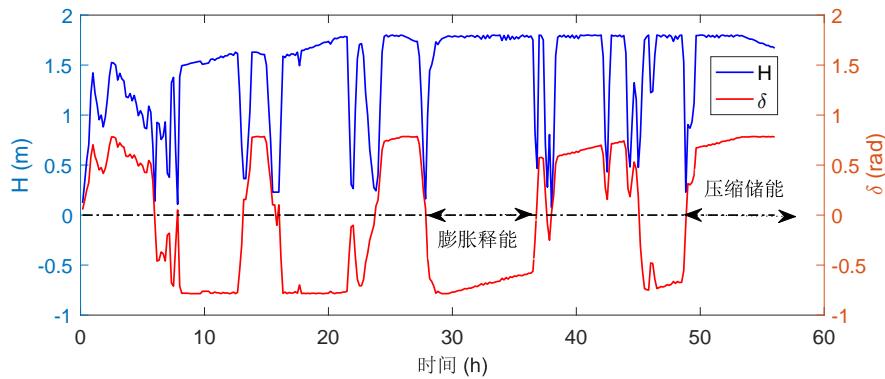
图 5.11 VDM 运行状态 (H, δ)

图5.12给出了灵活风机内嵌的AA-CAES在压缩储能模式下消耗的机械风功率与膨胀释能模式下提供给风机内部发电机的机械风功率，以及存储于储气罐及蓄热系统中的机械风能的变化曲线。当VDM处于压缩储能模式时，存储的机械风能增加；当VDM处于膨胀释能模式时，存储的机械风能减少。图5.13给出了CVT传动比的变化曲线，CVT转速的调整使得灵活风机内嵌的压缩/膨胀机运行于当前功率下的最优效率点，从而实现AA-CAES回收与填补风能过程的高效运行。

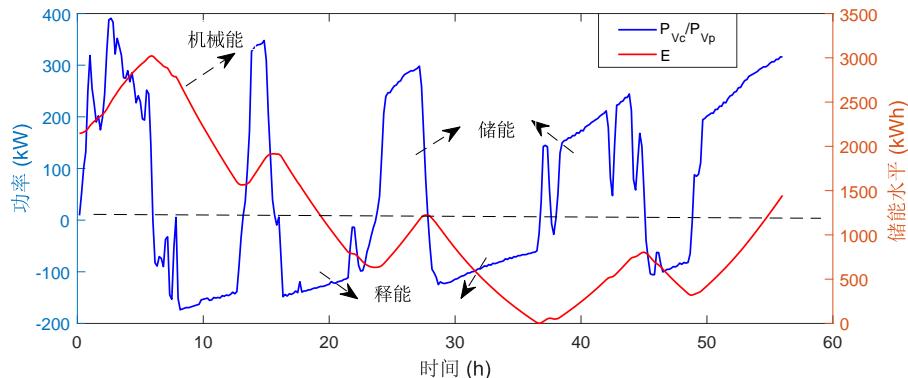


图 5.12 VDM 功率及灵活风机机械储能水平

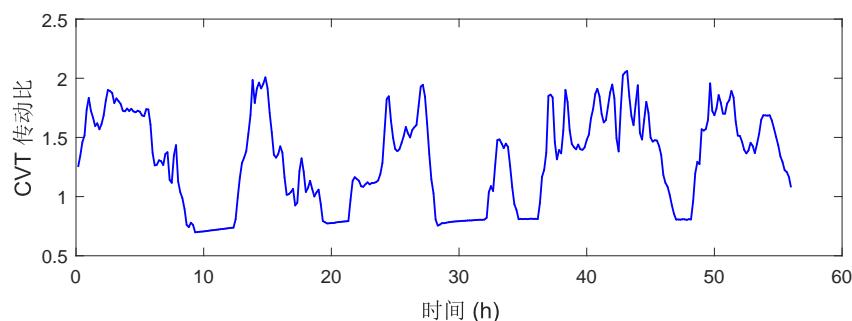


图 5.13 CVT 传动比变化曲线

5.4 含灵活风机的风电电力系统调度运行

尽管灵活风机具有明显的灵活性优势，但其内嵌的 AA-CAES 组件发挥作用的前提是风机安装地点具备适宜的风能资源。最直观的解释为，若风机安装位置常年风速低于额定值，灵活风机内部的风能缓冲机械组件失去了压缩储能用的机械风能输入，从而退化为一般风机。为此，本节首先针对中国 80m 高空风资源条件进行同等容量的传统风机与灵活风机的全年小时级发电能力分析，以期发现灵活风机适宜部署的条件；其次构建小时级电力系统时序调度模型，以评估在同等系统条件下，因挖掘 AA-CAES 的接口灵活性后，灵活风机具有的可调度性以及对提升电力系统中的风电功率及风电电量渗透水平等作用，并以“三北”地区的典型代表——蒙西电网为例进行分析。

5.4.1 风机发电能力评估（中国）

不考虑弃风限电等问题，以最大化风电发电量（或容量因子）为目标，建立风机发电能力评估模型：

$$\max \frac{1}{8760 \times P_{rated}^{WT}} \sum_{t=1}^{8760} P_t^{CA} \Delta t \quad (5-8a)$$

$$s.t. \text{ 风机能量模型(5-1) – (5-6)} \quad (5-8b)$$

在发电能力评估过程中，我们假定传统风机与灵活风机均不提供备用容量，即灵活风机的模型采用能量模型 (5-1)-(5-6)，以研究灵活风机的发电能力与风速分布间的统计特性。

采用 1.5MW 金风风机^①与 1.5MW 灵活风机进行分析，风机参数设置如表 5.3 所示。在中国境内以 0.5° 的经度与 0.67° 的维度分辨率^②共采集 2879 个样本点 80m 高空的 2015 年全年风速数据^③，其年平均风速热度图如图 5.14 所示。

针对所采集的全年小时级风速样本，采用哈佛大学奥德赛服务器集群^④与 Matlab 并行计算工具包，在 YALMIP^[131] 环境下建模，使用 Gurobi 8.0.1 求解发电能力评估模型 (5-8)。申请约 42 个计算节点，每个节点部署 10 个 CPU，每个 CPU 配置 6 GB RAM，平均计算时间约 18h。

^① 型号为 GW77/1500，详见 <http://www.goldwindamericas.com/sites/default/files/Goldwind-Brochure-1.5-Web.pdf>.

^② 对应等比例纬线（墨卡托投影）上以 50km 及 66.7km 的分辨率。

^③ 风速数据源自 <https://www.renewables.ninja/>

^④ <https://www.rc.fas.harvard.edu/odyssey/>

表 5.3 1.5 MW 金风风机与灵活风机参数设置表

参数	数值	单位	参数	数值	单位
C_p	0.4040	—	P_{rated}^B	3.5	MW
R^{WT}	77/2	m	P_{rated}^{VDM}	2.0	MW
ρ	1.225	kPa	E_{max}^{str}	$24 \times P_{rated}^{VDM}$	MWh
v^{cut-in}	3.0	m/s	E_{min}^{str}	$1 \times P_{rated}^{VDM}$	MWh
v_{rated}^{elec}	11.0	m/s	η^{Vc}	0.80	—
$v^{cut-out}$	22.0	m/s	η^{Vd}	0.80	—
P_{rated}^{WT}	1.5	MW	γ^{str}	0.0	—

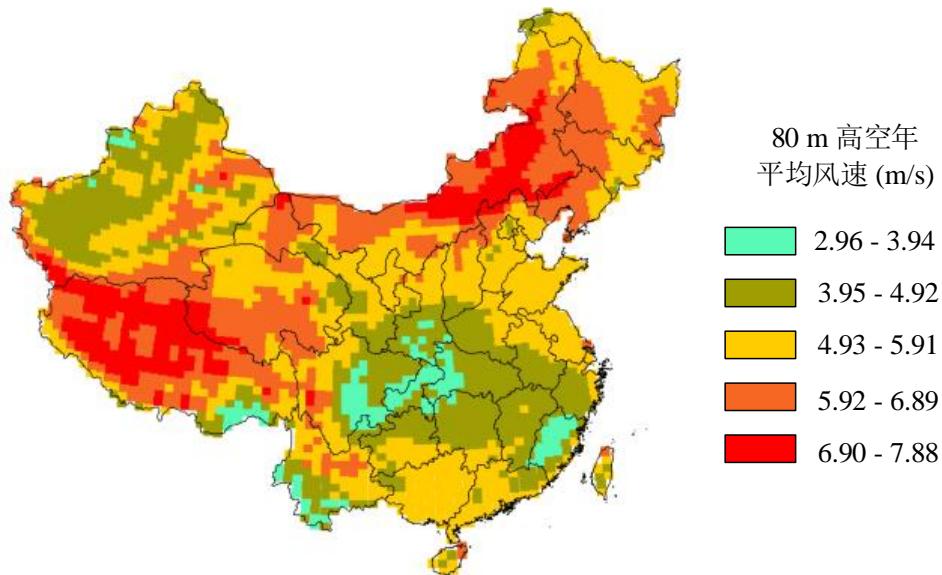


图 5.14 中国 80m 高空年平均风速（2015 年）

灵活风机的容量因子及相对于同等风速条件下传统风机容量因子的提升比例分别如图 5.15 及图 5.16 所示。与传统风机类似，东北、华北、西北等风资源丰富地区（80m 年平均风速在 5.9m/s-7.8m/s，见图 5.14）的灵活风机具有较强的发电能力，容量因子在 24%-48% 范围内。同时，由于该类地区 80m 高空风速在额定风速 11m/s 左右波动频繁，为灵活风机内置的 AA-CAES 机械组件的压缩储能与膨胀释能提供了良好的能量源，该地区灵活风机相比传统风机具有更明显的发电优势，容量因子增幅在 5.7% 以上。特别地，内蒙、西藏的大部分地区容量因子增幅处于 8.6%-11.3%，内蒙东部、吉林、西藏东部等地区可达 11.4%-17.0%，新疆局部地区及内部局部地区容量因子增幅甚至高达 17.1%-22.6%。简言之，在风资源较为丰富地区，灵活风机具有较强的适用性。

图 5.14 中风资源较一般的地区，如东南地区，增设灵活可调度风机后容量因子提升比例并不明显，可以认为灵活风机不大适宜在此处安装。事实上，受限于

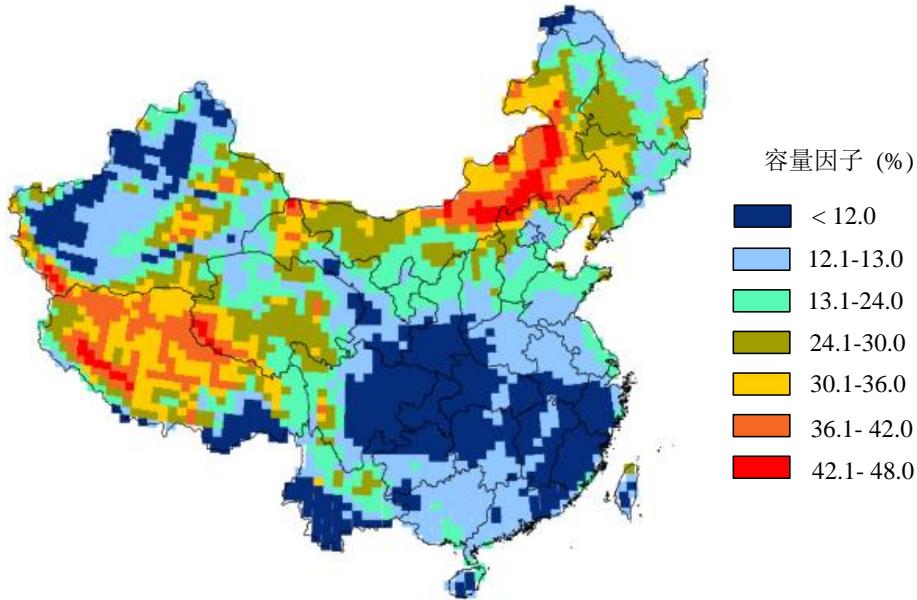


图 5.15 1.5 MW 灵活风机的容量因子热度图

风资源条件制约，东南地区也不适合装设传统风机。尽管如此，由式(5-1)所示的风能利用原理可知，增大风机叶片可提高在低风速下风机的发电能力，即等效于降低风机额定风速，从而使得东南地区等的风速在灵活风机的额定风速左右波动，进而使内置的 AA-CAES 组件具有了储能与释能的动力源与动力负荷，从而可以提升灵活风机在该类地区的适应性。简言之，通过结合当地风资源条件，重新优化设计灵活风机的叶片尺寸、内置的 VDM 等的容量、额定风速等参数，可提高灵活风机在不同风资源条件下的适用性。事实上，表5.3中灵活风机采用的压缩/膨胀功率以及储能容量为通过较为初步的参数灵敏度分析得出的结果，关于 VDM 容量、储能容量及叶片尺寸等更为详细的灵敏度分析可参见附录C。

综上，图5.15与图5.16可为内嵌 AA-CAES 的灵活风机的选址规划提供初步依据，更加精细的内部 AA-CAES 各组件的参数配置需基于当地风资源条件进行进一步的优化设计。

5.4.2 含风电的电力系统最优调度模型

当前，我国“三北”等风电装机容量较大地区所在电力系统中的主力机组主要包括火电机组、热电联产机组（CHP）及风电机组三类。本节调度模型旨在最小化该类电力系统的运行成本（即系统的总燃料成本及启动成本）

$$\min f = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_p} C_{i,t}^p + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_c} C_{i,t}^c + \sum_{t=1}^{N_T-1} \sum_{i=1}^{N_c} S_{i,t}^c + \sum_{t=1}^{N_T-1} \sum_{i=1}^{N_p} S_{i,t}^p \quad (5-9)$$

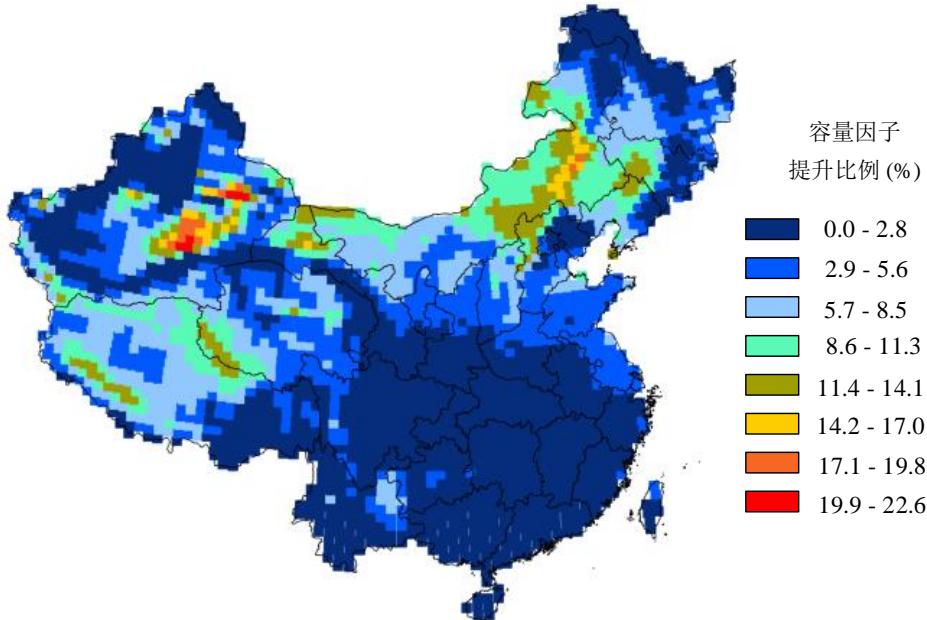


图 5.16 1.5 MW 灵活风机的容量因子提升比例（相对于传统风机）热度图

其中， N_T 为总调度时段； N_p 与 N_c 分别为电力系统中火电机组及 CHP 机组的个数； $C_{i,t}^c$ 与 $S_{i,t}^c$ 分别为 CHP 机组的燃料成本与启动成本； $C_{i,t}^p$ 与 $S_{i,t}^p$ 分别为火电机组的燃料成本与启动成本。事实上，以实现风电的优先调度为目标的电力系统调度模型会在式 (5-9) 中加入弃风惩罚项 (如文献 [178])，此处为便于松弛灵活风机内嵌的 AA-CAES 不能同时充放的运行约束，在目标函数中没有考虑弃风惩罚。

电力系统调度模型的约束条件主要包括，系统电功率平衡、备用需求、区域热功率平衡，灵活风机或传统风机运行约束，以及 CHP 与火电机组的灵活性约束 (如爬坡、最小运行时间等) 等。一般而言，系统电功率平衡及备用需求约束可建模为^[178]

$$\sum_{i=1}^{N_p} p_{i,t}^e + \sum_{i=1}^{N_c} p_{i,t}^c + \sum_{i=1}^{N_w} p_{i,t}^w + \sum_{i=1}^{N_b} p_{i,t}^b = P_t, \quad \forall t \quad (5-10a)$$

$$\sum_{i=1}^{N_p} I_{i,t}^e \bar{p}_i^e + \sum_{i=1}^{N_c} \hat{p}_{i,t}^c + \sum_{i=1}^{N_b} p_{i,t}^b \geq P_t + R_t^S - R_t^W, \quad \forall t \quad (5-10b)$$

其中， $p_{i,t}^e$ 与 $p_{i,t}^w$ 分别表示火电机组 i 与风电机组 (传统风机或灵活风机) i 的出力； $p_{i,t}^c$ 表示第 i 个 CHP 机组的出力； P_t 为系统电负荷需求； $p_{i,t}^b$ 为从紧邻区域输入的功率； $I_{i,t}^e$ 为表征火电机组运行状态的布尔量； \bar{p}_i^e 为火电机组 i 的额定功率； R_t^S 为系统备用边际； R_t^W 由风电机组提供的备用容量，对于本章研究的传统风机及内嵌 AA-CAES 的灵活风机，其值分别为主动弃风提供的容量 ($P_t^{sr,1}$) 与双备用容量之和 ($P_t^{sr,1} + P_t^{sr,2}$)； $\hat{p}_{i,t}^c$ 为 CHP 机组 i 输出电功率的最大值。

区域内的热平衡由相应区域内的 CHP 承担，即

$$\sum_{i=1}^{N_c} a_{i,j}^c q_{i,t}^c = Q_{j,t} \quad (5-11)$$

其中， $a_{i,j}$ 为表征区域 j 与机组 i 关联关系的系数，取值为 0 或 1； $q_{i,t}^c$ 为 CHP 机组 i 的供热功率； $Q_{j,t}$ 为区域 j 在时段 t 的热负荷功率需求。

调度模型中的灵活风机或传统风机的运行约束由第5.3节中的能量约束 (5-1)-(5-6) 及双备用容量约束 (5-7) 给定，CHP 与火电机组的灵活性约束（如爬坡、最小运行时间）等其它约束条件详见附录 D。如此，含灵活风机的电力系统调度模型为混合整数线性规划问题，可以采用求解器求解^①。

5.4.3 蒙西电网算例分析

5.4.3.1 电网概况

作为“三北”地区的典型代表，蒙西电网是一个以 CHP 为主力火电机组且具有高比例风电装机容量的区域电力系统。自 2003 年起，蒙西电网中风电机组与 CHP 的装机容量持续增长，风电累计装机容量 0.04 GW (2003 年) 增长至 10.85GW (2013 年)，年均增长率达 74%，2015 年达 20GW (预估值)^[179]；CHP 累计装机容量从 4.5GW (2003 年) 增长至 26.1GW (2013 年)，预计 2020 年达 33.8GW^[179]。蒙西电网的电力主要用于满足当地负荷需求，约 16% 输出至华北电网。与其它含风电电力系统类似，蒙西电网存在较为严重的弃风现象，2012 年与 2013 年的弃风分别为 26.0% 及 12.2%。在系统中现有灵活性资源的条件下，弃风电量的降低及风电电量渗透水平的提升存在较大挑战。

我们考虑蒙西电网 2020 年（设想）运行场景，研究在此设定下传统风机与灵活风机的容量渗透以及电量渗透能力，以验证灵活风机内嵌 AA-CAES 后具有的风速与风功率弱瞬时耦合特性及双备用能力为电力系统注入的灵活性。系统中非风电机组的电源概况如表5.4所示（数据源自文献 [180]），为便于突出分析灵活风机的性能，运行分析中不考虑装机容量较小的水电机组（1.82%）。2020 年场景下，蒙西电网最大当地负荷预测值为 26.012GW，最大外送功率为 2GW，风电装机容量为 17GW^②。

此外，由于 CHP 机组的容量占比大，需要考虑供热负荷。本算例中蒙西电网共有 8 个供热区，供热区及各区域最大热负荷如表5.5所示（数据源自文献 [180]）。

^① 本节取 N_T 为 8760，为提高模型的求解效率，我们采用了时间窗为 2 天的滚动优化。

^② 根据《风电十三五规划 2020 年蒙西地区风电累计并网容量》。

表 5.4 蒙西电网 2020 年各电源（非风电）的装机容量（预测）表

机组类型	台数(台)	容量(MW)	机组类型	台数(台)	容量(MW)
燃煤火电	91	38492	燃气火电	2	300
水电	10	1170	燃煤热电	87	24250

供热期为第 1 年 10 月 15 日至第 2 年 4 月 15 日，采用的四类 CHP 机组的典型参数见附录D。

表 5.5 蒙西电网 2020 年供热区负荷（预测）表

编号	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8
峰值(MW)	979.67	3743.53	734.18	5182.22	623.27	1533.33	861.65	1828.06

5.4.3.2 结果分析

采用哈佛奥德赛服务器作为计算单元，CPLEX 为求解器，求解含风电的电力系统调度模型。附录D中图 D.2 至图D.6 分别给出了风电装机容量从 10GW 增至 50GW 的过程中，蒙西电网 2020 年某典型周的电力平衡情况。当风电装机容量为 10GW 时，系统中的火电机组及 CHP 机组等提供的灵活性可以很好地支撑风电的接入与消纳，系统的弃风问题不明显。随着风电装机容量的逐渐增加，系统中的灵活性资源不足以支撑风电（传统风电）大量消纳并网所需的灵活性，系统中的弃风问题开始变得突出，弃风电量也显著增加。图5.17 给出了蒙西电网装设 40GW 传统风机时的两周电量平衡情况，弃风电量如图中红色区域 (P_{cut})，系统中存在着极为严重的弃风现象。相比而言，因内嵌了具有能量搬移能力的 AA-CAES，装设同等容量的灵活风机后，系统弃风量减小。

在传统风机场景下，由于风速与风电输出功率间的瞬时强耦合特性，以及传统风机较弱的灵活性（或新增的灵活性需求），整个电力系统难以实现持续的风电电力供应，风电连续供应最长时间甚至不足 2 天。相比之下，灵活风机由于内嵌了 AA-CAES，改善了传统风机具有的风速与风功率瞬时强耦合特性，加之其具有的（双）备用容量能力（参见式 (5-7)），其的并网消纳不依赖于系统中其它的灵活性资源，系统可以实现连续两周无间断的风电供应，从而降低了火电机组与 CHP 机组的出力，增加了风电电量渗透水平。事实上，由于灵活风机在风速高于额定风速时比传统风机捕获更多的机械风能，可控性更强，难以给出公平准确的弃风量计算方式，因此，在图 5.17 中灵活风机场景下电量平衡图里并未标注弃风电量，而是用风电电量渗透水平间接反映传统风机与灵活风机对应的弃风量。

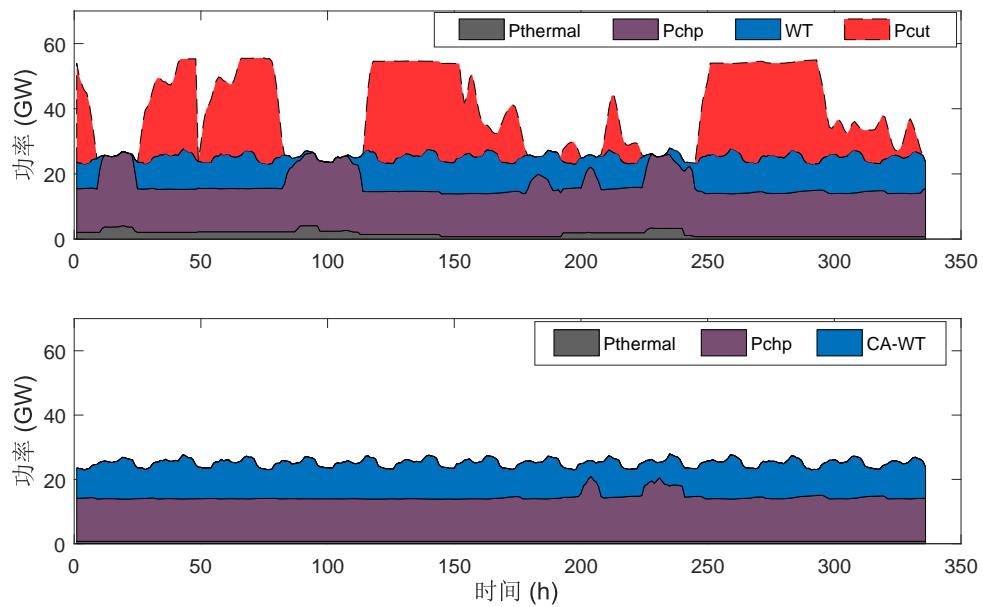


图 5.17 某典型周电网功率平衡图

当蒙西电网中风电装机容量达到 40GW 时，系统全年的电量平衡如图5.18所示。传统风机情况下，火电机组与 CHP 机组全年总发电量为 141.449 TWh, 而在灵活风机情况下，火电机组与 CHP 机组全年总发电量分别降为 55.055 TWh 及 65.6425 TWh, 即减少化石燃料电量 14.67%。同样地，装设传统风机后全年风电发电量为 70.301 TWh, 风电电量渗透为 33.20%；装设灵活风机后全年风电发电量为 90.8408 TWh, 风电电量渗透率提升达 29.22%。

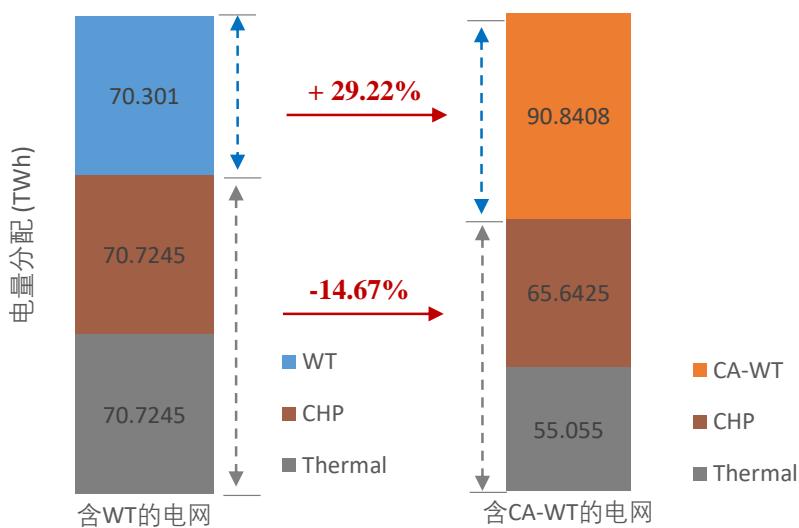


图 5.18 功率与电量渗透分析

假定以2017年中国平均风电容量因子19.41%为基准值来界定新增风机装机容量的可行性^①，即认为当容量因子低于19.41%时扩建风电装机容量不可行。事实上，以风电平均容量因子并非是界定增设风机的可行性最合理的方案。由于目前缺乏统一的标准，我们暂以该平均容量因子作为基准线。图5.19给出了蒙西电网风电装机容量从5GW变至100GW的过程中，并网风电平均容量因子（或并网风电发电量）的变化情况。可以得出，传统风机装机容量最大可增至42GW，由于内嵌了AA-CAES，在同等其它灵活性资源的条件下，灵活风机装机容量可增至62GW，装机容量提升达47.62%。同样地，在同等风电并网容量下，灵活风机的容量因子比传统风机高，在40GW风电装机容量下，灵活风机比传统风机容量因子提升29.22%。

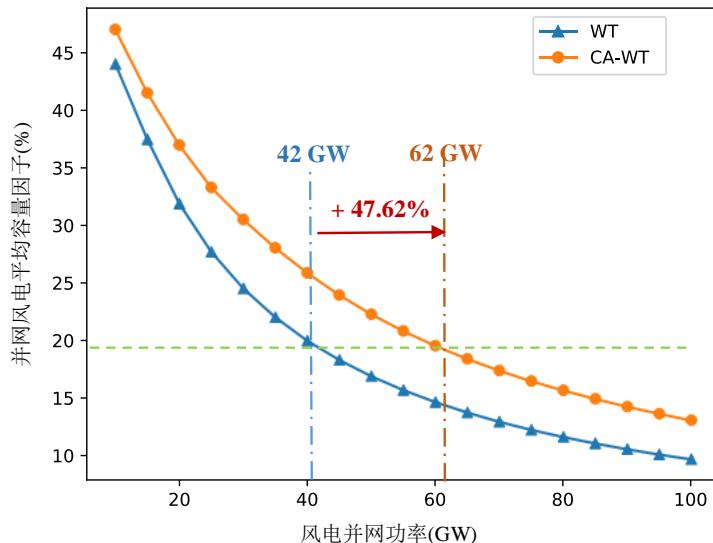


图5.19 风电可接入量灵敏度分析

图5.20给出了风电并网容量从10GW变化至100GW的过程中，蒙西电网全年CO₂排放量的变化情况。在同等风电装机容量情况下，由于内嵌了清洁无碳排的AA-CAES，灵活风机比传统风机更能提高风电电量渗透水平，因此系统的碳排放更少。例如，在42GW风电装机容量下，传统风机情形下总碳排为17.8亿吨，灵活风机情形下总碳排则为15.5亿吨，灵活风机减排达12.9%。

^① 此处19.41%的风电平均容量因子由2017年中国风电平均利用小时数(1700h)计算而来，即 $19.41\% = 1700/8760$ 。

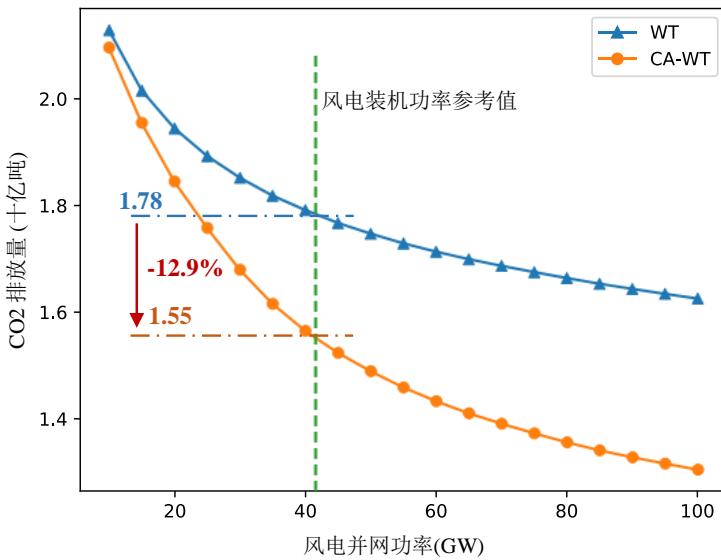


图 5.20 蒙西电网全年 CO2 排放量分析

5.5 面向电量市场的灵活风机的市场运营

在第5.4节中，我们结合风电发电能力评估（中国）与含风电的电力系统调度等问题验证了灵活风机在同等风资源条件下具备的增加风电发电量及提高并网风电电量渗透水平等益处。尽管灵活风机具有这些优点，但由图5.4可知，灵活风机在传统风机的基础上新增了VDM、CVT、ASU、PB-TES等子系统，如此势必增加灵活风机的投资成本。灵活风机增加的发电量、为电网提供的灵活性及减排方面的收益能否平衡因其内嵌AA-CAES的相关组件带来的额外成本值得探讨。鉴于美国电力市场具有较为成熟的市场电价机制及实际电价数据易于获取等特点，本节先针对美国100m高空风资源条件进行灵活风机发电能力的评估，并基于此结合美国典型电力市场的电价数据分析灵活风机的市场运营策略。

5.5.1 风机发电能力评估（美国）

类似于第5.4.1节，我们采用风电发电能力评估模型(5-8)分析传统风机与灵活风机的发电能力。风机选用2.5MW通用电气风机及同容量的灵活风机，具体参数设置如表5.6所示，第1列至第3列为通用电气风机参数，第1列至第6列为灵活风机参数。在美国境内以0.5°的经度与0.625°的维度分辨率^①共采集2636个样本点100m高空的2017年全年风速数据^②，其年平均风速热度图如图5.21所示。模

① 对应等比例纬线（墨卡托投影）上以50km及62.5km的分辨率。

② 风速数据源自 <https://www.renewables.ninja/>

型求解方法及服务器配置情况与第5.4.1节一致。

表5.6 2.5 MW通用电气风机与灵活风机参数设置表

参数	数值	单位	参数	数值	单位
C_p	0.3055	—	P_{rated}^B	5.5	MW
R^{WT}	100/2	m	P_{rated}^{VDM}	3.33	MW
ρ	1.225	kPa	E_{max}^{str}	$24 \times P_{rated}^{VDM}$	MWh
v^{cut-in}	3.0	m/s	E_{min}^{str}	$1 \times P_{rated}^{VDM}$	MWh
v_{rated}^{elec}	12.0	m/s	η^{Vc}	0.80	—
$v^{cut-out}$	25.0	m/s	η^{Vd}	0.80	—
P_{rated}^{WT}	2.5	MW	γ^{str}	0.0	—

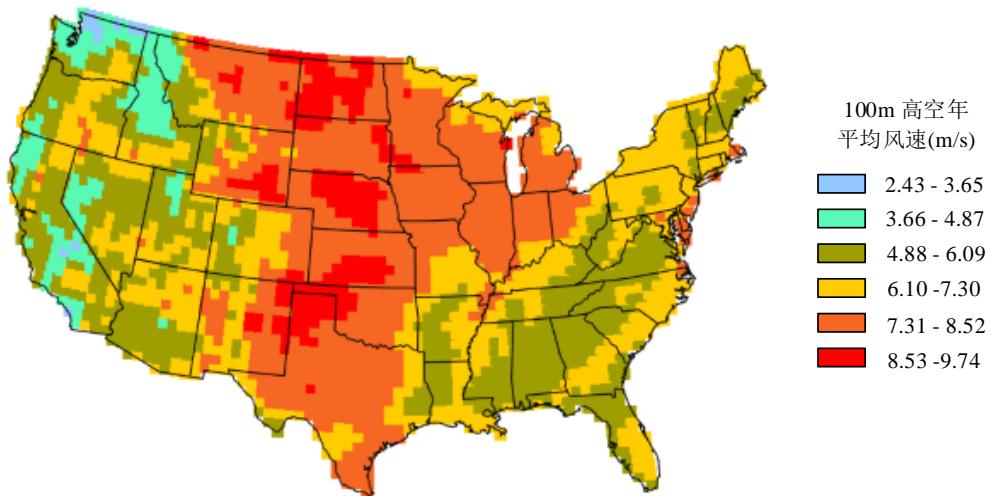


图5.21 美国100m高空平均风速(2017年)

在同等风速条件下，各风速样本点处2.5 MW灵活风机的容量因子及相对于2.5MW传统风机的容量因子提升比例分别如图5.22及图5.23所示。结合图5.21与图5.22可知，美国中部大部分地区以及东部大部分地区均具有良好的风资源条件，安装内嵌AA-CAES的灵活风机后中部地区部分区域容量因子在31.2%至39.0%之间，大部分区域容量因子处于39.6%-46.8%以及46.9%-54.6%范围内，局部地区容量因子甚至高达54.7%-62.4%。

由图5.23可知，对于美国中部大部分区域，在同等风速条件下，灵活风机较传统风机容量因子提升10%以上，其中相当一部分容量因子提升在12.7%-15.1%，局部地区容量因子提升可达15.2%-17.6%，甚至处于17.7%-20.1%。正如第5.4.1节分析，内嵌AA-CAES的压缩/膨胀容量及储能容量的不同，以及灵活风机叶片尺寸

的不同将会影响灵活风机的性能，实际应用中需依据可利用的风资源条件等优化设计灵活风机内部各组件的参数。

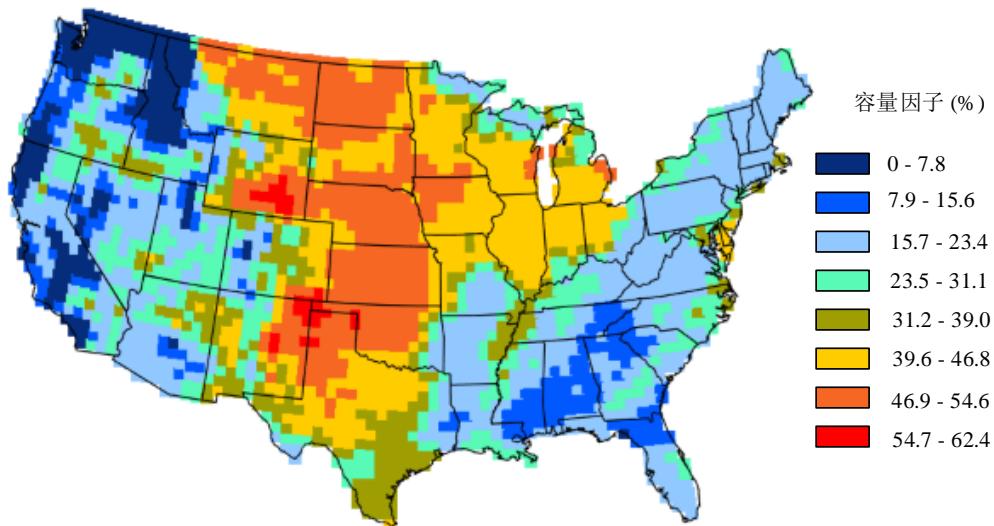


图 5.22 2.5 MW 灵活风机的容量因子热度图

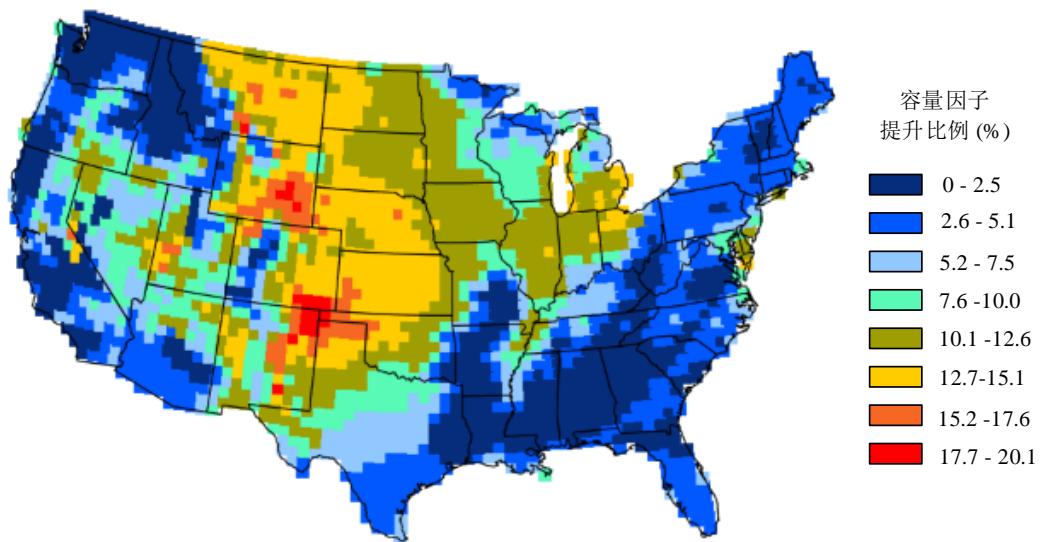


图 5.23 2.5 MW 灵活风机容量因子提升比例（相对于传统风机）热度图

与图5.15与图5.16相同，针对美国地区开展的灵活风机发电能力评估结果（图5.22与图 5.23）可为未来内嵌 AA-CAES 的灵活风机的选址规划提供初步参考依据，我们将在该结果的基础上在第5.5.2节进一步分析灵活风机的市场运营策略。

5.5.2 灵活风机市场竞标策略

5.5.2.1 竞标模型

由于内嵌的 AA-CAES 机械组件提供的机械风能的缓冲作用，灵活风机具备了类似于经典储能（电站）的市场套利或操纵行为。传统风机由于风电功率与风速之间的瞬时强耦合关系，导致难以操纵市场参与行为，即难以实现在风电上网电价较低时段减少风电发电量，在风电上网电价较高时段增加风电发电量，从而并网节点的电价出现负电价（见表 1.1）时若相应的发电补贴难以抵消负电价带来的收益折扣时将不得已弃风。相反，灵活风机由于具备了类似储能的市场操纵潜力，可以灵活根据（预测）风电上网电价调整风电出力，进而可以获取更高的经济性。

考虑典型区域电力市场，构建内嵌 AA-CAES 的灵活风机的市场竞标模型为

$$\max \sum_{t=1}^{8760} \lambda_t^E P_t^{CA} \Delta t \quad (5-12a)$$

$$s.t. \quad (5-1) - (5-6) \quad (5-12b)$$

其中， λ_t^E 为时刻 t 的风电上网电价，即区域电力市场中发电机节点的上网电价。

实际上，灵活风机因其容量双备用能力以及常规火电机组的特性，可以参与备用市场以及其它辅助服务市场，从而进一步提升收益。由于我们仅收集到了美国六大典型电力市场 2017 年的全年电价数据（图5.23基于 2017 年风速数据），并未获取到对应的容量备用价格数据，本节在市场竞标模型中没有考虑备用市场。此外，本节分析基于第5.5.1节中的风速数据，假定风机容量均为 2.5MW，即为小容量风机，其市场运营不影响电力市场价格，因此模型 (5-12) 采用了以价格接受者的机制。当采用灵活风机构建大容量风电场时，与大型火电厂类似，该风电场具备了影响市场电价的能力，此时需采用价格影响者机制（如第3.5.1节与第4.5节中的模型）研究风电场的市场运营行为，本节不予关注。

5.5.2.2 经济性分析

尽管灵活风机因新增内嵌的 AA-CAES 机械组件增加了额外的投资成本，不过可以肯定的是，灵活风机在经济性上会优于图1.7所示为风电场配置 AA-CAES 储能电站的经典方案，其原因在于灵活风机通过挖掘 AA-CAES 的机械接口灵活性摒弃了风-储经典配置方案中 AA-CAES 压缩机前面的电动机（M2）与膨胀机后面的发电机（M3）。

传统风机成本主要分布于动力部分、电气部分及塔筒与基建，各部分占比分

表5.7 同等容量传统风机与灵活风机投资成本对比

组件	WT 占比 (%)	增加率 (%)	CA-WT 占比 (%)
动力部分	15	15	2.25
电气部分	4	0	4
塔筒与基建	20	10	2
VDM	0	4	4
CVT	0	0.5	0.5
PB-TES	0	0.5	0.5
ASU	0	1.5	1.5
合计			10.75

别为 15%、4% 及 20%^①，如表5.7 所示。由于内嵌了 AA-CAES，灵活风机改变了风机的（部分）内部机械结构（见图5.4(b) 中虚线部分），将在动力部分增加约 15% 的成本^②；同时，由于灵活风机并未改变传统电气部分，因此电气部分成本不变。传统风机在额定风速及以后风速区段采用桨距角控制，而灵活风机在机械额定风速（高于额定风速）值后才开始实施桨距角控制，因此灵活风机塔筒及基建需要在传统风机的基础上进一步加强，此部分需增加投资约 10%。此外，新增的 VDM、CVT、PB-TES 及 ASU^③ 分别增加投资约 4%、0.5%、0.5% 及 1.5%。

综上，灵活风机将比同容量的传统风机增加投资成本约 10.75%^④。可以认为，只要灵活风机相比传统风机增加收益达 10.75 以上，即可实现平衡。此外，若（实验验证）动力部分机械强度无需增加 15%，则灵活风机投资成本将进一步减小。

5.5.3 典型电力市场算例分析

5.5.3.1 算例设置

不同的电力市场的价格波动不同，对应的风资源条件也不同。为了分析的客观性，本小节将 5.5.1 节采集的 2636 个全年风速样本按照所属区域，分配到美国六大典型电力市场^⑤，即 NYISO、MISO、ISO-NE、ERCOT、PJM 及 CAISO。需要说明的是，由于覆盖面积的有较大不同，各区域电力市场中的风速样本点个数存在明显差异。

① 数据源自 2015 年 DOE 报告（Enabling Wind Power Nationwide）第 6 页。

② 我们初步分析发现，尽管灵活风机在风速高于额定风速时捕获了更多风能，但其主轴力矩与传统风机的差别并不大，若能深入分析与实验证实该发现，动力部分新增的成本可以降低。

③ 与 5.3 节发电能力评估中参数一致，投资成本分析假定灵活风机内嵌的 AA-CAES 的储能时长为 24h。

④ 针对标准 2.5MW 风机进行的结果，对于小容量风机该值可能会增大，对于大容量风机，该值可能会减小。

⑤ 为了样本分类方便，针对部分州（如德州）被多个 ISO 覆盖的情形，我们将该州内的所有风速样本分配到覆盖该州区域面积大的 ISO。

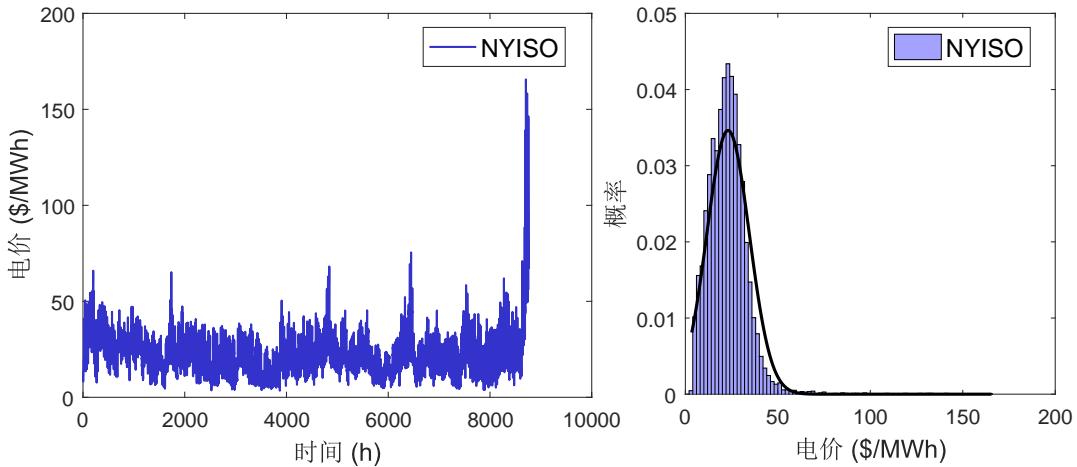


图 5.24 NYISO 电力市场电价 (2017 年)

六大典型电力市场具有不同的价格特性，为此在各区域中选择一参考电价节点。为了与采集的 2017 年风速数据对应，各参考节点的电价数据也采用 2017 年全年数据。具体地，NYISO 市场中选择 LONG-LAKE-PHOENIX 节点，电价如图 5.24 所示；MISO 市场中选择 ALTW.OTTUMW1 节点，ISO-NE 中选择 NEISO-LBMP-Reference 节点，ERCOT 市场中选择 HB-HOUSTON 节点，PJM 市场中选择 NIPS.MICHCP12 节点，CAISO 市场中选择 0096WD_7_N001 节点，对应的电价曲线详见附录E。

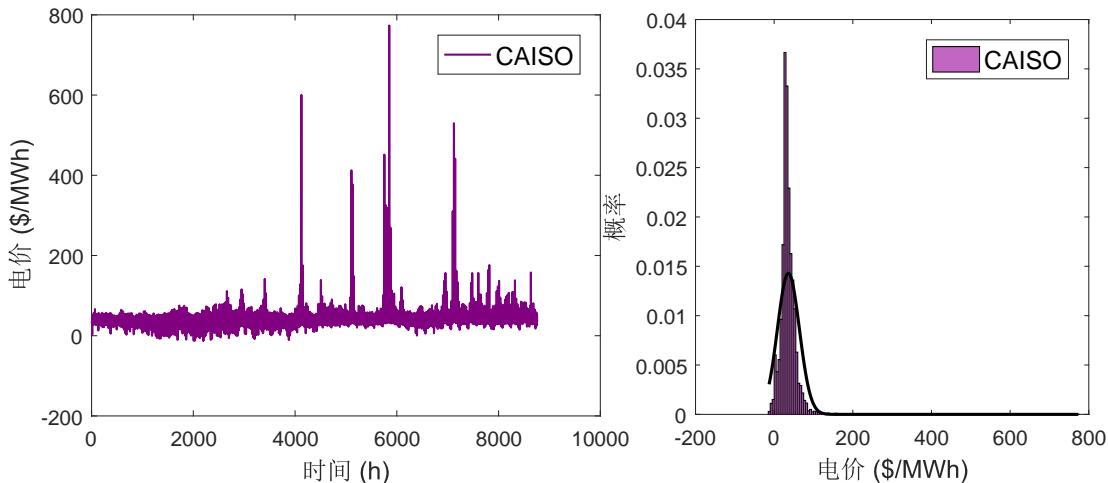


图 5.25 CAISO 电力市场电价 (2017 年)

此外，正如本文第 1 章提及美国六大典型市场均存在不同程度的负电价数据。考虑到负电价在高比例可再生能源电力系统实际中出现较为频繁，如图 5.25 中的 CAISO 市场，本节分析中不对负电价数据进行任何预处理，即模型计算中采用含

负电价的全年电价样本。

5.5.3.2 结果分析

NYISO 电力市场中 43 个样本点的计算结果统计如图 5.26 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，内嵌 AA-CAES 后的灵活风机可以提供 32%-39.12% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (35.02%，3.01%)。

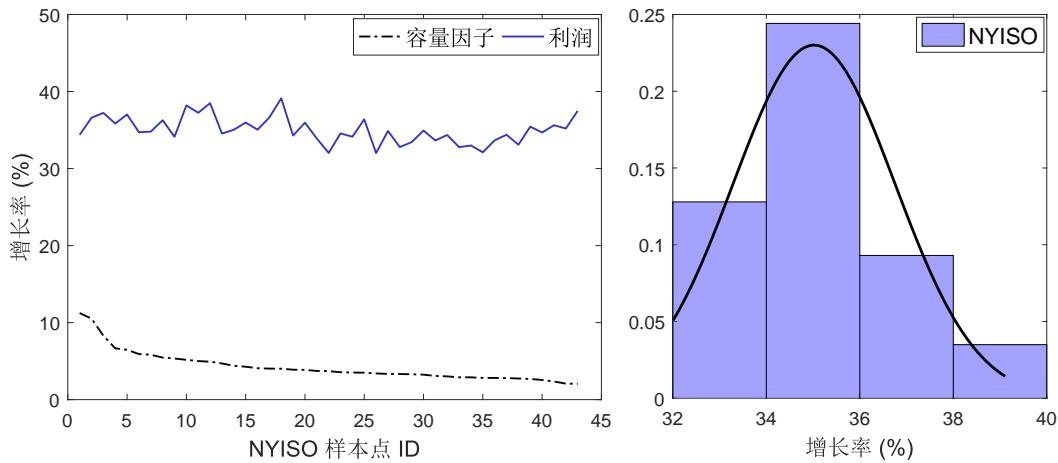


图 5.26 NYISO 电力市场分析

MISO 电力市场中 544 个样本点的计算结果统计如图 5.27 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，灵活风机可以提供 16.96%-26.19% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (22.13%，3.95%)。

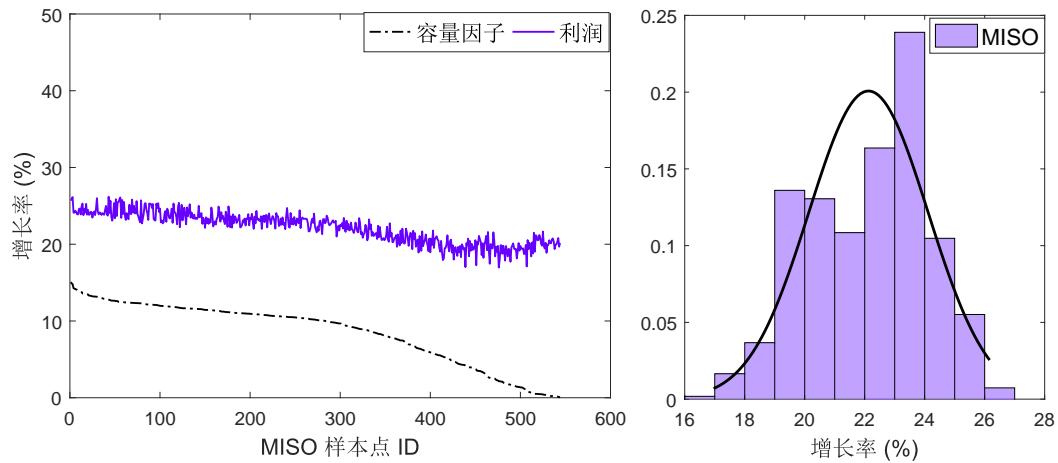


图 5.27 MISO 电力市场分析

ISO-NE 电力市场中 29 个样本点的计算结果统计如图 5.28 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，灵活风机可以提供 28.5%-35.95% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (31.25%, 3.45%)。

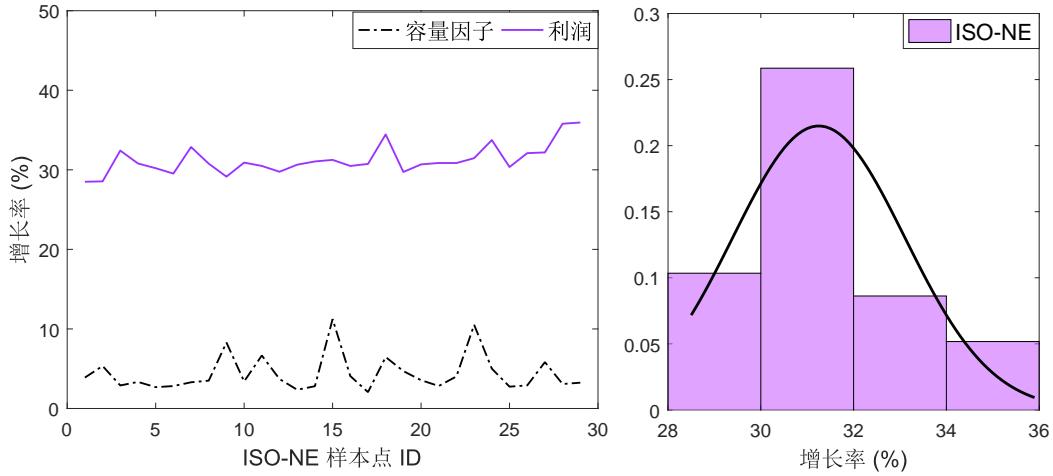


图 5.28 ISO-NE 电力市场分析

ERCOT 电力市场中 330 个样本点的计算结果统计如图 5.29 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，灵活风机可以提供 26.26%-50.21% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (33.77%, 20.49%)。

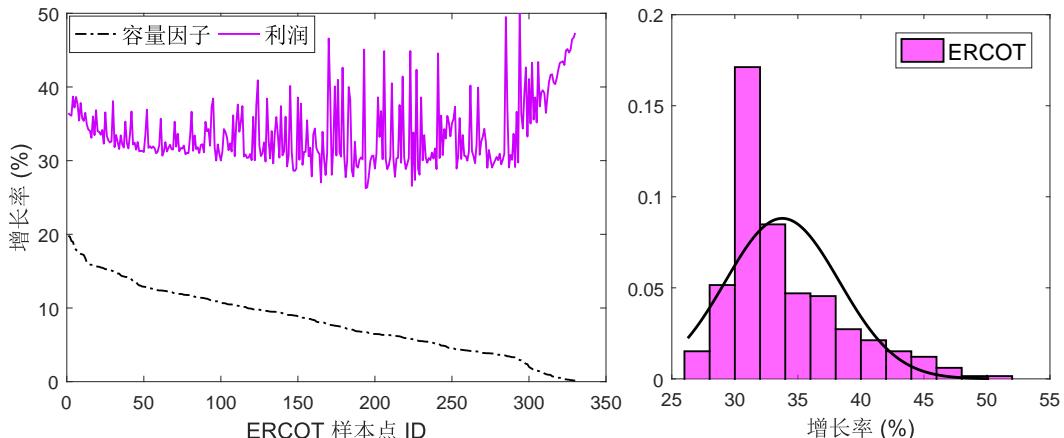


图 5.29 ERCOT 电力市场分析

PJM 电力市场中 149 个样本点的计算结果统计如图 5.30 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，灵活风机可以提供 24.38%-33.23% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (29.25%, 3.62%)。

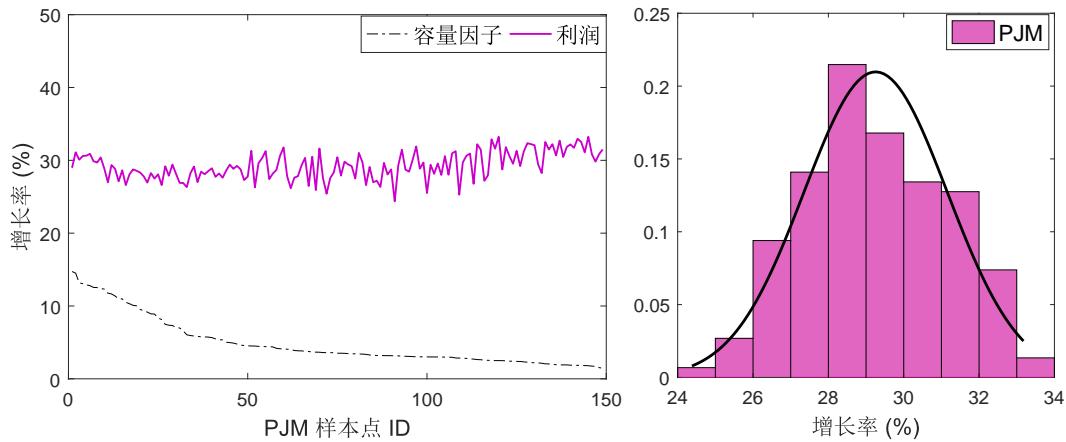


图 5.30 PJM 电力市场分析

CAISO 电力市场中 94 个样本点的计算结果统计如图 5.31 所示。在同样的风速及市场价格条件下，相比于传统风机，灵活风机可以提供 50.40%-129.60% 的利润增长率，且对应的均值与方差对为 (77.17%, 314.64%)。相比于其它电力市场，CAISO 价格条件下灵活风机利润增长较高的原因主要包括两方面，1) 负电价导致传统风机不发电，损失一部分收益；2) 电价的峰谷波动差较其它电力市场高，为灵活风机实现市场操作提供了更大机会。

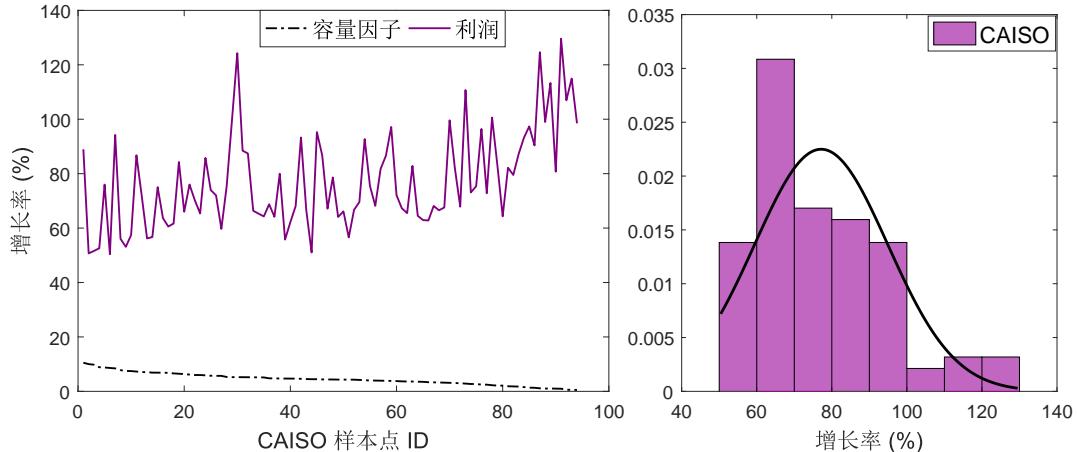


图 5.31 CAISO 电力市场分析

综合上述分析可知，内嵌 AA-CAES 的灵活风机的市场运营收益足以平衡 10.75% 的新增投资成本，灵活风机在美国各典型电力市场均有很好的适应性。

5.6 小结

不同于电池储能等必须以电能驱动，AA-CAES 的接口灵活性允许其直接以可利用的机械能驱动整个储能系统。本章充分挖掘 AA-CAES 的接口灵活性，设计了内嵌 AA-CAES 的混合动力灵活风机及其结构实现形式，提出了相应的宽工况抑制措施，系统地建立了其能量模型与备用模型，并用于风机发电能力评估、含风电电力系统的调度及风机的市场运营等问题，从源侧“主动”降低了风电输出功率与风速的瞬时耦合特性，同时也为新能源电力系统注入了灵活性。

第6章 结论与展望

6.1 主要结论

为了充分发挥先进绝热压缩空气储能这一颇具吸引力的储能理念对电力系统实现可持续的高比例可再生能源电量渗透目标的支撑作用，本文通过挖掘其具有的常规灵活性（能量搬移与容量备用）、供能灵活性（热电联供与热电联储）及接口灵活性（机械输入与机械输出），从网侧、荷侧及源侧分别研究了先进绝热压缩空气储能电站、先进绝热压缩空气能量枢纽及内嵌先进绝热压缩空气储能的灵活风机的设计建模、调度运行及市场运营等问题。特别地，结合先进绝热压缩空气储能能在可再生能源系统运行中需要实现的外部系统级宽工况运行条件对内部组件级部分负载特性的影响，研究了计及宽工况特性的热力学仿真模型。本文的主要成果和创新点可以归纳为以下四点：

(1) 在热力学特性建模方面，提出了计及组件部分负载特性的先进绝热压缩空气储能通用稳态热力学仿真模型，并分析了典型系统的典型运行及供能模式。

计及定压-定压、定压-滑压、滑压-定压、滑压-滑压等典型压缩膨胀运行模式（压力视角），提出了基于热力学第一定律与热力学第二定律的仅电能供应与热电多能联供（温度视角）的稳态热力学仿真模型。基于建立的热力学仿真模型分析了一典型 AA-CAES 系统在典型运行模式及供能模式下的内部热力学特性及外部供能特性，为网侧储能电站、荷侧能量枢纽及源侧灵活风机等三种场景下对应先进绝热压缩空气储能应用形式的建模分析、调度运行及市场运营的研究奠定基础。

(2) 在挖掘常规灵活性方面，提出了刻画先进绝热压缩空气储能内部多能流耦合及宽工况运行特性的储气储热双 SOC 模型及其扩展形式，调度与运营方法。

基于热力学稳态仿真模型与特性曲线，提出了刻画不同于常规电池储能的独特的内部压力势能与压缩热能多能流耦合热力学特性的四条热力学特性曲线。基于热力学特性曲线，构建了先进绝热压缩空气储能宽工况储气-储热双 SOC 能量模型、能量与备用模型及其扩展模型。将双 SOC 模型应用于风-储协同系统发电能力评估、市场策略竞标等问题，指导以储能形式应用于电力系统的先进绝热压缩空气储能电站的建模、运行与运营。

(3) 在挖掘供能灵活性方面，提出了基于先进绝热压缩空气储能的两类灵活能量枢纽设计及建模、含能量枢纽的综合能源系统调度及市场运营方法。

设计了两类基于先进绝热压缩空气储能的热电联供与热电联储型能量枢纽，并基于热力学仿真模型建立了其热电能量平衡模型。提出了基于熵理论的热电联

合系统数量-质量联合建模思路，提供了解决区域热电综合系统热电多能流品位建模新思路。提出了面向集中运营的区域热电综合能源系统的先进绝热压缩空气储能型能量枢纽调度方法。提出了面向独立运营的热电综合市场的先进绝热压缩空气储能能量枢纽竞标策略，以实现能量枢纽的经济运行与运营。

(4) 在挖掘机械接口灵活性方面，提出了支撑可再生能源系统灵活性的内嵌先进绝热压缩空气储能的灵活可调度风机的设计、建模、运行及运营等方法。

提出并设计了内嵌先进绝热压缩空气储能的新型可调度风机，实现高风速时段（相对于额定风速）回收叶片未利用风能与填补低风速时段短缺风能的功能，提出了克服风速输入波动性的内嵌先进绝热压缩空气储能宽工况运行策略。建立了面向不同应用场景的能量平衡模型、能量-双备用模型。结合风机发电能力评估、含风电电力系统调度运行、灵活风机市场竞标等问题验证了所设计的内嵌先进绝热压缩空气储能的新型可调度风机在“主动”提供灵活性、增加风电发电量、提升风电功率渗透率等方面的优势。

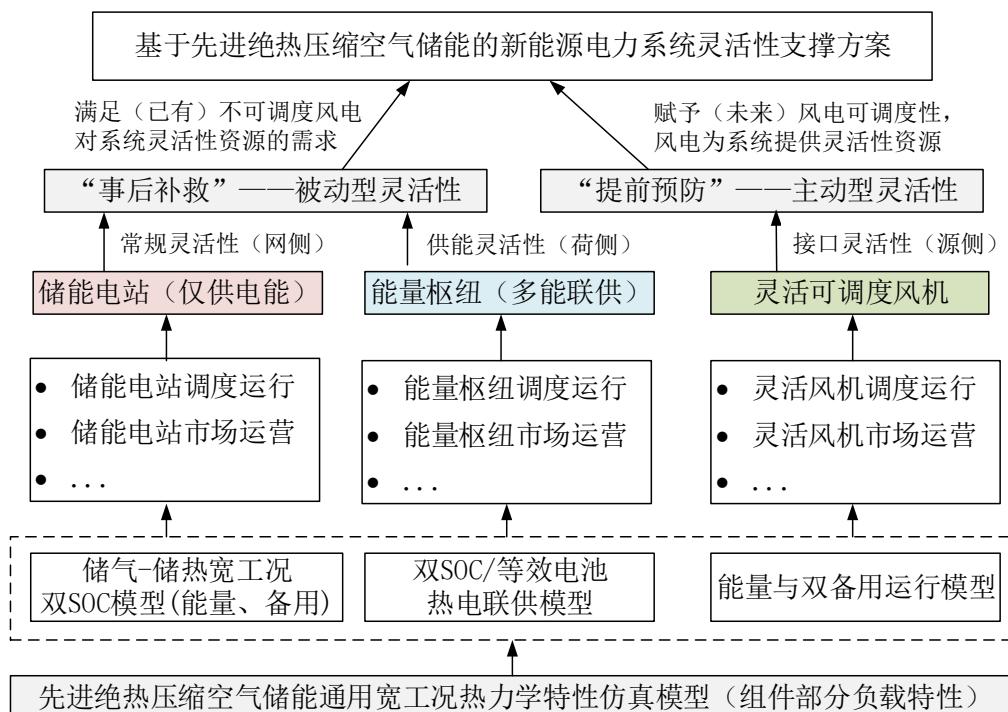


图 6.1 基于 AA-CAES 的新能源电力系统灵活性支撑体系

总之，本文工作实现了一种“事后补救”与“提前预防”相结合的电力系统灵活性支撑方案，以网侧储能电站与荷侧能量枢纽“被动”满足当前电力系统的灵活性资源需求，提升现有电力系统对新能源的接纳能力；以源侧灵活风机在不增加（未来）风电的接入对系统灵活性资源的需求同时“主动”提供灵活性资源，从而满足未来电力系统对高比例新能源的并网消纳需求，具体如图6.1所示。

6.2 工作展望

先进绝热压缩空气储能无疑是未来较长一段时间内机械储能领域的主要趋势，其在新能源电力系统的相关应用离不开压缩空气储能基础理论的完善。我们认为基于本文工作可进一步深入开展以下几项研究^①：

(1) 构建与完善通用的先进绝热压缩空气储能仿真模型与平台，弥补国际上因压缩空气储能仿真平台不完善导致的运行研究进展缓慢的问题。

本质上，先进绝热压缩空气储能类似于传统火电机组等，相应的仿真建模平台是深入研究其运行特性的必要前提。然而，压缩空气储能本身涉及热力学、传热学、电力学等交叉领域，导致这一仿真平台的开发难度较大，国际上相关研究进展缓慢。同时，国际上由于缺乏实际运营先进绝热压缩空气储能电站的运行数据，为该类仿真平台模型的校验等带来了不便；充分利用现有的试验型先进绝热压缩空气储能电站，积累相应的运行数据为该类仿真平台提供基础数据尤为必要。此外，本文第2章在仿真模型中并未引入压缩机、透平等各组件的控制模块，仿真功能并不完善。如何引入控制模块，扩展换热器的温度动态等，实现更短时间尺度、更精确的先进绝热压缩空气储能仿真，为AA-CAES励磁、调速等应用提供基准模型值得关注。

(2) 构建与完善兼具准确性与简单性的先进绝热压缩空气储能标准模型，为潮流计算、机组组合及经济调度等电力系统典型应用程序提供通用标准模型。

先进绝热压缩空气储能最为典型的应用即为面向电力系统的储能电站。由于其大容量等特性，在电力系统运行框架下，先进绝热压缩空气储能需被纳入到机组组合、经济调度、实时调度及市场出清等体系，然而当前国际研究中对其模型的使用不如火电机组规范或统一。本文第3章的双SOC模型旨在实现这一目标，然而限于缺乏更详细的数据支撑，本文难以给出不同容量下典型AA-CAES储能电站部分负载运行时耗电与耗热的标准特性曲线，双SOC模型的应用范围或应用条件等尚需进一步深入研究。

(3) 构建与完善先进绝热压缩空气储能的热电多能联供运行域，及系统化的多能联供建模方法，为热电联合调度提供标准化模型。

不同于其它类型的储能，先进绝热压缩空气储能具有多能联供特性，其可等效视为热电联产机组与储电及储热单元的组合体。在热电调度中，热电联产机组存在标准化的凝汽式与背压式的热电凸形或非凸形可行域模型，然而压缩空气储能由于其热电联供模式的灵活性，其供热功率既可来自存储的压缩热、透平乏气，

^① 尽管本文在撰写过程中力图避免错误，但限于对AA-CAES及其他相关领域的认知水平，文中难免存在纰漏。若您发现文中的相关错误，请通过本文的在线勘误主页（<https://github.com/AIRicky/Ph.D-Thesis-On-CAES>）向我们反馈。

又可来自辅助的外部热源等，目前缺乏统一的热电可行域标准。本文第4章将现有研究中普遍存在的压缩空气储能型多能联供系统抽象为两类并给出了相应的热电联供模型，但是未给出在各种热源条件下的热电运行可行域，也未形成相应的标准化可行域。在后续研究中应构建类似于热电联产机组的压缩空气储能热电联供可行域及相应的凸化方法，并在可行域中引入储电与储热赋予的多时段耦合信息，为国际上基于压缩空气储能的多能联供提供标准的模型。

(4) 构建与完善系统化的内嵌先进绝热压缩空气储能的灵活可调度风机设计体系，并基于试验数据验证灵活风机的修正风功率曲线。

在电源侧风电与压缩空气储能集成领域，目前已存在多种类型的风-储集成设计方法，各类方法均有适应的场景。本文第5章的灵活风机对永磁直驱风机的适应性更强一些，如何针对双馈型风机设计该类内嵌压缩空气的灵活性方案，以及如何针对典型的应用场景实现内部各组件的系统化的容量配置方案，进而实现灵活风机性能的优化值得深入研究。此外，本文研究中并未仔细衡量价格预测误差等对灵活风机经济性的影响，事实上，价格预测误差将会使得灵活风机的收益受损，灵活风机利用其双备用特性，继续参与备用市场带来的额外收益是否能实现与价格误差导致的收益折损之间的平衡，值得结合大量备用市场数据深入研究。

参考文献

- [1] Obama B. The irreversible momentum of clean energy[J]. *Science*, 2017, 355(6321): 126–129.
- [2] Elliott D. A balancing act for renewables[J]. *Nature Energy*, 2016, 1: 15003.
- [3] Chu S, Majumdar A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future[J]. *Nature*, 2012, 488(7411): 294–303.
- [4] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147–158.
- [5] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, et al. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1–8.
- [6] Bajwa M, Caviggioli J. Growing evidence of increased frequency of negative electricity prices in U.S. wholesale electricity markets[R/OL]. International Association for Energy Economics, 2017. <https://www.compasslexecon.com/wp-content/uploads/2018/04/Growing-Evidence-of-Increased-Frequency.pdf>.
- [7] Fanone E, Gamba A, Prokopcuk M. The case of negative day-ahead electricity prices[J]. *Energy Economics*, 2013, 35: 22–34.
- [8] Huang A Q, Crow M L, Heydt G T, et al. The future renewable electric energy delivery and management (FREEDM) system: the energy internet[J]. *Proceedings of the IEEE*, 2011, 99(1): 133–148.
- [9] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴, et al. 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.
- [10] 梅生伟, 李瑞, 黄少伟, et al. 多能互补网络建模及动态演化机理初探[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(1): 10–22.
- [11] 胡娟, 杨水丽, 侯朝勇, et al. 规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 879–885.
- [12] Madaeni S H, Sioshansi R, Denholm P. How thermal energy storage enhances the economic viability of concentrating solar power[J]. *Proceedings of the IEEE*, 2012, 100(2): 335–347.
- [13] 梅生伟, 李瑞, 陈来军, et al. 先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2893–2907.
- [14] Agency I E. *Energy technology perspectives 2014: Harnessing electricity's potential*[M]. [S.l.]: OECD Publishing, 2012
- [15] Venkataramani G, Parankusam P, Ramalingam V, et al. A review on compressed air energy storage—a pathway for smart grid and polygeneration[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 62: 895–907.
- [16] Lund H, Salgi G. The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems[J]. *Energy Conversion and Management*, 2009, 50(5): 1172–1179.
- [17] Chen L, Zheng T, Mei S, et al. Review and prospect of compressed air energy storage system [J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2016, 4(4): 529–541.

- [18] Wang J, Ma L, Lu K, et al. Current research and development trend of compressed air energy storage[J]. Systems Science & Control Engineering, 2017, 5(1): 434–448.
- [19] Jubeh N M, Najjar Y S. Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system[J]. Applied Thermal Engineering, 2012, 44: 85–89.
- [20] Mason J E, Archer C L. Baseload electricity from wind via compressed air energy storage (CAES)[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, 16(2): 1099–1109.
- [21] Drury E, Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets[J]. Energy, 2011, 36(8): 4959–4973.
- [22] Bullough C, Gatzen C, Jakiel C, et al. Advanced adiabatic compressed air energy storage for the integration of wind energy[C]//Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC: volume 22. [S.l.: s.n.], 2004: 25.
- [23] Jakiel C, Zunft S, Nowi A. Adiabatic compressed air energy storage plants for efficient peak load power supply from wind energy: the european project AA-CAES[J]. International Journal of Energy Technology and Policy, 2007, 5(3): 296–306.
- [24] 中关村储能产业技术联盟. 储能产业研究白皮书 2016[M]. 北京: 中关村储能产业技术联盟, 2016
- [25] 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会. 中国储能应用产业研究报告 (2016 年)[M]. 天津: 中国化学与物理电源行业协会储能应用分会, 2016
- [26] 梅生伟, 公茂琼, 秦国良, et al. 基于盐穴储气的先进绝热压缩空气储能技术及应用前景 [J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3392–3399.
- [27] Kuravi S, Trahan J, Goswami D Y, et al. Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants[J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2013, 39(4): 285–319.
- [28] 张军良. 压缩空气储能与煤气化联合运行系统烟分析[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.
- [29] 刘晓. 具有碳捕集的 SOFC/GT 和压缩空气储能混合发电系统特性研究[硕士学位论文]. 济南: 山东大学, 2018.
- [30] 张学林. TICC-500 压缩空气储能发电示范平台热回馈系统设计及实验研究[硕士学位论文]. 北京: 中国科学院理化技术研究所, 2015.
- [31] Inage S i. Prospects for large-scale energy storage in decarbonised power grids[J]. International Energy Agency, IEA, 2009.
- [32] Díaz-González F, Sumper A, Gomis-Bellmunt O, et al. A review of energy storage technologies for wind power applications[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, 16(4): 2154–2171.
- [33] Raju M, Khaitan S K. Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: a case study of the Huntorf plant[J]. Applied Energy, 2012, 89(1): 474–481.
- [34] Gyarmathy G, Pfenninger H. Thermal power plant with compressed air storage[M]. [S.l.]: Google Patents, 1978.
- [35] 张远. 风电与先进绝热压缩空气储能技术的系统集成与仿真研究[博士学位论文]. 北京: 中国科学院研究生院 (工程热物理研究所), 2014.

- [36] Hobson M. Conceptual design and engineering studies of adiabatic compressed air energy storage (CAES) with thermal energy storage[R]. [S.l.]: Pacific Northwest Lab., Richland, WA (USA); Acres American, Inc., Columbia, MD, 1981.
- [37] Zaloudek F, Reilly R. An assessment of second-generation compressed-air energy-storage concepts[R]. [S.l.]: Battelle Pacific Northwest Labs., Richland, WA (USA), 1982.
- [38] Mei S W, Wang J J, Fang T, et al. Design and engineering implementation of non-supplementary fired compressed air energy storage system: TICC-500[J]. Science China Technological Sciences, 2015, 58(4): 600–611.
- [39] Wang S, Zhang X, Yang L, et al. Experimental study of compressed air energy storage system with thermal energy storage[J]. Energy, 2016, 103: 182–191.
- [40] Mei S, Li R, Xue X, et al. Paving the way to smart micro energy grid: concepts, design principles, and engineering practices[J]. CSEE Journal of Power & Energy Systems, 2017, 3 (4): 440–449.
- [41] 梅生伟, 李瑞. 智慧微能源网及工程实践[J]. 中国人工智能学会通讯, 2016, 6(10): 1–5.
- [42] Nakhamkin M. Advanced adiabatic compressed air energy storage system[M]. [S.l.]: Google Patents, 2012.
- [43] McGrail B, Cabe J, Davidson C, et al. Technoeconomic performance evaluation of compressed air energy storage in the pacific northwest[J]. Pacific Northwest National Laboratory, Richland, USA, 2013.
- [44] Geissbühler L, Becattini V, Zanganeh G, et al. Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, part 1: Plant description and tests with sensible thermal-energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 17: 129–139.
- [45] Becattini V, Geissbühler L, Zanganeh G, et al. Pilot-scale demonstration of advanced adiabatic compressed air energy storage, part 2: Tests with combined sensible/latent thermal-energy storage[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 17: 140–152.
- [46] Crotogino F, Mohmeyer K U, Scharf R. Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation[C]//Spring 2001 Meeting. Orlando, Florida, USA: [s.n.], 2001.
- [47] Davis L, Schainker R. Compressed air energy storage (CAES): Alabama electric cooperative mcintosh plant—overview and operational history[C]//Electricity storage association meeting: energy storage in action, Knoxville, TN. [S.l.: s.n.], 2006.
- [48] Le H T, Santoso S. Operating compressed-air energy storage as dynamic reactive compensator for stabilising wind farms under grid fault conditions[J]. IET Renewable Power Generation, 2013, 7(6): 717–726.
- [49] 李广阔, 陈来军, 郑天文, et al. 压缩空气储能系统调相运行模式初探[J]. 全球能源互联网, 2018, 1(3): 348–354.
- [50] Das T, Krishnan V, McCalley J D. High-fidelity dispatch model of storage technologies for production costing studies[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(4): 1242–1252.
- [51] 李姚旺, 苗世洪, 尹斌鑫, 等. 考虑先进绝热压缩空气储能电站备用特性的电力系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(4): 1–14.

- [52] Facci A L, Sánchez D, Jannelli E, et al. Trigenerative micro compressed air energy storage: Concept and thermodynamic assessment[J]. Applied Energy, 2015, 158: 243–254.
- [53] Safaei H, Keith D W. Compressed air energy storage with waste heat export: An Alberta case study[J]. Energy Conversion and Management, 2014, 78: 114–124.
- [54] Yang Z, Wang Z, Ran P, et al. Thermodynamic analysis of a hybrid thermal-compressed air energy storage system for the integration of wind power[J]. Applied Thermal Engineering, 2014, 66(1-2): 519–527.
- [55] Li R, Chen L, Zhao B, et al. Economic dispatch of an integrated heat-power energy distribution system with a concentrating solar power energy hub[J]. Journal of Energy Engineering, 2017, 143(5): 04017046.
- [56] 徐玉杰, 陈海生, 刘佳, 等. 风光互补的压缩空气储能与发电一体化系统特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(20): 88–95.
- [57] Chen X, Zhang T, Xue X, et al. A solar–thermal-assisted adiabatic compressed air energy storage system and its efficiency analysis[J]. Applied Sciences, 2018, 8(8): 1390.
- [58] Cárdenas B, Pimm A J, Kantharaj B, et al. Lowering the cost of large-scale energy storage: High temperature adiabatic compressed air energy storage[J]. Propulsion and Power Research, 2017, 6(2): 126–133.
- [59] Sun H, Luo X, Wang J. Feasibility study of a hybrid wind turbine system c integration with compressed air energy storage[J]. Applied Energy, 2015, 137(2): 617–628.
- [60] Cheng J, Choobineh F. The joint design of a compressed air and wind energy system for mechanical spillage recovery[C]//Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), IEEE. [S.l.: s.n.], 2016: 1–7.
- [61] 张怡. 压缩空气储能系统与风力发电的耦合研究[硕士学位论文]. 北京: 中国科学院工程热物理研究所, 2018.
- [62] He X, Lecomte R, Nekrassov A, et al. Compressed air energy storage multi-stream value assessment on the French energy market[C]//PowerTech, 2011 IEEE Trondheim. Trondheim, Norway: [s.n.], 2011: 1–6.
- [63] Succar S, Williams R H, et al. Compressed air energy storage: theory, resources, and applications for wind power[R/OL]. Princeton Environmental Institute, 2008. <http://citeseerx.ist.psu.edu/>.
- [64] Denholm P, Sioshansi R. The value of compressed air energy storage with wind in transmission-constrained electric power systems[J]. Energy Policy, 2009, 37(8): 3149–3158.
- [65] Li R, Chen L, Yuan T, et al. Optimal dispatch of zero-carbon-emission micro energy internet integrated with non-supplementary fired compressed air energy storage system[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016, 4(4): 566–580.
- [66] Grazzini G, Milazzo A. A thermodynamic analysis of multistage adiabatic CAES[J]. Proceedings of the IEEE, 2012, 100(2): 461–472.
- [67] Zhang N, Cai R. Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration[J]. Energy Conversion and Management, 2002, 43 (9-12): 1323–1337.

- [68] Sciacovelli A, Li Y, Chen H, et al. Dynamic simulation of adiabatic compressed air energy storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage-link between components performance and plant performance[J]. *Applied Energy*, 2017, 185: 16–28.
- [69] Zhao P, Gao L, Wang J, et al. Energy efficiency analysis and off-design analysis of two different discharge modes for compressed air energy storage system using axial turbines[J]. *Renewable Energy*, 2016, 85: 1164–1177.
- [70] Zhonghe H, Senchuang G. Investigation of operation strategy of combined cooling, heating and power(cchp) system based on advanced adiabatic compressed air energy storage[J]. *Energy*, 2018, 160: 290–308.
- [71] Wei H, Xing L, Evans D, et al. Exergy storage of compressed air in cavern and cavern volume estimation of the large-scale compressed air energy storage system[J]. *Applied Energy*, 2017, 208: 745–757.
- [72] Szablowski L, Krawczyk P, Badyda K, et al. Energy and exergy analysis of adiabatic compressed air energy storage system[J]. *Energy*, 2017, 138: 12–18.
- [73] Zhang Y, Yang K, Li X, et al. The thermodynamic effect of thermal energy storage on compressed air energy storage system[J]. *Renewable Energy*, 2013, 50: 227–235.
- [74] Bergman T L, Incropera F P, DeWitt D P, et al. *Fundamentals of heat and mass transfer*[M]. New Jersey: John Wiley & Sons, 2011: 706–727
- [75] Steta F D S. Modeling of an advanced adiabatic compressed air energy storage (AA-CAES) unit and an optimal model-based operation strategy for its integration into power markets[J]. EEH Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH), 2010.
- [76] Das T, Krishnan V, Gu Y, et al. Compressed air energy storage: State space modeling and performance analysis[C]//Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. [S.I.]: IEEE, 2011: 1–8.
- [77] Denholm P, Hand M. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity[J]. *Energy Policy*, 2011, 39(3): 1817–1830.
- [78] Das T, Krishnan V, McCalley J D. Assessing the benefits and economics of bulk energy storage technologies in the power grid[J]. *Applied Energy*, 2015, 139: 104–118.
- [79] Safaei H, Keith D W. How much bulk energy storage is needed to decarbonize electricity?[J]. *Energy & Environmental Science*, 2015, 8(12): 3409–3417.
- [80] Daneshi H, Srivastava A. Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2012, 6(2): 167–175.
- [81] Ghofrani M, Arabali A, Etezadi-Amoli M, et al. A framework for optimal placement of energy storage units within a power system with high wind penetration[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 4(2): 434–442.
- [82] Nikolakakis T, Fthenakis V. The value of compressed-air energy storage for enhancing variable-renewable-energy integration: The case of Ireland[J]. *Energy Technology*, 2017, 5(11): 2026–2038.
- [83] Zhan J, Ansari O A, Chung C. Compressed air energy storage-part I: An accurate bi-linear cavern model[J]. arXiv preprint arXiv:1709.08272, 2017.

- [84] Zhan J, Wen Y, Ansari O A, et al. Compressed air energy storage-part II: Application to power system unit commitment[J]. arXiv preprint arXiv:1709.08275, 2017.
- [85] Krishnan V, Das T. Optimal allocation of energy storage in a co-optimized electricity market: Benefits assessment and deriving indicators for economic storage ventures[J]. Energy, 2015, 81: 175–188.
- [86] Zhang J, Li K J, Wang M, et al. A bi-level program for the planning of an islanded microgrid including CAES[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, 52(4): 2768–2777.
- [87] 李姚旺, 苗世洪, 罗星, 等. 含压缩空气储能电力系统日前-日内协调调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2849–2860.
- [88] 黄业斌, 刘国刚, 文福拴, 等. 电力市场环境下抽水蓄能电站的运营模式与效益分析[J]. 电力科学与工程, 2006, 13(3): 56–62.
- [89] 唐瑱, 高苏杰, 郑爱民. 国外抽水蓄能电站的运营模式和电价机制[J]. 中国电力, 2007, 40 (9): 15–18.
- [90] Shafiee S, Zareipour H, Knight A M. Developing bidding and offering curves of a price-maker energy storage facility based on robust optimization[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 650–660.
- [91] Shafiee S. Optimal Operation Planning of Compressed Air Energy Storage Plants in Competitive Electricity Markets[D]. CALGARY, ALBERTA: University of CALGARY, 2017.
- [92] Lund H, Salgi G, Elmegaard B, et al. Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices[J]. Applied Thermal Engineering, 2009, 29(5-6): 799–806.
- [93] Zafirakis D, Chalvatzis K J, Baiocchi G, et al. The value of arbitrage for energy storage: Evidence from european electricity markets[J]. Applied Energy, 2016, 184: 971–986.
- [94] Shafiee S, Zareipour H, Knight A M, et al. Risk-constrained bidding and offering strategy for a merchant compressed air energy storage plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 946–957.
- [95] Nojavan S, Najafi-Ghalelou A, Majidi M, et al. Optimal bidding and offering strategies of merchant compressed air energy storage in deregulated electricity market using robust optimization approach[J]. Energy, 2018, 142: 250–257.
- [96] Shafiee S, Zareipour H, Knight A. Considering thermodynamic characteristics of a CAES facility in self-scheduling in energy and reserve markets[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3476–3485.
- [97] Mohammadi A, Ahmadi M H, Bidi M, et al. Exergy analysis of a combined cooling, heating and power system integrated with wind turbine and compressed air energy storage system[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 131: 69–78.
- [98] Yao E, Wang H, Wang L, et al. Multi-objective optimization and exergoeconomic analysis of a combined cooling, heating and power based compressed air energy storage system[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 138: 199–209.
- [99] Li Y, Wang X, Li D, et al. A trigeneration system based on compressed air and thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2012, 99: 316–323.

- [100] Ji W, Zhou Y, Sun Y, et al. Thermodynamic analysis of a novel hybrid wind-solar-compressed air energy storage system[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 142: 176–187.
- [101] Kim Y, Favrat D. Energy and exergy analysis of a micro-compressed air energy storage and air cycle heating and cooling system[J]. Energy, 2010, 35(1): 213–220.
- [102] Arabkoohsar A, Dremark-Larsen M, Lorentzen R, et al. Subcooled compressed air energy storage system for coproduction of heat, cooling and electricity[J]. Applied Energy, 2017, 205: 602–614.
- [103] Lv S, He W, Zhang A, et al. Modelling and analysis of a novel compressed air energy storage system for trigeneration based on electrical energy peak load shifting[J]. Energy Conversion and Management, 2017, 135: 394–401.
- [104] Bagdanavicius A, Jenkins N. Exergy and exergoeconomic analysis of a compressed air energy storage combined with a district energy system[J]. Energy Conversion and Management, 2014, 77: 432–440.
- [105] Safaei H, Keith D W, Hugo R J. Compressed air energy storage (CAES) with compressors distributed at heat loads to enable waste heat utilization[J]. Applied Energy, 2013, 103: 165–179.
- [106] Safaei H, Aziz M J. Thermodynamic analysis of a compressed air energy storage facility exporting compression heat to an external heat load[C]//ASME 2014 12th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis. [S.l.]: American Society of Mechanical Engineers, 2014: V003T12A012–V003T12A012.
- [107] Larcher D, Tarascon J M. Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage[J]. Nature Chemistry, 2015, 7(1): 19–29.
- [108] Chen H, Cong T N, Yang W, et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(3): 291–312.
- [109] 陈晓弢, 王国华, 司杨, et al. 改进的光热复合压缩空气储能系统设计方案及其仿真分析[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(5): 20–26.
- [110] Cheng J, Li R, Choobineh F F, et al. Dispatchable generation of a novel compressed-air assisted wind turbine and its operation mechanism[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018.
- [111] Houssainy S, Janbozorgi M, Ip P, et al. Thermodynamic analysis of a high temperature hybrid compressed air energy storage (HTH-CAES) system[J]. Renewable Energy, 2018, 115: 1043–1054.
- [112] Wu P, Little W. Measurement of the heat transfer characteristics of gas flow in fine channel heat exchangers used for microminiature refrigerators[J]. Cryogenics, 1984, 24(8): 415–420.
- [113] 王芳, 田宇, 张新宇, et al. 流速及传热温差对换热器传热系数的影响[J]. 哈尔滨理工大学学报, 2017, 22(2): 29–33.
- [114] 沈维道, 郑佩之. 工程热力学, 第二版[M]. 北京: 高等教育出版社, 1983.
- [115] Yazar I, Yavuz H S, Yavuz A A. Comparison of various regression models for predicting compressor and turbine performance parameters[J]. Energy, 2017, 140: 1398–1406.
- [116] Guo C, Xu Y, Guo H, et al. Comprehensive exergy analysis of the dynamic process of compressed air energy storage system with low-temperature thermal energy storage[J]. Applied Thermal Engineering, 2019, 147: 684–693.

- [117] Li R, Wang H, Zhang H. Dynamic simulation of a cooling, heating and power system based on adiabatic compressed air energy storage[J]. Renewable Energy, 2019.
- [118] Schobeiri M. Modeling the compressor component, design and off-design[M]//Turbomachinery Flow Physics and Dynamic Performance. New York: Springer, 2005: 345–408
- [119] 李瑞, 陈来军, 梅生伟, 等. 先进绝热压缩空气储能宽工况运行特性建模及风电协同运行分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 25–33.
- [120] 李雪梅. 先进绝热压缩空气储能系统部件特性对系统性能影响的研究[博士学位论文]. 北京: 中国科学院工程热物理研究所, 2015.
- [121] Barbour E, Mignard D, Ding Y, et al. Adiabatic compressed air energy storage with packed bed thermal energy storage[J]. Applied Energy, 2015, 155: 804–815.
- [122] Chen L X, Xie M N, Zhao P P, et al. A novel isobaric adiabatic compressed air energy storage (ia-caes) system on the base of volatile fluid[J]. Applied Energy, 2018, 210: 198–210.
- [123] 王志文. 水下压缩空气储能系统设计与能效分析[博士学位论文]. 大连: 大连海事大学, 2017.
- [124] Duhan J. Compressed air energy storage in salt caverns: Geomechanical design workflow, caes siting study from a geomechanics perspective, and deep brine disposal[D]. Waterloo, Ontario, Canada: University of Waterloo, 2018.
- [125] Kushnir R, Dayan A, Ullmann A. Temperature and pressure variations within compressed air energy storage caverns[J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2012, 55(21-22): 5616–5630.
- [126] Nielsen L, Leithner R. Modelling and dynamic simulation of an underground cavern for operation in an innovative compressed air energy storage plant[C]//5th International Conference on Energy, Environment, Ecosystems and Sustainable Development (EEESD '09). Athens, Greece: [s.n.], 2009: 285–293.
- [127] 王思贤. 0.5MW 绝热压缩空气储能系统理论与实验研究[博士学位论文]. 北京: 中国科学院理化技术研究所, 2016.
- [128] 李瑞, 陈来军, 梅生伟, 等. 先进绝热压缩空气储能电站日前电力市场主从博弈竞标策略[J]. 控制理论与应用, 2018, 35(5): 662–667.
- [129] Huchette J A. Advanced mixed-integer programming formulation methodology, computation, and application[D]. Boston: Massachusetts Institute of Technology, 2018.
- [130] Chen X, Lv J, McElroy M B, et al. Power system capacity expansion under higher penetration of renewables considering flexibility constraints and low carbon policies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6240–6253.
- [131] Löfberg J. YALMIP : A toolbox for modeling and optimization in MATLAB[C]//In Proceedings of the CACSD Conference. Taipei, Taiwan: IEEE, 2004: 284–289.
- [132] 梅生伟, 刘锋, 魏巍. 工程博弈论基础及电力系统应用[M]. 北京: 科学出版社, 2016
- [133] Zimmerman R D, Murillo-Sánchez C E, Thomas R J. MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(1): 12–19.

- [134] Vatani B, Chowdhury B, Dehghan S, et al. A critical review of robust self-scheduling for generation companies under electricity price uncertainty[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2018, 97: 428–439.
- [135] Pereira M V, Granville S, Fampa M H, et al. Strategic bidding under uncertainty: a binary expansion approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(1): 180–188.
- [136] Ruiz C, Conejo A J, Gabriel S A. Pricing non-convexities in an electricity pool[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1334–1342.
- [137] Ordoudis C, Pinson P, Morales J M, et al. An updated version of the ieee rts 24-bus system for electricity market and power system operation studies[J]. Technical University of Denmark, 2016.
- [138] Geidl M, Koeppel G, Favre-Perrod P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24–30.
- [139] Nakhamkin M, Chiruvolu M, Daniel C. Available compressed air energy storage (CAES) plant concepts[J]. Energy, 2010, 4100(0): 81.
- [140] Wang S, Chen G, Fang M, et al. A new compressed air energy storage refrigeration system[J]. Energy Conversion and Management, 2006, 47(18-19): 3408–3416.
- [141] 翟昕, 俞小莉, 刘忠民. 压缩空气-燃油混合动力的研究[J]. 浙江大学学报, 2006, 40(4): 610–614.
- [142] Mathiesen B V, Lund H, Connolly D, et al. Smart energy systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions[J]. Applied Energy, 2015, 145: 139–154.
- [143] Liu X, Wu J, Jenkins N, et al. Combined analysis of electricity and heat networks[J]. Appl. Energy, 2016, 162: 1238–1250.
- [144] del Hoyo Arce I, López S H, Perez S L, et al. Models for fast modelling of district heating and cooling networks[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 82(2): 1863–1873.
- [145] Baran M E, Wu F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401–1407.
- [146] Farivar M, Low S H. Branch flow model: Relaxations and convexification—Part I[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2554–2564.
- [147] 刘斌. 计及风电不确定性的交流最优潮流研究及应用[博士学位论文]. 北京: 清华大学, 2015.
- [148] Yeh H G, Gayme D F, Low S H. Adaptive var control for 1068 distribution circuits with photovoltaic generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1656–1663.
- [149] Wang Z, Chen B, Wang J, et al. Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 45–63.
- [150] Ding T, Liu S, Yuan W, et al. A two-stage robust reactive power optimization considering uncertain wind power integration in active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(1): 301–311.
- [151] Fortuny-Amat J, McCarl B. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem[J]. Journal of the Operational Research Society, 1981: 783–792.

- [152] Ferreira R S, Borges C L T, Pereira M V. A flexible mixed-integer linear programming approach to the ac optimal power flow in distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2447–2459.
- [153] Pirouti M, Bagdanavicius A, Ekanayake J, et al. Energy consumption and economic analyses of a district heating network[J]. Energy, 2013, 57: 149–159.
- [154] 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.
- [155] Heydt G T, Chowdhury B H, Crow M L, et al. Pricing and control in the next generation power distribution system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2012, 3(2): 907–914.
- [156] Song J, Wallin F, Li H. District heating cost fluctuation caused by price model shift[J]. Applied Energy, 2017, 194: 715–724.
- [157] Andersson M. Shadow prices for heat generation in time-dependent and dynamic energy systems[J]. Energy, 1994, 19(12): 1205–1211.
- [158] Davatgaran V, Saniei M, Mortazavi S S. Optimal bidding strategy for an energy hub in energy market[J]. Energy, 2018, 148: 482–493.
- [159] Li R, Wei W, Mei S, et al. Participation of an energy hub in electricity and heat distribution markets: An MPEC approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 99: 1–13.
- [160] Sotkiewicz P M, Vignolo J M. Nodal pricing for distribution networks: efficient pricing for efficiency enhancing DG[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 1013–1014.
- [161] Morteza R, Habib R M. Supplier’s optimal bidding strategy in electricity pay-as-bid auction: Comparison of the q-learning and a model-based approach[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78: 165–175.
- [162] Aliabadi D E, Kaya M, Şahin G. An agent-based simulation of power generation company behavior in electricity markets under different market-clearing mechanisms[J]. Energy policy, 2017, 100: 191–205.
- [163] Lund H, Werner S, Wiltshire R, et al. 4th generation district heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems[J]. Energy, 2014, 68: 1–11.
- [164] Gabriel S A, Conejo A J, Fuller J D, et al. Complementarity modeling in energy markets: volume 180[M]. New York: Springer Science & Business Media, 2012
- [165] Osborne M J, Rubinstein A. A course in game theory[M]. Cambridge: MIT press, 1994
- [166] Conejo A J, Carrión M, Morales J M, et al. Decision making under uncertainty in electricity markets[M]. New York: Springer, 2010
- [167] Barton J P, Infield D G. Energy storage and its use with intermittent renewable energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(2): 441–448.
- [168] Miao L, Wen J, Xie H, et al. Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment for frequency support[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, 51(4): 2732–2742.
- [169] Daneshi A, Sadrmomtazi N, Daneshi H, et al. Wind power integrated with compressed air energy storage[C]//Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on. [S.l.]: IEEE, 2010: 634–639.

- [170] Miller N W, Clark K. Hybrid wind and advanced gas turbine farms: firm dispatchable power for weak grids[C]//Power Engineering Society General Meeting. San Francisco, CA, USA: [s.n.], 2005: 1939–1943.
- [171] Bianchi M, Branchini L, Cavina A, Nicol nd Cerofolini, et al. Managing wind variability with pumped hydro storage and gas turbines[J]. Energy Procedia, 2014, 45: 22–31.
- [172] Garrison J B. An integrated energy storage scheme for a dispatchable wind solar powered energy system[D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2009.
- [173] Succar S, Denkenberger D C, Williams R H. Optimization of specific rating for wind turbine arrays coupled to compressed air energy storage[J]. Applied Energy, 2012, 96(8): 222–234.
- [174] Krupke C, Wang J, Clarke J, et al. Modeling and experimental study of a wind turbine system in hybrid connection with compressed air energy storage[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 137–145.
- [175] Cheng J, Choobineh F. Wind energy to compressed air conversion system to extend wind turbine power generation capabilities[J]. US Provisional Patent Application, 2015(62): 272.
- [176] Cheng J. Configuration and Optimization of a Novel Compressed-Air-Assisted Wind Energy Conversion System[D]. USA: University of Nebraska-Lincoln, 2016.
- [177] 杨兴华. 压缩空气储能用涡旋式压缩/膨胀复合机的性能研究[博士学位论文]. 广州: 华南理工大学, 2014.
- [178] Chen X, McElroy M B, Kang C. Integrated energy systems for higher wind penetration in china: formulation, implementation, and impacts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33 (2): 1309–1319.
- [179] Zhang N, Lu X, McElroy M B, et al. Reducing curtailment of wind electricity in china by employing electric boilers for heat and pumped hydro for energy storage[J]. Applied Energy, 2016, 184: 987–994.
- [180] Chen X, Zhang H, Xu Z, et al. Impacts of fleet types and charging modes for electric vehicles on emissions under different penetrations of wind power[J]. Nature Energy, 2018, 3: 413.
- [181] Lahdelma R, Hakonen H. An efficient linear programming algorithm for combined heat and power production[J]. European Journal of Operational Research, 2003, 148(1): 141–151.
- [182] 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.
- [183] Carrión M, Arroyo J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371–1378.

致 谢

时光荏苒，即将完成博士求学生涯，踏入人生新征程。感谢近五年来在清华园共同见证与改变我成长轨迹的老师与同窗好友，正因你们的一路相伴，探索未知世界的征程不再孤单。感谢过去二十五载人生中遇到的所有人，没有你们持续或间断的刺激与激励，人生将缺失“柳暗花明”与“山重水复”。

感谢导师梅生伟教授，五年来的点滴成长离不开恩师的谆谆教导。从第一次进入您办公室时的忐忑，到漫步西湖与畅游香山的轻松，折射的是您的亲和；从越青海—北京的远程共同通宵改项目材料，到跨美—德的深夜通话商讨论文修改，凸显的是您的敬业；从《工程博弈论》书稿的反复修订，到博士开题与博士论文的频繁改动，反射的是您的严谨；从完成励磁项目时的称赞与奖励，到犯下错误时的批评与引导，透露的是您的英明；从畅述青海各县名称与马家军历史，到以苏堤桥命名孩子与巧引马哲开导学生，彰显您的博学与幽默。您教会了学生“严谨”之“术”与“诚恳”之“道”，我将时刻品味所学，并回馈于我的“学生”。

感谢陈来军副教授，博士工作的按时完成离不开陈老师的悉心指导。自 16 年 10 月起，陈老师指导我开展博士课题，从开题、小论文撰写及工作实施，以及博士论文框架制定、论文撰写、修改等方面，陈老师倾注了大量心血。正是与陈老师的不断交流与讨论，论文的条理才更加清晰，高度才逐渐凸显。陈老师教会了我“迭代”与“效率”的重要性，我将仗此二剑勇闯天涯。

感谢刘锋副教授，五年来科研迷茫之时总能见到刘老师的身影。大四首次 Skype 时，刘老师将强化学习算法的收敛性及稳定性与微分系统解的存在性及唯一性建立联系，启发我从统一的视角看待各领域；遇到学术研究瓶颈时刘老师总能够提供一针见血的思路，让我渐具科研嗅觉及逻辑性。刘老师启迪我“批判性”与“前瞻性”思维，带我进入强化学习之门，成为我事业的起点。

感谢魏韻副教授，博士生涯对优化有所了解离不开魏老师的指引。自 16 年相识伊始的半年多时间里，从早晨 6 点多打电话叫我起床，到一起早晨与午餐，魏老师让我拥有了良好的作息与生活习惯；从走路、就餐等场合传授优化知识，到及时分享领域前沿文献，魏老师逐步升级着我的优化“段位”。魏老师让我明白兼具“深度”与“广度”的重要性，我将努力锻造自己的杀手锏。

感谢薛小代博士，薛老师启蒙我进入压缩空气储能领域。从工程热力学原理的悉心讲解，到仿真软件的步步演示，薛老师给了我在空气储能领域耕耘的密钥；从为“飞机回收项目”准备技术报告，到“压缩空气储能”系列项目相关材料准备

过程中通宵达旦的相伴，薛老师改变了我对待工程项目的态度。薛老师让我深谙“理论”与“工程”结合的魅力。

感谢课题组的卢强院士、沈沉教授、张雪敏副教授、陈颖副教授、黄少伟博士、李轶文老师、张通博士、张学林老师、勾楠鑫老师等在读博期间的指导与帮助。感谢郭文涛博士在强化学习方面的指导，感谢刘斌博士、王程博士、梁易乐博士、王召健博士、陈玥同学等在优化算法上的帮助，感谢宋炎侃博士在 HPC 方面的帮助，感谢潘燕菲博士与郑宽博士在电力系统稳定与无功补偿方面的交流，感谢安之博士在风机机械结构方面的启发。

感谢阿贡实验室王剑辉博士，没有在阿贡 40 余天的海外学习经历，我将很难迅速适应哈佛生活。感谢芝加哥访学期间陈来军老师及潘艳菲师姐在生活上的帮助。感谢哈佛大学黎娜博士带我进入 HPC 领域并提供超算资源，从办公室黑板推导公式，到时常几小时的讨论让我倍感珍惜；黎老师对待科研项目的严格及学术论文的严谨态度，对我变革科研风格及筛选课题影响深远。

感谢陈晓弢师兄在压缩空气储能研究上的帮助，以及在我多次危机时给予的帮助。感谢唐可翩在学习上的帮助以及科研思路方面带来的诸多启迪。感谢张蔚琦、李广阔、李至骜、刘彬卉、白珈于、郭中杰等同学在压缩空气储能领域的思维碰撞，感谢在清华科技园的帮助与陪伴。感谢 3-211 实验室所有同学们的帮助！感谢舍友朴冠宇五年来的帮助以及对我生活习惯的宽容！感谢学校财务与宿舍管理系统的 bug，让我有机会在拖欠学费时依然能“自由”进出宿舍楼！

感谢东南大学胡秦然副教授，得益于胡博士在哈佛的帮助，我才能有效融入哈佛。感谢内布拉斯林肯大学程捷博士、哈佛大学 Michael B. McElroy 教授、胡秦然博士、陈新宇博士、吕家君同学在灵活风机研究方面给予的帮助。感谢 DTU 吴秋伟博士，哈佛大学屈冠南、陈欣、李莹莹，麻省理工学院梅杰等同学在潮流加速算法研究过程中的启发以及在波士顿期间的帮助。

感谢中国电力科学研究院夏潮主任与广州擎天实业有限公司解见伟工程师等，在电科院源-网-荷仿真实验室调试 NR-PSS 的两个多月里，从控制律硬件实现、参数调试到锡盟电网半物理试验等的顺利开展离不开二位的帮助。感谢郑少明博士的助阵，让我按时高质量完成了所有试验。

感谢华北电力大学苑东伟老师，“李瑞，你留下”时常成为本科班会的谢幕语，班会后苑老师引导我注重学习方法与学习节奏；“学会享受生活”逐渐成为博士期间与苑老师交流后的新谢幕词，苑老师启发我珍惜生活，品位人生。感谢高亚静博士，因风电功率预测及人工智能系统与高老师结识开始，高老师邀我协助开展负荷预测课程改革，指导我课题研究，帮我争取了清华博士的推荐信。我深谙没

有苑老师与高老师在学习及生活上的帮助，我将难以拿到清华园入场券。

感谢刘志波、刘栋、周兵、王雪峰、张申前等昔日同窗一直以来对我学习上的帮助，以及在我多次对生活失去希望之时给予的帮助，让我坚持走到了现在，青春年华虽已渐渐逝去，但曾经的欢声笑语弥久甘醇！感谢梁浩、姜中洋、程华新、杜赫、黄馗、黑阳、白耀亮等同学对我的帮助。这一路有你们的陪伴，真好！

感谢我的爷爷，爷爷在八十四高龄时依然用稳健的正步为我书写了“正直”；当我在异国他乡思念家人时，那句“自古忠孝难两全”道出了爷爷的非凡境界。感谢我的奶奶，您的幽默风趣与朴素风格是我的榜样，您用默默无闻谱写了真爱无价；盼您早日战胜病魔，我将推着轮椅带您重访我们曾经走过的路。爷爷奶奶目睹了我二十五载的成长，我邀您们继续见证我的未来人生。

感谢我的父亲，您教会了我“严厉”与“孝顺”二词，我抽烟时您毫不留情的体罚让我纠正了恶习；您身体力行，用自己独特的方式书写着对爷爷奶奶的爱；面对人生的物是人非，您总能沉着应对，教我如何应对人生得失。感谢我的四叔，您敏锐的商业嗅觉与严苛的态度，教会我如何把握时机；您的冒险精神与对家人的爱永远是我的榜样。感谢我的其他叔伯与姨婶对我们大家庭的辛勤付出。

感谢我的姐姐李燕与李玲、妹妹李娜与纪雨欣等，感谢你们教会我“分享”与“团结”，感谢你们对家人给予的殷切照顾并成为快乐的永动机，那句“梦想的路上还有我们呢”，让我多次潸然泪下，坚信自己时刻拥有一个守护心灵的温馨港湾。感谢赵林桂阿姨帮我分担人生忧愁，感谢胡海青阿姨在阿贡交流期间及博士最后一年半对我的帮助与支持。两位阿姨在我迷茫时开导我，在我犯错时让我鼓起勇气承担责任。

感谢我的母亲，我最亲爱的王春英老师，感谢您在我人生的前十六年不辞劳苦的教诲与呕心沥血的付出。您的“李母五迁”，让我懂得了关注子女教育的深远意义；您的“言传身教”，让我永驻坦诚与正直之心。感谢您见证与镌刻我的前十六年人生，这十六载记忆中蕴藏着丰富的宝藏，我将在余生悉心开采与品读属于你我的独家记忆。与君匆匆别离已十载有余，每每思之，心如刀割！

感谢过去二十五载生命征程中遇到的所有人，感谢你们为我人生添加的斑斓色彩。人生冒险的征程若缺少你们的参与与见证，此刻的我将在哪里？又怎会有这篇博士论文！我将学到的这些智慧与经验镌刻于脑海，将这些独家记忆藏于心中，扬帆远航，奔赴下一段冒险之旅！Hope our paths cross again!

本论文承蒙国家自然科学基金创新研究群体科学基金项目(51621065)、国家自然科学基金智能电网联合基金项目(U17666203)、国家自然科学基金项目(51377092、51807101)和国家留学基金资助，在此一并感谢！

声 明

本人郑重声明：所呈交的学位论文，是本人在导师指导下，独立进行研究工作所取得的成果。尽我所知，除文中已经注明引用的内容外，本学位论文的研究成果不包含任何他人享有著作权的内容。对本论文所涉及的研究工作做出贡献的其他个人和集体，均已在文中以明确方式标明。

签 名： _____ 日 期： _____

附录 A 储气库壁面温度求解方法

A.1 热传导方程的空间离散化

由一阶连续微分的中心差分近似法，可得

$$\frac{\partial T_{rs}}{\partial r} \Big|_{r_i} = \frac{T_{rs}(r_i + \Delta r) - T_{rs}(r_i - \Delta r)}{2\Delta r} + O(\Delta r^2) = \frac{T_{rs,i+1} - T_{rs,i-1}}{2\Delta r} + O(\Delta r^2) \quad (\text{A-1})$$

由二阶连续微分的中心差分近似法，可得

$$\frac{\partial^2 T_{rs}}{\partial r^2} \Big|_{r_i} = \frac{T_{rs}(r_i + \Delta r) - 2T_{rs}(r_i) + T_{rs}(r_i - \Delta r)}{(\Delta r)^2} + O(\Delta r^2) = \frac{T_{rs,i+1} - 2T_{rs,i} + T_{rs,i-1}}{(\Delta r)^2} + O(\Delta r^2) \quad (\text{A-2})$$

从而，忽略近似截断误差可得，一维热传导方程的空间离散化表示形式为

$$\frac{\partial T_{rs}}{\partial t} \Big|_{r_i} = r_{rs} \left[\frac{T_{rs,i+1} - 2T_{rs,i} + T_{rs,i-1}}{(\Delta r)^2} + \frac{1}{r_i} \frac{T_{rs,i+1} - T_{rs,i-1}}{2\Delta r} \right] \quad (\text{A-3})$$

A.2 离散化热传导方程的求解

定义傅里叶数为 $\hat{r}_{rs} = r_{rs}/(\Delta r)^2$ ，无量纲位置参数 $g_i = \Delta r/2r_i$ ，对应的离散空间域为 $[r_1, r_2, \dots, r_i, \dots, r_n]$ ，则热传导方程 (A-3) 可表示为^[75]

$$\frac{\partial T_{rs}}{\partial t} \Big|_{r_i} = \hat{r}_{rs} [T_{rs,i+1}(g_i + 1) - 2T_{rs,i} + T_{rs,i-1}(1 - g_i)] \quad (\text{A-4})$$

由图 2.8 可知，边界点满足^[75,126]：

$$\frac{\partial T_{rs}}{\partial t} \Big|_{r_1} = \hat{r}_{rs} [T_{rs,2}(g_1 + 1) - 2T_{rs,1} + T_{rs,0}(1 - g_1)] \quad (\text{A-5a})$$

$$\frac{\partial T_{rs}}{\partial t} \Big|_{r_n} = \hat{r}_{rs} [T_{rs,n+1}(g_n + 1) - 2T_{rs,n} + T_{rs,n-1}(1 - g_n)] \quad (\text{A-5b})$$

其中， $T_{rs,0}$ 与 $T_{rs,n+1}$ 为边界条件。

为便于求解分析，可将一维热传导方程的空间离散化形式表示为矩阵形式^[75]，

$$\frac{d\mathbf{T}_{rs}}{dt} = \hat{r}_{rs} [\mathbf{M} \cdot \mathbf{T}_{rs} + \mathbf{P}] \quad (\text{A-6})$$

其中, $\mathbf{T}_{rs} = [T_{rs}(r_1, t), \dots, T_{rs}(r_n, t)]^T = [T_{rs,1}(t), \dots, T_{rs,n}(t)]^T$.

为确定矩阵 \mathbf{M} 和矩阵 \mathbf{P} 的元素, 需进一步分析空气侧洞穴壁与盐丘侧洞穴壁的边界条件。定义毕奥数 (Biot-number) $Bi^+ = \frac{\alpha_{a,w}\Delta r}{r_{rs}}$, $\alpha_{a,w}$ 表示从空气到洞穴壁的传热系数, 则有^[75,126]

$$T_{sc,a,k} Bi^+ = T_{rs,0,k} \left(\frac{Bi^+}{2} + 1 \right) + T_{rs,1,k} \left(\frac{Bi^+}{2} - 1 \right) \quad (\text{A-7})$$

从而有

$$T_{rs,0} = T_{rs,0,k} = \frac{T_{sc,a,k}}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} + T_{rs,1,k} \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} \right) \quad (\text{A-8})$$

由此, 边界点 1 的边界条件可写为

$$\left. \frac{\partial T_{rs}}{\partial t} \right|_{r_1} = \hat{r}_{rs} \left[T_{rs,2}(g_1 + 1) + T_{sc,a} \frac{(1 - g_1)}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} + T_{rs,1} \left((1 - g_1) \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} \right) - 2 \right) \right] \quad (\text{A-9})$$

边界点 n 所需的边界温度可设为环境温度, 即 $T_{rs,n+1} = T_{env}$, 从而可得矩阵 \mathbf{M} 和矩阵 \mathbf{P} 分别满足^[75,126]:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} M_{11} & g_1 + 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 1 - g_2 & -2 & g_2 + 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 - g_3 & -2 & g_3 + 1 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & -2 & g_{n-2} + 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 - g_{n-1} & -2 & g_{n-1} + 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 - g_n & -2 \end{bmatrix} \quad (\text{A-10a})$$

$$\mathbf{P} = \left[T_{sc,a} \frac{(1-g_1)}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} \quad 0 \quad \cdots \quad 0 \quad T_{env} (1 + g_n) \right] \quad (\text{A-10b})$$

其中, $M_{11} = (1 - g_1) \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} \right) - 2$ 。进一步, 通过求解一维热传导方程的空间离散化方程组, 可获取洞穴壁的温度满足为

$$T_w(t) = \frac{T_{rs,1}(t) + T_{rs,0}(t)}{2} = \frac{T_{sc,a}}{2 \left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} + T_{rs,1} \left(1 - \frac{1}{\left(\frac{1}{Bi^+} + \frac{1}{2} \right)} \right) \quad (\text{A-11})$$

附录 B AA-CAES 能量枢纽市场竞标算例设置

B.1 算例与负荷及价格曲线对应关系

表 B.1 算例与负荷及价格曲线对应关系

场景	电负荷	热负荷	电价	燃气价格
BEN	冬	冬	El-RT	Gas-BEN
El-TOU	冬	冬	El-TOU	Gas-BEN
El-PV	冬	冬	El-PV	Gas-BEN
El-Ex	冬	冬	El-Ex	Gas-BEN
Spring	春	春	El-RT	Gas-BEN
Summer	夏	夏	El-RT	Gas-BEN
Gas-Ex	冬	冬	El-RT	Gas-Ex
Gas-PV	冬	冬	El-RT	Gas-PV

B.2 能量枢纽市场力检验结果

表 B.2 能量枢纽市场力检验 (\$)

场景	PDN 成本	Gas 成本	PDN 收入	DHN 收入	利润
MP-GasLim	314.96	564.95	951.66	394.68	466.44
MP-TBPos	401.61	416.41	872.68	396.37	451.02
MP-RtCap	863.39	9.77	916.74	393.79	439.94

附录 C 内嵌 AA-CAES 的灵活风机性能灵敏度分析

C.1 几类典型的灵活风机参数

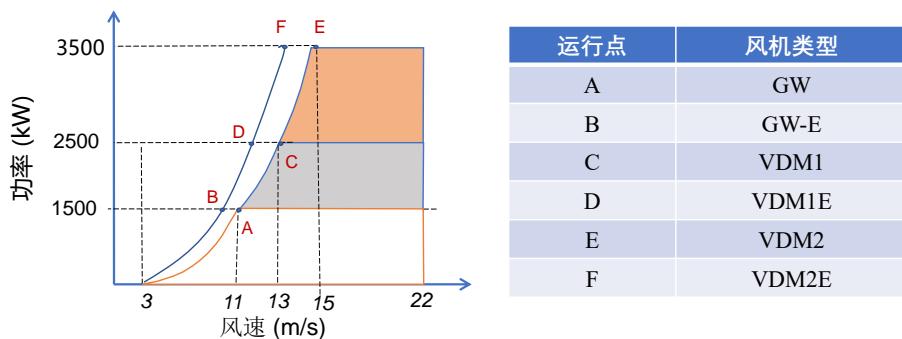


图 C.1 典型的传统风机及内嵌 AA-CAES 的灵活风机（额定电功率 1.5MW）

C.2 风机性能及灵敏度分析

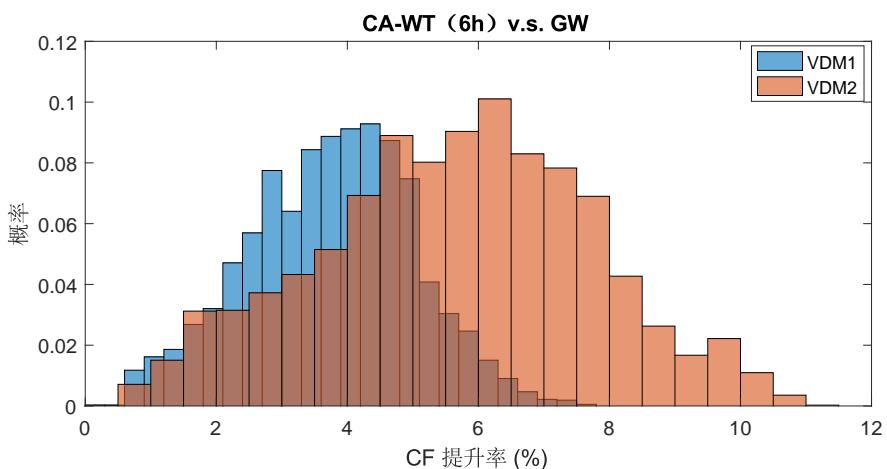


图 C.2 6h 储能容量下压缩/膨胀机性能对比

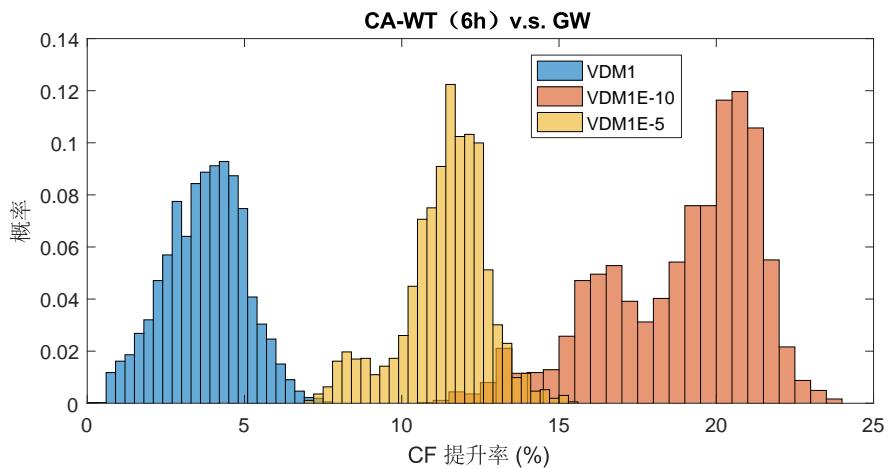


图 C.3 6h 储能容量及 VDM1 方案下不同叶片尺寸性能对比

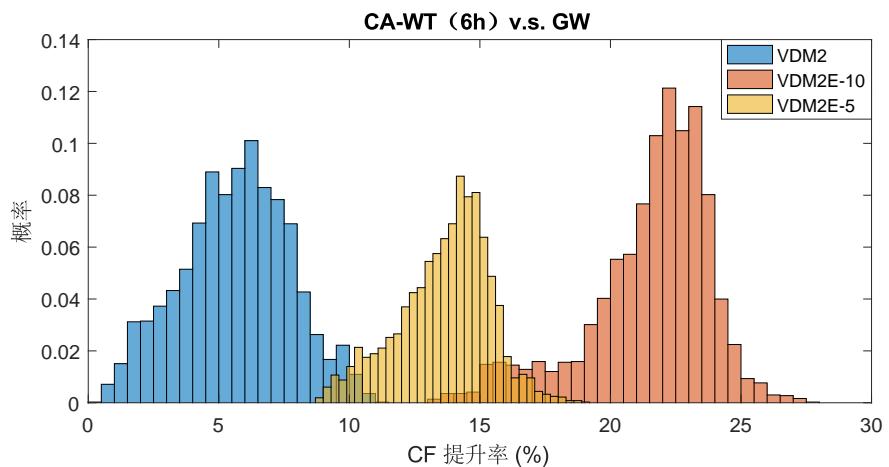


图 C.4 6h 储能容量及 VDM2 方案下不同叶片尺寸性能对比

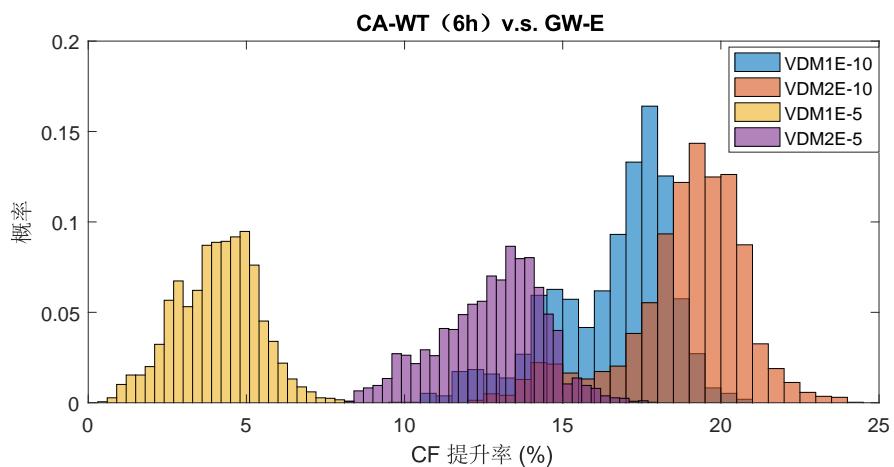


图 C.5 6h 储能容量下叶片尺寸扩展的传统风机与灵活风机风机性能对比

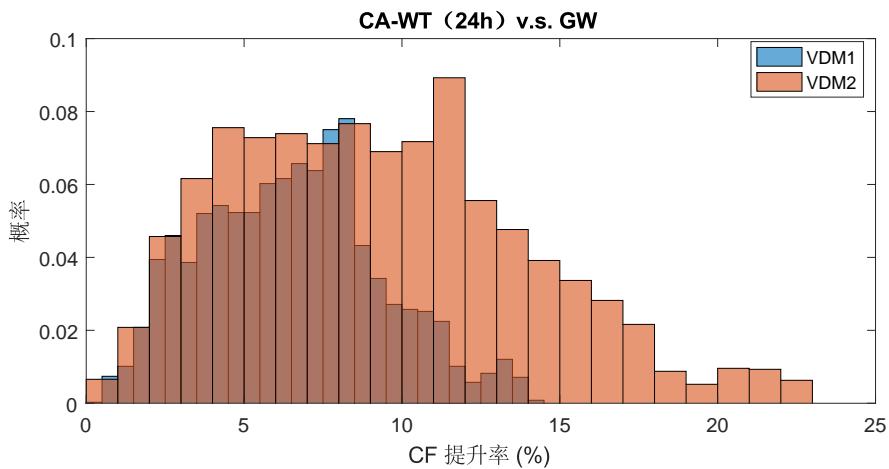


图 C.6 24h 储能容量下压缩/膨胀机性能对比

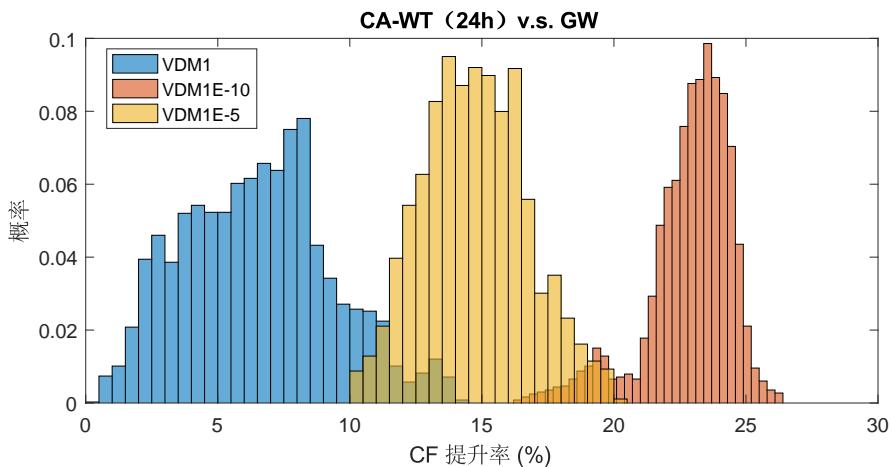


图 C.7 24h 储能容量及 VDM1 方案下不同叶片尺寸性能对比

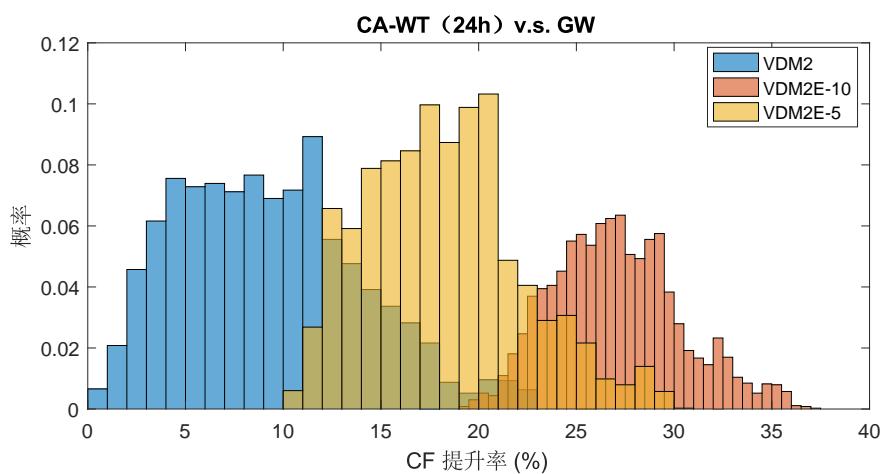


图 C.8 24h 储能容量及 VDM2 方案下不同叶片尺寸性能对比

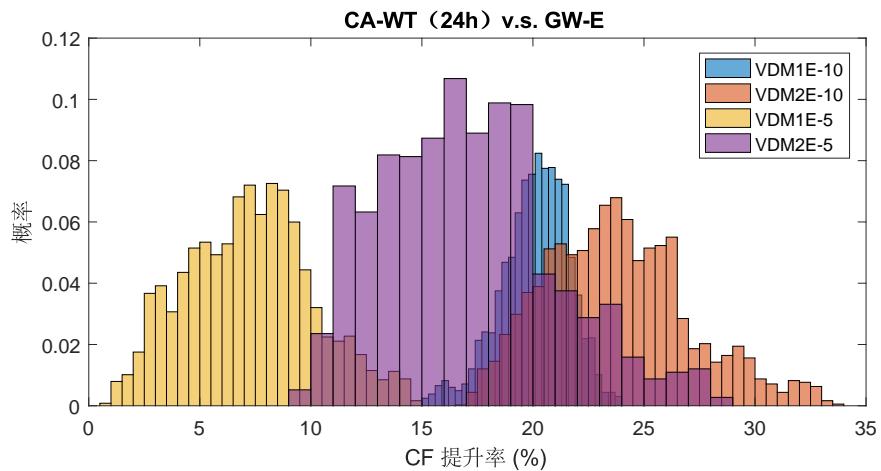


图 C.9 24h 储能容量下叶片尺寸扩展的传统风机与灵活风机风机性能对比

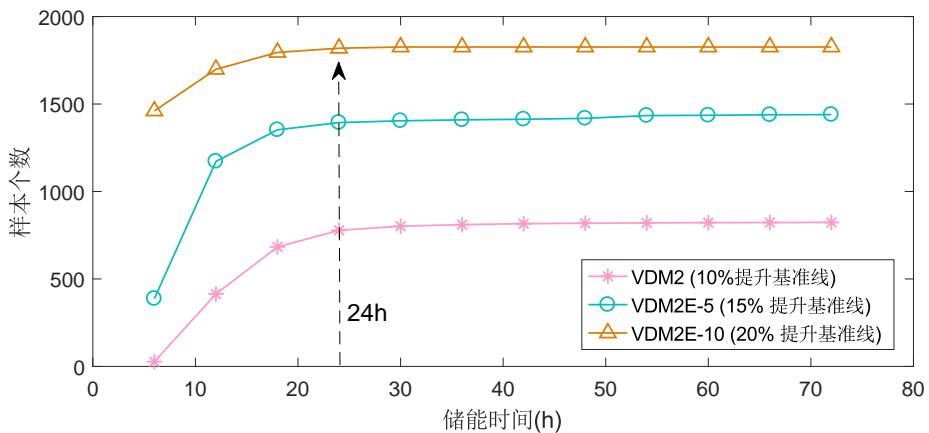


图 C.10 灵活风机性能与储能容量的灵敏度

更为详细的灵敏度分析及相关数据，可参考本附录的（部分）开源代码，详见 <https://github.com/AIRicky/Compressed-Air-Assisted-Wind-Turbine/tree/AIRicky-Sensitivity>.

附录 D 含风电的电力系统调度模型及附加结果

D.1 CHP 建模及灵活性约束

为聚焦于分析灵活风机在降低系统弃风水平、增强系统灵活性方面的优势，本节假定区域内供热需求均由 CHP 满足，系统无电热泵、储热等装置。CHP 的供热与供电特性相互耦合，可由热电联合运行可行域描述。CHP 的热电可行域主要有凸可行域与非凸可行域两种，如图 D.1 所示。

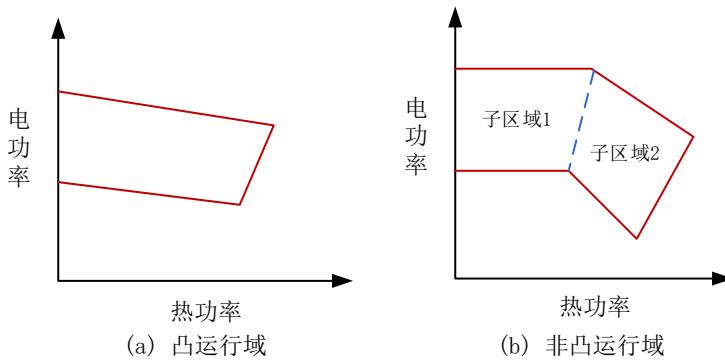


图 D.1 CHP 的典型凸与非凸热电可行域

对于满足凸性的 CHP 热电可行域，其供热与供电功率及成本可表示为极点的凸组合^[178,181,182]，即

$$p_{i,t}^c = \sum_{k=1}^M \alpha_{i,t}^k x_i^k, q_{i,t}^c = \sum_{k=1}^M \alpha_{i,t}^k y_i^k, C_{i,t}^c = \sum_{k=1}^M \alpha_{i,t}^k c_i^k, \forall i, t \quad (\text{D-1})$$

其中， (x_i^k, y_i^k, c_i^k) 为极点 k 对应的电功率、热功率及运行成本， $\alpha_{i,t}^k$ 为各极点线性组合系数，满足 $\sum_{k=1}^M \alpha_{i,t}^k = I_{i,t}^{c(1)}$ 。对于不满足凸性的 CHP 热电可行域，可将区域划分为几个凸区域，进而针对每个区域采用类型凸性的方法 (D-1) 进行建模。如图 D.1(b) 所示，假定非凸热电可行域可分为两个凸区域，则 CHP 的供热与供电功率满足：

$$p_{i,t}^c = \sum_{k=1}^{M_1} \alpha_{i,t}^k x_{i1}^k + \sum_{k=1}^{M_2} \beta_{i,t}^k x_{i2}^k, q_{i,t}^c = \sum_{k=1}^{M_1} \alpha_{i,t}^k y_{i1}^k + \sum_{k=1}^{M_2} \beta_{i,t}^k y_{i2}^k, \forall i, t \quad (\text{D-2})$$

其中, $(\alpha_{i,t}^k, \beta_{i,t}^k)$ 为各个凸子区域的系数, 并满足:

$$\sum_{k=1}^{M_1} \alpha_{i,t}^k = I_{i,t}^{c(1)}, \sum_{k=1}^{M_2} \beta_{i,t}^k = I_{i,t}^{c(2)}, \forall i, t \quad (\text{D-3})$$

其中, $(I_{i,t}^{c(1)}, I_{i,t}^{c(2)})$ 为表征机组运行状态的 0-1 量; $I_{i,t}^{c(1)} = 1$ 表示 CHP 运行于凸区域 1, $I_{i,t}^{c(2)} = 1$ 表示 CHP 机组运行于凸区域 2。

令 $I_{i,t}^c$ 为表征 CHP 机组运行状态的布尔量, 其满足:

$$0 \leq I_{i,t}^c = I_{i,t}^{c(1)} + I_{i,t}^{c(2)} \leq 1, \forall i, t \quad (\text{D-4})$$

CHP 的燃料成本由供热功率以及电功率共同决定, 其值可由热电可行域中各极点成本的凸组合表示, 即

$$C_{i,t}^c = \sum_{k=1}^{M_i} \alpha_{i,t}^k c_{i,1}^k + \sum_{k=1}^{M_i} \beta_{i,t}^k c_{i,2}^k, \forall i, t \quad (\text{D-5})$$

CHP 机组的启动成本约束可描述为

$$S_{i,t}^c \geq \lambda_i (I_{i,t}^c - I_{i,t-1}^c), \forall i, t \quad (\text{D-6})$$

其中, λ_i 为 CHP 机组 i 的启动成本。

CHP 机组的爬坡约束可建模为^[178,182,183]

$$p_{i,t}^c - p_{i,t-1}^c \leq R_i^u I_{i,t-1}^c + S_i^u (I_{i,t}^c - I_{i,t-1}^c) + \bar{P}_i^c (1 - I_{i,t}^c), \forall i, t \quad (\text{D-7a})$$

$$p_{i,t}^c - p_{i,t-1}^c \geq -(R_i^d I_{i,t}^c + S_i^d (I_{i,t-1}^c - I_{i,t}^c)), \forall i, t \quad (\text{D-7b})$$

其中, R_i^d 与 R_i^u 分别为向上爬坡与向下爬坡限制; S_i^d 与 S_i^u 分别为启动或停机爬坡限制, \bar{P}_i^c 为 CHP 机组 i 的最大电功率输出, 满足:^[178]

$$\bar{P}_i^c = \max(x_i^k), k = 1, \dots, M, \forall i \quad (\text{D-8a})$$

$$P_{i,t}^c \leq \bar{P}_i^c I_{i,t+1}^c + S_i^d (I_{i,t}^c - I_{i,t+1}^c), \forall i, t \quad (\text{D-8b})$$

CHP 机组 i 的最小运行时间约束可建模为^[178,183]

$$\sum_{t=1}^{G_i} (1 - I_{i,t}^c) = 0, \forall i, t \quad (\text{D-9a})$$

$$\sum_{v=t}^{t+T_i^{c,U}-1} (I_{i,v}^c) \geq T_i^{c,U} (I_{i,t}^c - I_{i,t-1}^c), \quad t = G_i + 1, \dots, T - T_i^{c,U} + 1, \forall i \quad (\text{D-9b})$$

$$\sum_{v=t}^T (I_{i,v}^c - (I_{i,t}^c - I_{i,t-1}^c)) \geq 0, \quad t = T - T_i^{c,U} + 2, \dots, T, \forall i \quad (\text{D-9c})$$

相应地，最小停机时间约束可建模为^[178,183]

$$\sum_{t=1}^{G_i} I_{i,t}^c = 0, \forall i, t \quad (\text{D-10a})$$

$$\sum_{v=t}^{t+T_i^{c,D}-1} (1 - I_{i,v}^c) \geq T_i^{c,D} (I_{i,t-1}^c - I_{i,t}^c), \quad t = G_i + 1, \dots, T - T_i^{c,D} + 1, \forall i \quad (\text{D-10b})$$

$$\sum_{v=t}^T (1 - I_{i,v}^c - (I_{i,t-1}^c - I_{i,t}^c)) \geq 0, \quad t = T - T_i^{c,D} + 2, \dots, T, \forall i \quad (\text{D-10c})$$

其中， $T_i^{c,U}$ 与 $T_i^{c,D}$ 分别表示 CHP 机组 i 的最小运行时间与最小停机时间； G_i^c 为与 CHP 机组 i 的初始运行状态相关的常数，若机组 i 在初始时刻处于启动状态，则 G_i^c 为机组可以停机需要最小的时间间隔；若机组 i 在初始时刻处于停机状态，则 G_i 为机组可以启动需要的最长时间间隔。

D.2 火电机组灵活性约束

火电机组 i 的爬坡约束满足^[178,182,183]：

$$p_{i,t}^e - p_{i,t-1}^e \leq R_i^u I_{i,t-1}^c + S_i^u (I_{i,t}^e - I_{i,t-1}^e) + \bar{A}_i (1 - I_{i,t}^e), \forall i, t \quad (\text{D-11a})$$

$$p_{i,t}^e - p_{i,t-1}^e \geq -(R_i^d I_{i,t}^e + S_i^d (I_{i,t-1}^e - I_{i,t}^e)), \forall i, t \quad (\text{D-11b})$$

$$p_{i,t}^e \leq \bar{A}_i I_{i,t+1}^e + S_i^d (I_{i,t}^e - I_{i,t+1}^e), \forall i, t \quad (\text{D-11c})$$

其中， R_i^d 与 R_i^u 分别为机组 i 的向上与向下爬坡限制，其它变量说明可参见正文第 5.4.2 节。

火电机组的最小运行时间约束可建模为^[182,183]

$$\sum_{t=1}^{G_i} (1 - I_{i,t}^e) = 0, \forall i, t \quad (\text{D-12a})$$

$$\sum_{v=t}^{t+T_i^{e,U}-1} (I_{i,v}^e) \geq T_i^{e,U} (I_{i,t}^e - I_{i,t-1}^e), \quad t = G_i^e + 1, \dots, T - T_i^{e,U} + 1, \forall i \quad (\text{D-12b})$$

$$\sum_{v=t}^T (I_{i,v}^e - (I_{i,t}^e - I_{i,t-1}^e)) \geq 0, \quad t = T - T_i^{e,U} + 2, \dots, T, \forall i \quad (\text{D-12c})$$

相应地，最小停机时间约束可建模为^[182,183]

$$\sum_{t=1}^{G_i} I_{i,t}^e = 0, \forall i, t \quad (\text{D-13a})$$

$$\sum_{v=t}^{t+T_i^{e,D}-1} (1 - I_{i,v}^c) \geq T_i^{e,D} (I_{i,t-1}^e - I_{i,t}^e), \quad t = G_i^e + 1, \dots, T - T_i^{e,D} + 1, \forall i \quad (\text{D-13b})$$

$$\sum_{v=t}^T (1 - I_{i,v}^c - (I_{i,t-1}^e - I_{i,t}^e)) \geq 0, \quad t = T - T_i^{e,D} + 2, \dots, T, \forall i \quad (\text{D-13c})$$

其中， $T_i^{e,U}$ 与 $T_i^{e,D}$ 分别表示机组 i 的最小运行时间与最小停机时间； G_i^e 为允许机组启停状态变化的时间间隔。

D.3 典型 CHP 机组参数

正文第 5.4 节含风电的电力系统调度算例中使用的典型 CHP 机组的运行可行域极点参数如表 D.1 及表 D.2 所示，数据整理自文献 [180] 附录材料。

表 D.1 典型 CHP 热电可行域参数

极点	CHP-1 热功率	CHP-1 电功率	CHP-2 热功率	CHP-2 电功率
#1	0	170 MW	0	180 MW
#2	59.48 MW	147 MW	361.39 MW	235 MW
#3	106.67 MW	186 MW	361.39 MW	240 MW
#4	59.48 MW	200 MW	0	300 MW
#5	0	200 MW	0	300 MW
#6	0	200 MW	0	300 MW

表 D.2 典型 CHP 热电可行域参数 (续)

极点	CHP-3 热功率	CHP-3 电功率	CHP-4 热功率	CHP-4 电功率
#1	0	154 MW	0	155 MW
#2	45.45 MW	130 MW	181.94 MW	155 MW
#3	100 MW	173 MW	181.94 MW	193 MW
#4	100 MW	190 MW	49.17 MW	220 MW
#5	45.45 MW	210 MW	0	220 MW
#6	0	210 MW	0	220 MW

D.4 不同风电装机容量下电量平衡对比图

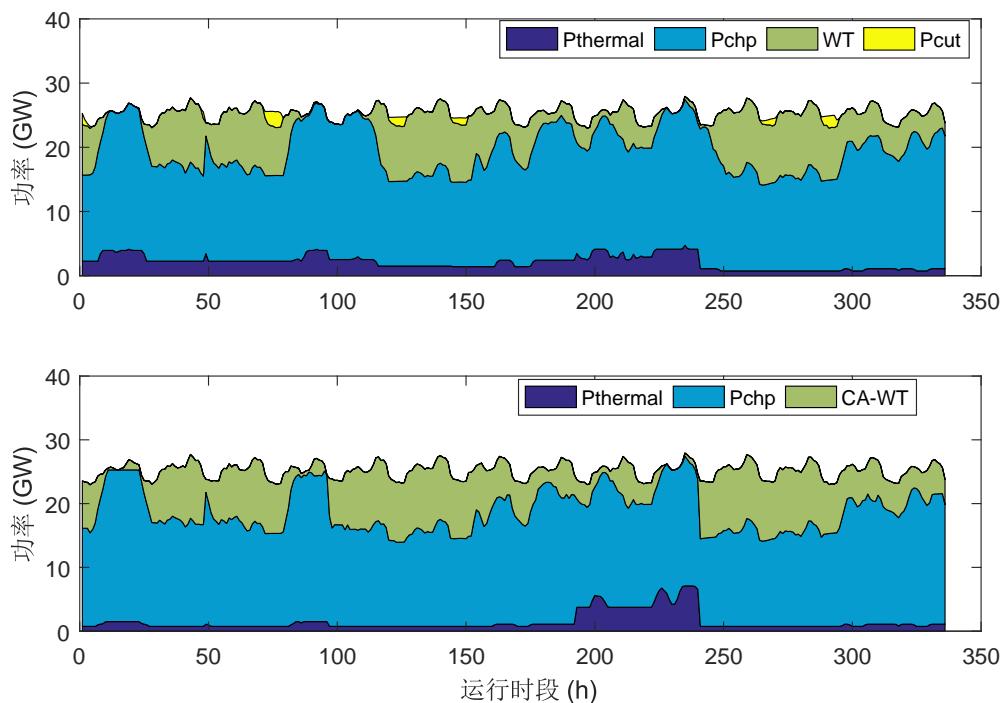


图 D.2 10GW 传统风机与灵活风机电量平衡图

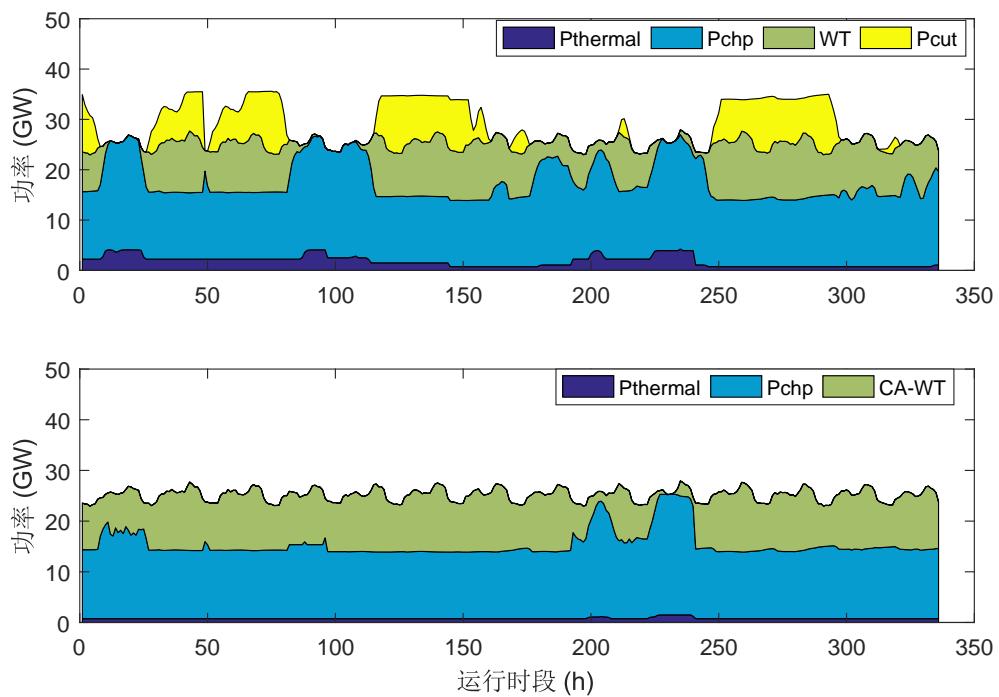


图 D.3 20GW 传统风机与灵活风机电量平衡图

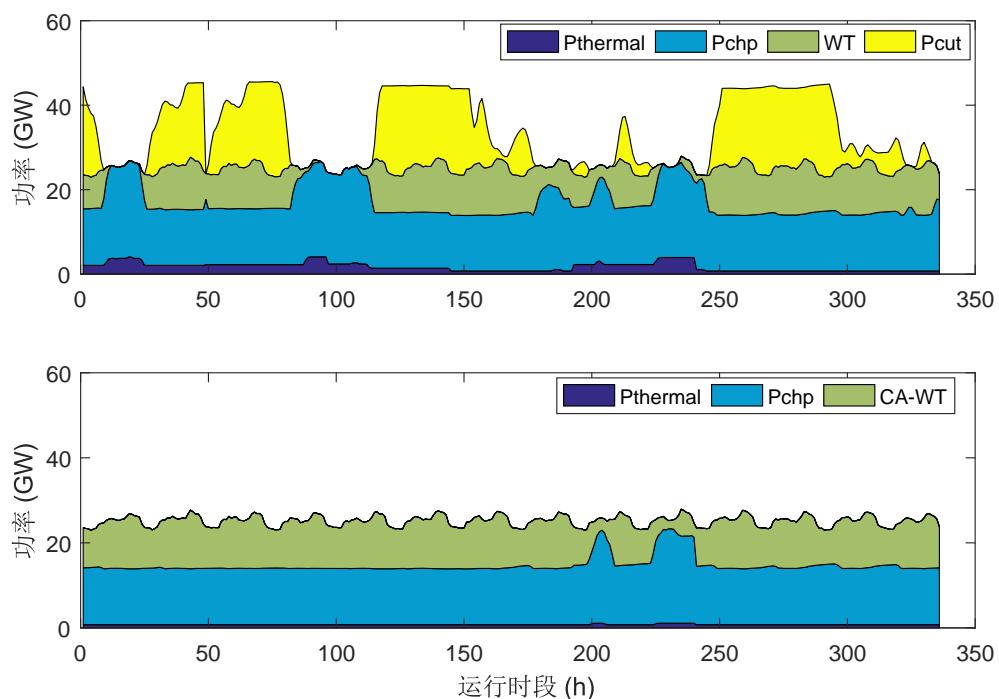


图 D.4 30GW 传统风机与灵活风机电量平衡图

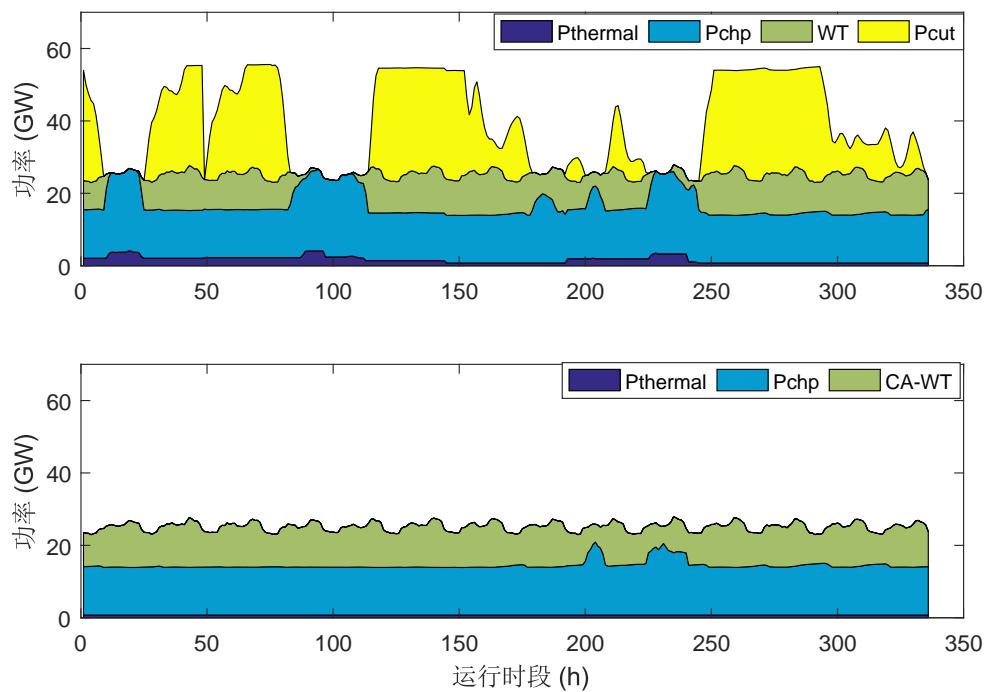


图 D.5 40GW 传统风机与灵活风机电量平衡图

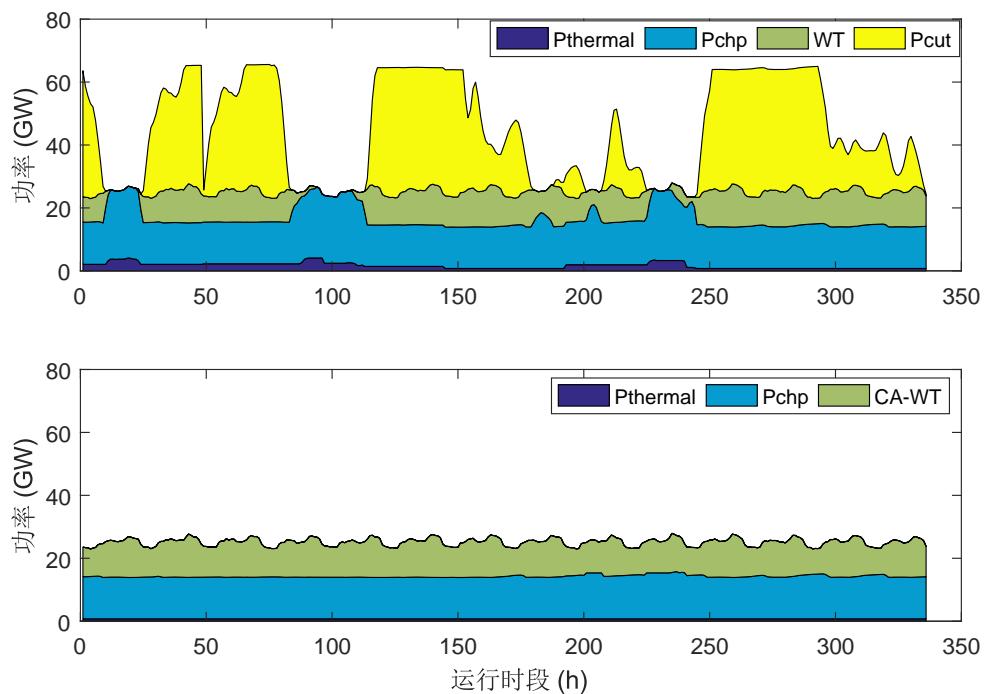


图 D.6 50GW 传统风机与灵活风机电量平衡图

附录 E 美国典型电力市场 2017 年电价曲线

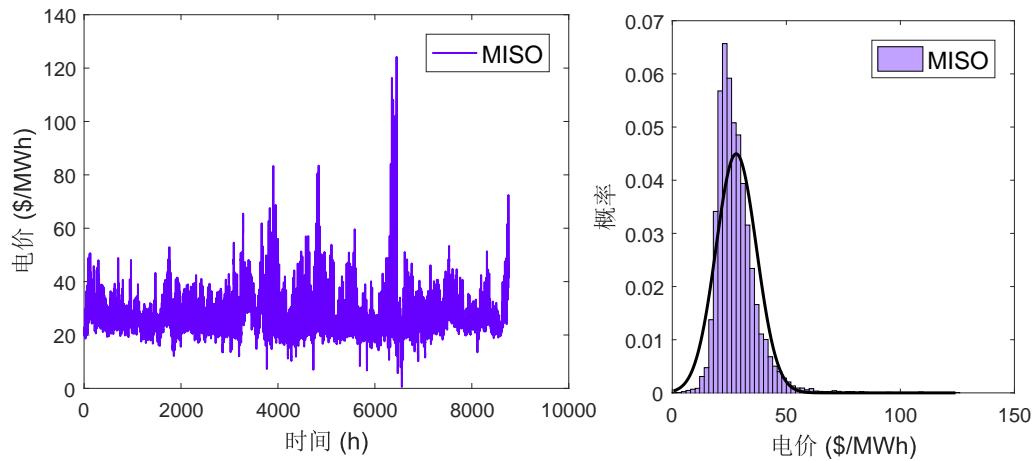


图 E.1 MISO 电力市场电价 (2017 年)

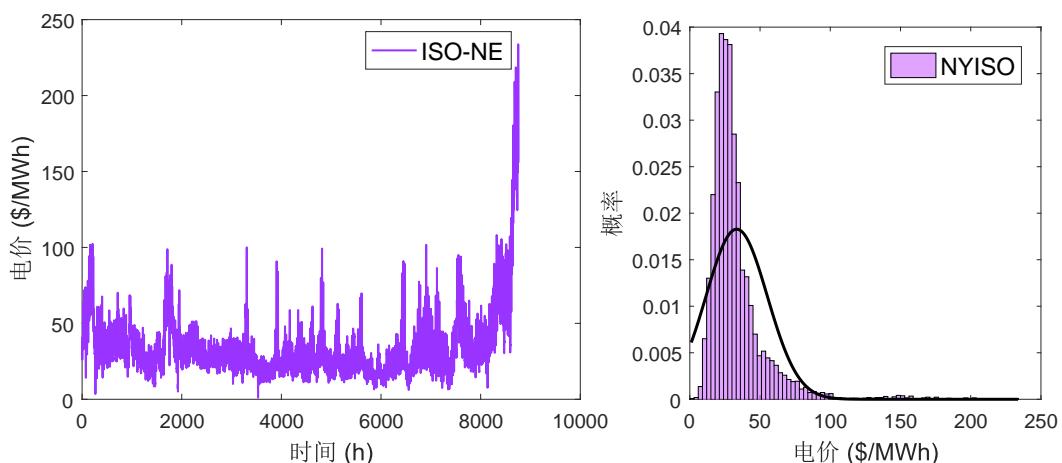


图 E.2 ISO-NE 电力市场电价 (2017 年)

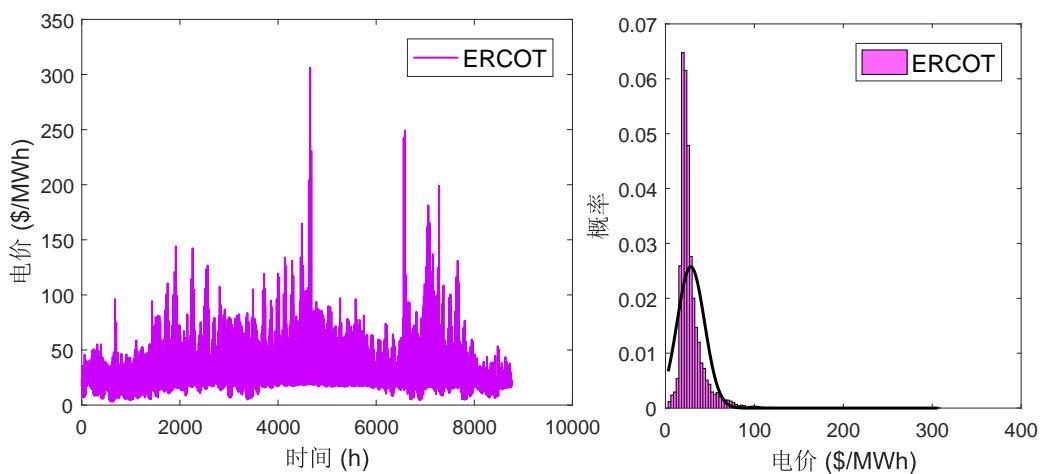


图 E.3 ERCOT 电力市场电价 (2017 年)

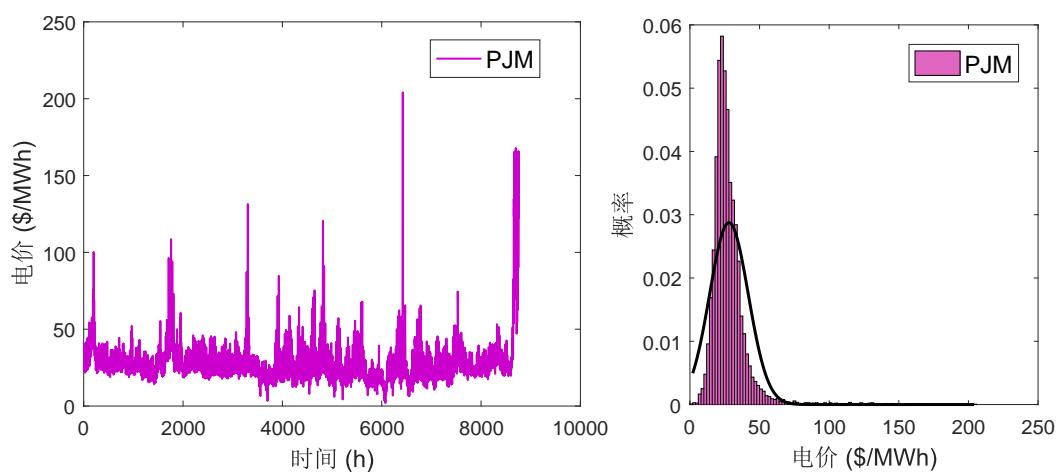


图 E.4 PJM 电力市场电价 (2017 年)

个人简历、在学期间发表的学术论文与研究成果

个人简历

1993 年 7 月 2 日出生于青海省海东市民和县。

2010 年 9 月考入华北电力大学（保定）电力工程系电力系统自动化专业，2014 年 7 月本科毕业并获得工学学士学位。

2014 年 9 月免试进入清华大学电机工程与应用电子技术系攻读电气工程专业博士学位至今。

2016 年 11 月至 2017 年 1 月在美国阿贡国家实验室联合培养，合作导师为王剑辉博士。2017 年 9 月至 2018 年 9 月获留学基金委项目资助赴美国哈佛大学工程与应用学院联合培养，合作导师为黎娜教授。

发表的学术论文

- [1] **Li Rui**, Wei Wei, Mei Shengwei*, Hu Qinran, Wu Qiuwei. Participation of an Energy Hub in Electricity and Heat Distribution Markets: An MPEC Approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018. (已录用, SCI 源刊.)
- [2] Mei Shengwei, **Li Rui**, Xue Xiaodai, et al. Paving the Way to Smart Micro Energy Grid: Concepts, Design Principles, and Engineering Practices. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2017, 3(4):440-449. (SCI 收录, 检索号: FS0ZX.)
- [3] **Li Rui**, Chen Laijun*, Yuan Tiejiang, Li Chunlai. Optimal Dispatch of Zero-Carbon Emission Micro Energy Internet Integrated with Non-Supplementary Fired Compressed Air Energy Storage System. *Journal of Modern Power System and Clean Energy*, 2016, 4(4):566 – 580. (SCI 收录, 检索号: EB2YP. 获 2017 年 MPCE Most Cited Paper Award.)
- [4] **Li Rui**, Chen Laijun, Zhao Bo, Wei Wei*, Liu Feng, Xue Xiaodai, Mei Shengwei, Yuan Tiejiang. Economic Dispatch of Integrated Heat-power Energy Distribution System with Concentrating Solar Power Energy Hub. *Journal of Energy Engineering*, 2017, 143 (5):1-11. (SCI 收录, 检索号: FQ5KJ.)
- [5] 李瑞, 陈来军, 梅生伟 *, 韩月峰, 薛小代. 先进绝热压缩空气储能宽工况运行特性建模及风电协同运行分析. *电力系统自动化*, 2019, 43(11):25-33. (EI 源刊.)
- [6] 李瑞, 陈来军, 梅生伟 *, 薛小代. 先进绝热压缩空气储能电站主从博弈

- 竞标策略. 控制理论与应用, 2018, 35(5): 662-667. (EI 收录, 检索号: 20183805835311.)
- [7] 梅生伟, 李瑞 *, 陈来军, 薛小代. 先进绝热压缩空气储能技术研究进展及展望. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2893-2907. (EI 收录, 检索号: 20183505748202.)
- [8] 梅生伟 *, 李瑞, 黄少伟, 魏韡, 张雪敏, 卢强. 多能互补网络建模及动态演化机理初探. 全球能源互联网, 2018, 1(01):10-22.
- [9] 梅生伟 *, 李瑞. 智慧微能源网及工程实践. 中国人工智能学会通讯, 2016, 6 (10):1-5.
- [10] Cheng Jie, Li Rui*, F. Fred Choobineh, Hu Qinran, Mei Shengwei. Dispatchable Generation of a Novel Compressed-Air Assisted Wind Turbine and Its Operation Mechanism. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018. (已录用, SCI 源刊.)
- [11] 梅生伟 *, 公茂琼, 秦国良, 田芳, 薛小代, 李瑞. 基于盐穴储气的先进绝热压缩空气储能技术及应用前景. 电网技术, 2017, 41(10): 3392-3399. (EI 收录, 检索号: 20174804477577.)

其他研究成果

- [1] Guo Wentao*, Liu Feng, Si Jennie, Mei Shengwei, Li Rui. Error Bound Analysis of Policy Iteration Based Approximate Dynamic Programming for Deterministic Discrete-time Nonlinear Systems. 2015 International Joint Conference on Neural Networks. (EI 收录, 检索号: 20155201718557.)
- [2] 梅生伟, 薛小代, 陈来军, 卢强, 李瑞, 陈晓弢. 一种非补燃式压缩空气储能系统: 中国, CN107299891A. (中国专利公开号)
- [3] 梅生伟, 薛小代, 陈来军, 卢强, 陈晓弢, 李瑞. 一种光热复合式非补燃压缩空气发电系统: 中国, CN106499599A. (中国专利公开号)
- [4] 梅生伟, 魏韡, 李瑞, 刘锋, 陈来军. 一种面向多能源交易的能量枢纽竞标方法及系统: 中国, CN107862586A. (中国专利公开号)
- [5] 梅生伟, 魏韡, 李瑞, 刘锋, 陈来军. 一种多能源网络的低碳化调度方法及系统: 中国, CN107862419A. (中国专利公开号)
- [6] 梅生伟, 陈来军, 全生明, 范越, 李春来, 杨立滨, 李瑞. 一种面向低碳电力系统的鲁棒经济调度确定方法及系统: 中国, CN108197763A. (中国专利公开号)

攻读博士学位期间参与项目情况

- [1] 2014 年 9 月-2015 年 11 月, 先进控制理论在电力系统的应用研究——大型发电机组非线性鲁棒励磁控制器, 国家电网重大科技专项子课题, 第一学生完成

人.

- [2] 2014 年 9 月-2017 年 11 月, 基于近似动态规划附加结构的电力系统自趋优控制理论及方法研究, 国家自然科学基金, 主要学生参与人.
- [3] 2015 年 3 月-2017 年 6 月, A two-step Method for Recylcing Composite Carbon Fiber Material Using Solar-Thermal Energy, The Boeing Company, 主要学生完成人.
- [4] 2016 年 9 月-2017 年 9 月, 中国西部柴达木飞机回收中心项目建议书 (I 期、II 期), 青海省海西州政府, 第一学生完成人.
- [5] 2016 年 9 月-2017 年 9 月, 压缩空气储能发电系统并网应用关键技术研究, 安徽电网公司, 第一学生完成人.
- [6] 2016 年 9 月-2017 年 9 月, 华能集团太阳能发电产业发展方向研究, 中国华能集团, 第一学生完成人.
- [7] 2017 年 3 月-2018 年 12 月, 基于光热复合的冷热电多能联供压缩储能系统研究, 青海省自然科学基金, 主要学生完成人.
- [8] 2018 年 1 月-至今, 多能网络模型及动态演化机理研究, 国家自然科学基金, 主要学生参与人.
- [9] 2018 年 9 月-至今, 面向能源集成的压缩空气储能系统建模与优化研究, 国家自然科学基金, 主要学生参与人.