DOI: 10.19666/j.rlfd.202601077

# 兼顾电压质量及供用储动态平衡双重约束的新能源供暖系统优化调度研究

刘广林[1]，杨毅[1]，于浩然[2]，姜安宇[3]，陈晓璐[3]，陆强[4]，龚钢军[2]，张兵[4]
（1. 华北电力大学能源动力与机械工程学院，北京 102206；
2. 华北电力大学电气与电子工程学院，北京 102206；3. 华北电力大学新能源学院，北京 102206；
4. 华北电力大学新能源发电国家工程研究中心，北京 102206；）

[摘　　要]【目的】风光电源出力的不确定性与供暖需求随温度的波动性导致供用能匹配困难与供电可靠性下降，成为制约清洁能源供暖发展的关键瓶颈。为提高清洁供暖的经济性与可行性，本文提出一种融合绿电直供安全约束与供用储协同动态规划的新能源供暖系统优化调度方法。【方法】首先，以电压偏差为约束，通过时序潮流模拟确定不同供暖场景下储能电池的小时级充放电方案、容量配置及风光出力预测值；在此基础上，基于清洁供暖系统绿电消纳策略构建适应多场景的电热综合能源系统，将配网仿真结果作为边界条件，以运行与环保成本最小为目标求解经济优化调度模型。【结果】算例验证了所提时序仿真与经济调度相融合的协同供暖优化模型的可行性与有效性。针对渗透率达 134%的高比例新能源系统，在电网结构与能流方向既定条件下，实现了电化学储能配置优化与热电设备精细化协同运行，提出风光电站装机容量 10.88%~43.52%的多场景储能配置方案及运行策略，最终形成基于不稳定电源的安全稳定供暖策略。【结论】该方法能够有效抑制电压越限、减小电压波动，并通过“风光-电供暖-热电联储”组合替代传统热电联产机组，显著提升可再生能源消纳能力、电压稳定控制水平及系统经济环保运行性能。

[关　键　词]电压质量；电热综合能源系统；新能源供暖；热电联储；储能策略

[引用本文格式]（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电，年，卷(期)：起始页码-终止页码.　作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation，年，卷(期)：起始页码-终止页码.

# Optimal scheduling of new energy heating systems considering voltage quality and supply-demand-storage dynamic balance constraints

Liu Guanglin[1], Yang Yi[1], Yu Haoran[2], Jiang Anyu[3], Chen Xiaolu[3], Lu Qiang[4], Gong Gangjun[2], Zhang Bing[4]
(1. School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
3. School of New Energy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
4. National Engineering Research Center of New Energy Power Generation, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** [Objective] Inner Mongolia is actively promoting the development of clean energy heating to achieve environmentally friendly and sustainable winter heating goals. However, the uncertainty of wind and solar power output, coupled with fluctuations in heating demand driven by temperature variations, leads to supply-demand mismatches and challenges in power supply reliability and security. These issues have become critical bottlenecks restricting the development of clean energy heating. To enhance the economic viability and feasibility of clean

收 稿 日 期：2026-01-27　修 回 日 期：2026-03-05　接 受 日 期：2026-03-17　网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：新型油气勘探开发国家科技重大专项“油气田生产系统再造技术与装备”研究项目(2025ZD1406700)资助
Supported by: the National Science and Technology Major Project for New Oil and Gas Exploration and Development (2025ZD1406700)
第一作者简介：刘广林（1982），男，博士，高级工程师，主要研究方向为新能源发电系统构建及优化，liu0513@ncepu.edu.cn。
通信作者简介：陆强（1982），男，博士，教授，主要研究方向为生物质等固体燃料的高效热转化与烟气污染物治理等，qlu@ncepu.edu.cn；龚钢军（1974），男，博士，教授，主要研究方向为能源电力信息安全，gong@ncepu.edu.cn；张兵（1976），女，博士，教授，主要研究方向为综合能源系统规划与运行调控，zhangb@ncepu.edu.cn。

heating, this paper proposes an optimal dispatch method for a new energy heating system that integrates green power direct supply security constraints with the collaborative dynamic planning of supply, usage, and storage. [Methods] First, the K-means clustering method is employed to consolidate historical data from the heating season in Inner Mongolia into four typical energy supply and demand scenarios, with the optimal number of clusters determined comprehensively using the elbow method and the Davies-Bouldin index. Second, constrained by voltage deviation, time-series power flow simulations are conducted to determine the hourly charging/discharging schemes for energy storage batteries, capacity configurations, and forecasted wind and PV output values under different scenarios. On this basis, leveraging the green power consumption strategy of the clean heating system, a multi-scenario integrated electricity and heat energy system is constructed. Electric boilers are selected as the core equipment for electro-thermal conversion, primarily powered by supporting wind and PV stations, with gas boilers configured as a backup heat source. Finally, using the distribution network simulation results as boundary conditions, an economic optimization dispatch model is solved, aiming to minimize operational and environmental costs. [Results] A case study validates the feasibility and effectiveness of the proposed collaborative heating optimization model, which integrates time-series simulation with economic dispatch. For a high-proportion new energy system with a penetration rate of 134%, and under the established grid structure and energy flow direction, the model achieves optimized electrochemical energy storage configuration and refined collaborative operation of electro-thermal equipment. A multi-scenario energy storage configuration scheme and operation strategy are proposed, with storage capacity accounting for 10.88% to 43.52% of the installed capacity of the wind and PV stations. Ultimately, a safe and stable heating strategy based on an unstable power supply is formulated. [Conclusion] The proposed method can effectively suppress voltage violations, reduce voltage fluctuations, and replace traditional CHP units with a combination of "wind power/photovoltaics, electric heating, and electro-thermal hybrid storage." This significantly enhances renewable energy consumption capacity, voltage stability control, and the system's economic and environmentally friendly operational performance.

**Key words:** voltage quality; integrated electricity and heat energy system; new energy heating; thermoelectric cooperative energy storage; energy storage strategy

“双碳”背景下，以风、光新能源电力为中心，耦合热、冷等多能流的新型能源架构是新型电力系统形态的重要形式。在我国北方集中供热地区，基于富余清洁电力驱动大型电锅炉/热泵的电气化供热模式[1]正加速替代传统化石能源。电-热综合能源系统（integrated electricity and heat energy system，IEHES）通过深度协同支撑清洁供热转型，有望成为“双碳”下新型能源系统的重要供热模式。

综合能源系统能源深度耦合的运行模式使“源随荷动”向“源荷互动”转变,这给电力系统的运行带来了新要求与新问题。特别是高比例可再生能源并网的间歇性与波动性易引发电网安全稳定运行风险，含风光的有源配电网潮流反向现象易引发电压控制问题，成为清洁能源限产的原因之一[2]。在以电力为核心的综合能源系统中，电力网络故障会连锁导致其他异质能源网络供能障碍[3]，因此提升多能耦合系统可靠性至关重要。此外，我国以燃煤热电联产、燃煤与燃气锅炉为主的热力供应模式[4]，存在固有热电耦合特性制约系统灵活调节能力的缺陷[5]，严重制约新能源消纳，加剧供暖季调峰压力。为解决上述问题，已有众多学者针对高新能源渗透率电力系统供能可靠性和消纳能力，及高效灵活供热模式展开研究。

研究表明，风光出力具有显著不确定性，其并网威胁电力系统安全稳定运行。当渗透率超过 20%时，中压电网普遍出现电压越限问题[6]。为抑制功率倒送与电压越限，常见措施包括有功功率缩减或无功功率支撑[7]，其中配储等有功控制比无功补偿更有效的调节线路中的电压，同时起到了连续供电的作用[8]。如文献[9]提出电池储能与有载调压开关的协同控制策略，用于确保配电网馈线沿线电压幅值维持在允许范围内。因此，储能技术是提高风光消纳比例与电力系统可靠性的有效手段。

为应对供热需求增长与新能源规模化发展，亟需开发先进的供暖技术与模式以提升系统供热能力。文献[10]指出热泵与电锅炉在提升系统供暖能力与运行灵活性方面潜力显著。文献[11]提出电热泵与高背压热电联产的联合供热方式。同时，配置热储能可增强系统调控能力，电热混合储能可有效减少综合成本[12]，体现电供暖设备与混合储能的协同模式更适应新型电力系统的发展需求。

综上所述，现有研究多聚焦于储能单侧调控或 IEHES 孤立优化，而未能充分解决新能源供暖系统中电网安全与供暖经济性的协同难题。为此，本文提出基于电压约束的精细化储能配置与运行方法，将仿真结果作为优化模型的约束条件，有效预测系

统运行边界，从而缓解可靠性与经济性之间的冲突。围绕新能源灵活供暖系统架构，本研究针对性考虑内蒙古地区极端最低气温超过热泵正常工作温度情况，选用电锅炉作为热电转换核心设备，配套风光电站作为主供电源，并设置燃气锅炉提供备用保障。最终，构建了包含波动性清洁电源、稳定的含污染排放热源和灵活性储能资源构成的实际供暖系统优化调度模型，通过以“风光-电供暖-热电联储”组合替代传统热电联产机组，显著促进可再生能源消纳、电压稳定控制与系统经济环保运行。

## 1 多约束下经济性运行优化架构

本文以内蒙古某地区供热负荷动态特性为研究对象，开展供暖场景数量聚类缩减、电网安全导向的电储能功率容量时序性约束、系统低碳经济调度规划三个方面研究。典型场景的小时级数据作为时序潮流仿真的输入，仿真结果进一步作为优化算法的输入，以此推演特定区域供暖季的设备运行策略，整体优化调度方法实施流程如图 1 所示。

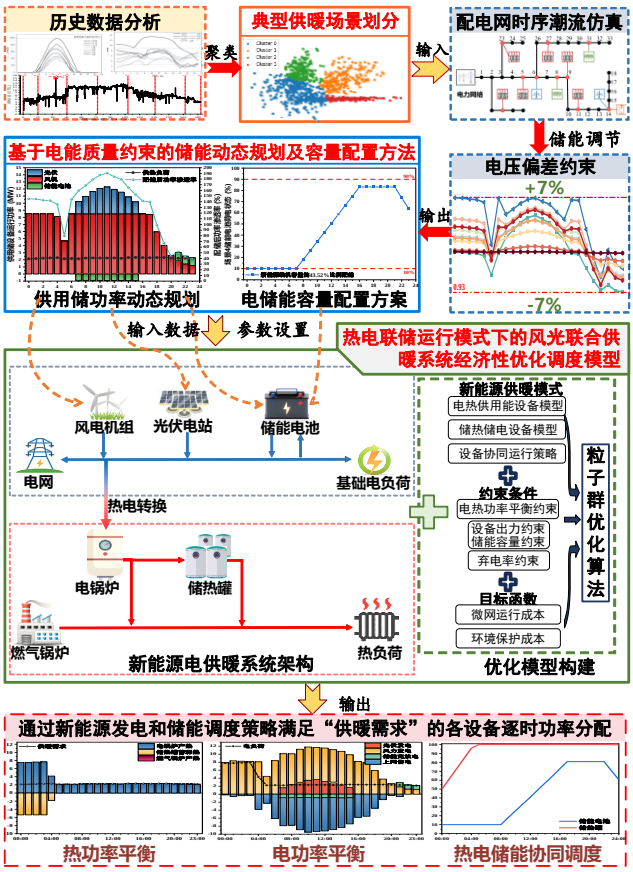



图 1 双层约束下的运行优化架构

**Fig.1 Operational optimization framework under dual constraints**

鉴于供暖热负荷为严寒地区冬季民生基本需求，研究采用双层优化结构：上层以配电网安全为核心约束，考虑电压偏差限制储能行为，动态优化电池小时级充放电功率限值和配储容量，并以风光出力仿真预测值为上限、弃电率为下限约束新能源发电；下层在确定的储能策略与风光出力区间内，以热平衡为强约束，供用储实时功率匹配为前提，在实现供热保障和经济环保成本最小化。

## 2 源荷双侧波动的典型供暖场景划分

供暖季数据长达 183 天，用户热负荷在不同月份呈现差异化特征，但日内波动趋势存在相似性，若将所有时序数据直接用于建模，将导致场景规模过大、求解效率下降，且极端低概率场景的引入可能使调度结果过于保守。场景削减旨在保留原始数据特征的前提下，将大规模、强波动性的源-荷初始场景集压缩为少量具有代表性的典型场景。风光出力与供热负荷均具有显著时序周期性，采用典型场景集刻画其变化规律，对评估风光消纳能力、优化电源与储能规划及提升调度效益具有重要意义。目前相关研究通过对负荷特性进行聚类分析并引入新能源消纳模拟，结果表明采用最优聚类数能够更真实地反映系统新能源消纳能力[13]。因此，本节采用 K-means 聚类方法对供暖季历史数据进行场景削减，所用数据集如图 2 所示。

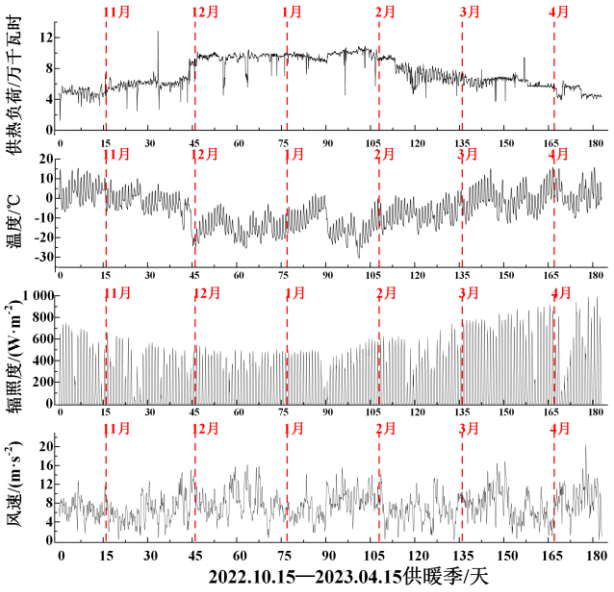



图 2 供暖季负荷、环境温度、辐照度、风速的变化趋势

**Fig.2 Trends of heating season load, ambient temperature, solar irradiance, and wind speed**

本文所用数据包括两部分：一是内蒙古某地区 2022 年 10 月 15 日至 2023 年 4 月 15 日供暖季热负

荷逐小时实测数据，该地区集中供暖建筑面积约264.79万平方米；二是从NASA POWER数据库获取的辐照度、风速和环境温度3个关键影响参数[14-15]，以纬度40.89° N、经度112.57° E为数据获取点。上述数据构成聚类与仿真的输入数据集。

据图2分析可知，该地区供暖需求变化呈单峰特征，最高负荷为最低的10.28倍；太阳辐照度与供暖需求呈反向变化趋势，环境温度最高为15.85℃，低于光伏额定功率运行所需条件；供暖季风资源丰富。基于上述数据进行场景聚类，表1根据聚类结果（图3）总结了典型供暖场景特征。

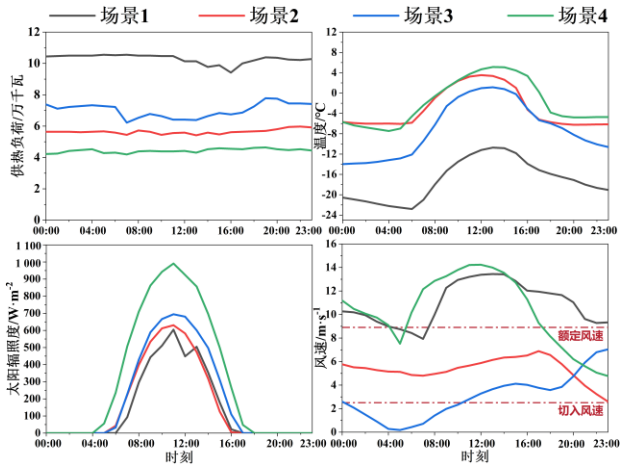



图3 场景划分结果

**Fig.3 Results of scenario classification**

表1 典型场景特征

**Tab.1 Characteristics of typical scenarios**

| 场景 | 样本天数/日 | 场景特征 |
|---|---|---|
| 场景1 | 41 | 极低温（最低值近-23℃）下供暖需求峰值，风电满发充裕，但光伏发电能力最差。 |
| 场景2 | 46 | 昼夜温差最小，供暖负荷降至峰值一半，风光机组未满发且出力波动大。 |
| 场景3 | 43 | 供暖需求高但新能源发电出力严重受限。 |
| 场景4 | 53 | 处于气温回暖阶段，风力和光伏机组发电出力达到最优，然而供暖负荷降至最低。 |

# 3 基于电能质量约束的储能动态规划及容量配置方法

## 3.1 配电网模型构建及评估指标

### 3.1.1 新能源并网引起的电压偏差计算

配电网任意节点电压可通过下式(1)表示：

$$U_p = U_0 - \sum_{j=1}^{N} \frac{R_j \sum_{i=j}^{N} P_i + X_j \sum_{i=j}^{N} Q_i}{U_{j-1}} \tag{1}$$

式中：$U_0$为配电网始端电压；$P_i$和$Q_i$分别为节点$i$接入负荷的有功和无功功率；相邻节点之间线路阻抗为$R_i+jX_i$。

分布式电源（distributed generation，DG）多点接入可在忽略无功情况下推导出下式(2)[16]，表明节点负荷有功功率之和大于光伏并网功率时，各节点电压按照线路分布降低，反之升高。因此光伏出力波动会导致节点电压偏差。

$$\Delta U = \frac{\sum_{n=t}^{N} (P_n - P_{DGn}) R_t}{U_{t-1}} \tag{2}$$

式中：$\Delta U$为接入节点$t$在DG多点接入配电网的情况下的相邻电压差；$P_n$和$P_{DGn}$分别为节点$n$接入负荷与DG的有功功率。

### 3.1.2 热负荷模型与参数设置

以图2所示历史供暖数据为依据，选取2022年12月1日至2023年1月31日期间的最大供热负荷作为供热设备的容量配置依据，将该值按20:1比例缩小，得到模拟热负荷5.22 MW，时序变化的负荷值同样等比例缩小，该规模可代表13.24万平方米供暖面积的供热站。依据下式(3)计算可确定接入配电网的供热设备用电负荷为5.38 MW。

电热锅炉（electric boiler，EB）的模型为：

$$Q_{EB} = \eta_{EB} P_{EB} \tag{3}$$

式中：$Q_{EB}$为电锅炉输出热功率；$P_{EB}$为电锅炉消耗电功率；$\eta_{EB}$为电锅炉的电热转换效率，取值0.97。

### 3.1.3 新能源发电与储能充放电模型建立

风力发电机（wind turbine，WT）的功率特性[17]可由下式表达：

$$P_{WT}(t) = \begin{cases} 0, & v(t) > v_{out} \\ P_{WT,Rated} \dfrac{v(t) - v_{in}}{v_{Rated} - v_{in}}, & v_{in} \le v(t) < v_{Rated} \\ P_{WT,Rated}, & v_{Rated} \le v(t) \le v_{out} \end{cases} \tag{4}$$

式中：$P_{WT}(t)$为t时刻的发电功率；$P_{WT,Rated}(t)$为额定电功率；$v(t)$为t时刻监测到的气流速度，$v_{out}$为切出风速，$v_{in}$为切入风速，$v_{Rated}$为额定风速。风机参数基于金风科技GWH171系列中速永磁机组设置，所选的额定风速为8.9 m/s，切入风速为2.5 m/s。

光伏发电系统（photovoltaic，PV）的有功出力与光照及温度的关系可表达为：

$$P_{PV}(t) = P_f \frac{S_{act}(t)}{S_{stc}} [1 + \alpha (T_{act}(t) - T_{stc})] \tag{5}$$

式中：$P_{PV}(t)$为t时刻的发电功率；$P_f$为光伏组件额定功率；$S_{act}(t)$为t时刻的太阳辐照度，$S_{stc}$为辐照度

额定值；$\alpha$为功率温度系数；$T_{act}(t)$为光伏板 t 时刻的实际温度，$T_{stc}$为额定温度。光伏组件参数设置采用隆基的 LR5-72HTH-600M 型号组件。

储能电池（battery energy storage system，BESS）充电和放电运行模型设计参考文献[18]。

3.1.4 风光储消纳模式下的配电网模型构建及评估

以 IEEE33 节点配电网[19]参数和以上数学模型为基础，借助 MATLAB/Simulink 软件搭建包含风机、光伏和储能模块的配电网仿真模型。典型场景的时序风速、辐照度及供热设备用电负荷作为输入数据，模拟配储前后的多场景并网点电压变化。采用功率渗透率（power penetration，PP）为评估标准，表达式参考文献[20]。

计入储能电池后的时序功率渗透率表达式为：

$$\lambda_{PP}(t)=\begin{cases}max\left\{\dfrac{P_{DG}(t)+P_{BESS}(t)}{P_{load}(t)}\right\}\times 100\%, P_{load}\neq 0\\ 0, P_{load}(t)=0\end{cases} \tag{6}$$

式中：$\lambda_{PP}(t)$为 t 时刻配储后功率渗透率值；$P_{DG}(t)$、$P_{load}(t)$、$P_{BESS}(t)$为别为该区域某一时刻所有 DG 发电功率、负荷值与储能电池运行功率。

### 3.2 仿真过程中储能参数限制

各场景储能电池的容量由仿真结果分析确定。储能系统仿真涉及多变量耦合，即荷电状态（state of charge，SOC）的数值变化受到运行功率、时长与容量等多重因素影响，故增加以下 5 项条件对储能系统模型参数设置进行限制。

1）储能建设场景为发电侧储能，采用常见磷酸铁锂电化学储能电站；依据 GB/T 36547—2024 设置超过 0.5 MW 的储能电站以 6 kV 并网。

2）储能系统的充放电策略基于关键监测节点的电压状态进行调节，监测节点应选择电压稳定性薄弱、易发生越限的位置。

3）储能以消除电压越限为首要控制目标。越限时，充放电功率按满足电压约束的最小值设定；无越限时，则在可用容量范围内调节功率，使电压趋近 1 p.u.，以降低电压偏差。配储后配电网并网节点电压偏差满足 GB/T 12325 规定技术要求，其中 20 kV 及以下三相公共连接点电压偏差不超过标称电压的±7%。

4）为避免深度充放电损害电池寿命并兼顾经济性，采用深充深放模式，将放电深度（depth of discharge，DOD）限制为 80%，运行中 SOC 维持在 10%~90%区间，以实现容量高效利用。

5）规定电化学储能容量按不低于新能源装机容量的 10%进行配置，且要求系统连续储能时长规定为 2 小时。此配置参数同时兼顾了在非强制配储政策实施前投运的储能设施的适用性。

## 4 热电联储运行模式下的风光联合供暖系统经济性优化调度模型

### 4.1 基于新能源供暖模式的系统架构及控制策略

图 4 展示了新能源供暖系统的整体架构，该系统以 1:1:1 的装机比例配置电锅炉、储热罐和燃气锅炉，共同构成稳定热源。其中电锅炉作为热电转换中枢；燃气锅炉为备用热源，其额定功率可满足全部热负荷，运行将产生燃料成本及环境污染排放；储热罐容量能保障连续 8 小时蓄释热，其蓄热过程需依赖电锅炉。基于该系统架构提出热电储能协同的风光联合供热系统控制策略：

1）在风光发电功率能够满足热负荷需求的场景下，系统采用电能存储优先策略。盈余清洁电力首先由储能电池消纳，剩余部分经电锅炉转化为热能存储于储热罐；若经过两级存储后仍有盈余，则在符合并网条件下上网售电。

2）当风光发电功率不足以支撑热负荷需求时，实施热能释放优先策略。优先以可用风光出力直接供给热负荷，缺额由储热罐释热优先调度补充。若热能释放后仍存在供热缺口，则由储能电池放电驱动电锅炉产生热能以满足供暖需求。若依旧无法满足热负荷，则启动燃气锅炉提供供热保障。

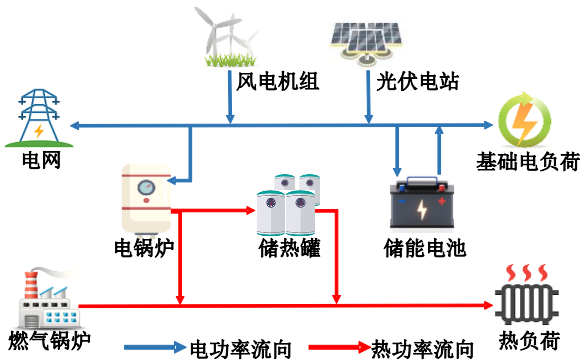



图 4 新能源供暖系统架构

**Fig.4 Framework of the new energy heating system**

### 4.2 目标函数

优化目标为运行成本与环境保护成本最小。

4.2.1 设备运维成本

$$f_1=\sum_{t=1}^{T}C_{grid}(t)+C_{BESS}(t)+C_{wasted}(t)+C_{HS}(t)+C_{GB}(t)+C_{EB}(t) \tag{7}$$

$$\begin{cases} C_{grid}(t)=C_{sell}(t) \\ C_{sell}(t)=c_{sell}P_{sell}(t) \\ C_{BESS}(t)=c_{BESSom}P_{BESS}(t) \\ C_{wasted}(t)=c_{wasted}P_{wasted}(t) \\ C_{HS}(t)=c_{HSom}Q_{HS}(t) \\ C_{GB}(t)=c_{GBom}Q_{GB}(t)+c_{gas}F_{\mathrm{GB}}(t) \\ C_{EB}(t)=c_{EBom}P_{EB}(t) \end{cases} \tag{8}$$

式中：$f_1$ 为设备总运维成本；$C_{grid}(t)$、$C_{BESS}(t)$、$C_{wasted}(t)$分别为 $t$ 时刻供暖系统余电上网的总盈利、储能电池运维总成本、弃风弃光惩罚总成本；$C_{HS}(t)$、$C_{GB}(t)$、$C_{EB}(t)$分别为 $t$ 时刻储热罐运维总成本、燃气锅炉总运行成本及电锅炉运维总成本；$c_{sell}$、$c_{BESSom}$、$c_{wasted}$、$c_{HSom}$、$c_{GBom}$、$c_{gas}$、$c_{EBom}$ 分别为上网电价、储能电池单位运维成本、单位弃风弃光惩罚成本、储热罐单位运维成本、燃气锅炉单位运维成本、燃气锅炉燃料单价以及电锅炉单位运维成本；$Q_{GB}(t)$为 $t$ 时刻燃气锅炉供热量；$F_{GB}(t)$为 $t$ 时刻燃气锅炉消耗的天然气量；$P_{sell}(t)$为 $t$ 时刻上网售电功率；$P_{wasted}(t)$为 $t$ 时刻的新能源弃用功率。

4.2.2 环境保护成本

$$f_2=\sum_{i=1}^{P}\beta_i\sum_{t=1}^{T}Q_{GB}(t)\alpha_i \tag{9}$$

式中：$f_2$ 为环境保护总成本；$\beta_i$ 为第 $i$ 种污染物治理费用；$\alpha_i$ 为第 $i$ 种污染物的排放系数。

**4.3 约束条件**

1）供需功率平衡约束

电功率平衡表达式为：

$$\begin{aligned} P_{load}(t)&=P_{PV}(t)+P_{WT}(t)+P_{BESSdis}(t)-P_{BESScha}(t)-P_{sell}(t) \\ &=Q_{\mathrm{Heating}}(t)/\eta_{EB}+Q_{H\mathrm{Sin}}(t)/(\eta_{HS}\eta_{EB}) \end{aligned} \tag{10}$$

热功率平衡表达式为：

$$Q_{Heating}(t)+Q_{H\mathrm{Sin}}(t)=Q_{EB}(t)+Q_{HSdis}(t)+Q_{GB}(t) \tag{11}$$

式中：$P_{load}(t)$、$Q_{Heating}(t)$表示 $t$ 时刻电负荷与热负荷；$P_{BESScha}(t)$、$P_{BESSdis}(t)$分别表示 $t$ 时刻电池充放电功率；$Q_{HSin}(t)$、$Q_{HSdis}(t)$表示 $t$ 时刻储热罐蓄释热功率，储热罐的蓄热热量来源为电锅炉；$\eta_{HS}$为储热罐的换热转换效率。

2）发电设备与热电转换设备功率约束

$$\begin{cases} \alpha P_{PVmax}(t)\leqslant P_{PVact}(t)\leqslant P_{PVmax}(t) \\ \alpha P_{WTmax}(t)\leqslant P_{WTact}(t)\leqslant P_{WTmax}(t) \end{cases} \tag{12}$$

$$0\leqslant P_{EB}\leqslant P_{EB\max} \tag{13}$$

式中：$\alpha_{DG}$ 表示新能源电力利用率，取值 0.9，即弃电率 10%；$P_{PVmax}(t)$、$P_{WTmax}(t)$表示 $t$ 时刻光伏、风机的预测功率，即仿真模型输出结果；$P_{PVact}(t)$、$P_{WTact}(t)$表示 $t$ 时刻光伏、风机的实际发电功率；$P_{EBmax}$ 为电锅炉消耗电功率最大值。

3）储能设备约束

储能电池充放电功率及容量约束表达式为：

$$\begin{cases} P_{BESSmin}(t)\leqslant P_{BESS}(t)\leqslant P_{BESSmax}(t) \\ SOC_{BESSmin}\leqslant SOC_{BESS}(t)\leqslant SOC_{BESSmax} \end{cases} \tag{14}$$

式中：$P_{BESSmin}(t)$、$P_{BESSmax}(t)$为 $t$ 时刻电池出力上、下限，其正值表示放电，负值表示充电；$P_{BESS}(t)$为 $t$ 时刻电池实际运行功率；$SOC_{BESSmin}$、$SOC_{BESSmax}$ 为电池容量的上、下限；$SOC_{BESS}(t)$为 $t$ 时刻电池剩余容量。

储热设备功率模型设计参考文献[18]，储热罐蓄释热功率及容量约束表达式为：

$$\begin{cases} Q_{HS\min}\leq Q_{HS}(t)\leq Q_{HS\max} \\ SOC_{HS\min}\leq SOC_{HS}(t)\leq SOC_{HS\max} \end{cases} \tag{15}$$

式中：$Q_{HSmin}$、$Q_{HSmax}$ 为储热罐出力上、下限，为固定值；$Q_{HS}(t)$为 $t$ 时刻储热罐运行功率；$SOC_{HSmin}$、$SOC_{HSmax}$ 为储热罐容量的上下限；$SOC_{HS}(t)$为 $t$ 时刻储热罐剩余容量。

4）保底供暖机组运行约束

燃气锅炉燃烧天然气对外供能，表达式为：

$$Q_{\mathrm{GB}}(t)=F_{\mathrm{GB}}(t)\eta_{\mathrm{GB}}H_{\mathrm{gas}} \tag{16}$$

式中：$Q_{GB}(t)$为 $t$ 时刻燃气锅炉产热量；$F_{GB}(t)$为 $t$ 时刻燃气锅炉消耗的天然气量；$H_{gas}$ 为天然气热值；$\eta_{GB}$ 为天然气的化学能转化为可用热能的效率。

$$\begin{cases} 0\leqslant Q_{GB}\leqslant Q_{GB,MAX} \\ |Q_{GB}(t)-Q_{GB}(t-1)|\leqslant\Delta Q \end{cases} \tag{17}$$

式中：$Q_{GB,MAX}$为燃气锅炉最大输出功率；$\Delta Q$ 为燃气锅炉爬坡功率，优化过程中该参数简化为 $Q_{GB,MAX}$，结果分析将根据该参数大小评估不同场景下燃气锅炉备用功率大小以及冷热备用状态。

**4.4 优化算法**

本文采用改进的粒子群优化算法对模型进行求解，通过对惯性权重与学习因子的自适应调整，并引入变异机制，以克服基本算法易陷入局部最优的缺陷，改进后的算法在运行时间、最优值和平均值多个方面均优于传统粒子群算法[21]。

每个粒子通过位置向量和速度向量进行表征，

设 $X_i$ 表示粒子 $i$ 的位置，$V_i$ 表示粒子 $i$ 的飞行速度矢量；第 $i$ 个粒子的个体最佳位置用 $P_i$ 表示；先前迭代的所有粒子获得的组最佳位置表示为 $P_g$。粒子的速度和位置更新表达式[22]为：

$$V_{id,k+1}=\omega V_{id,k}+c_1r_1(P_{id,k}-X_{id,k})+c_2r_2(P_{gd,k}-X_{gd,k}) \quad (18)$$

$$X_{id,k+1}=X_{id,k}+V_{id,k+1} \quad (19)$$

式中：假定 $D$ 维搜索空间($d=1,2,\ldots,D$)，粒子总数为 $n(i=1,2,\ldots,n)$，当前迭代次数为 $k$；$V_{id}$ 表示粒子速度，$X_{id}$ 表示粒子位置；$\omega$ 为惯性权重，取值一般在 0.1~0.9 之间；$c_1$ 和 $c_2$ 为非负的常数，称为学习因子；$r_1$ 和 $r_2$ 为 0 到 1 区间的随机数。

对惯性权重和学习因子作如下改进[21]：

$$w=w_e+\frac{(w_s-w_e)(T-k)}{T} \quad (20)$$

$$\begin{cases} c_1=c_{1s}+(c_{1e}-c_{1s})\dfrac{k^2}{T^2} \\ c_2=c_{2s}+(c_{2e}-c_{2s})\dfrac{k^2}{T^2} \end{cases} \quad (21)$$

式中：$w_s$ 和 $w_e$ 分别代表算法运行过程中惯性权重因子的起始值和终止值，总迭代次数为 $T$。学习因子 $c_{1s}$、$c_{1e}$ 及 $c_{2s}$、$c_{2e}$ 分别代表 $c_1$ 和 $c_2$ 的初始和终止值，且满足 $c_{1s}>c_{1e}$ 和 $c_{2s}<c_{2e}$。本文取 $w_s$=0.9，$w_e$=0.4，$c_{1s}$=2.5，$c_{1e}$=0.5，$c_{2s}$=0.5，$c_{2e}$=2.5。同时引入随机变异算子增强算法跳出局部最优的能力，对满足变异条件的 $P_{gd}$ 按一定的概率变异，粒子变异方法关键表达式和参数设置参考文献[23]。

### 4.5 模型方案评估方法

通过功率渗透率评估不同模型构建方案电压越限风险，以典型场景配置电储能后电压不越限情况下的最高/最低功率渗透率作为电压越上/下限风险的判据。优化调度模型的 PP 计算中将新能源实际出力与储能调节功率计入发电侧，储热装置及燃气锅炉功率计入负荷侧，超过 PP 值安全阈值则判定存在电压越限隐患。如公式(22)所示，储能电池主要在发电侧进行功率调度，储热罐和燃气锅炉则对用电侧实现动态调节。

$$\lambda_{\mathrm{PP,od}}(t)=\frac{P_{DG}(t)+P_{BESS}(t)}{P_{load}(t)+P_{HS}(t)-P_{GB}(t)} \quad (22)$$

式中：$\lambda_{PP,od}(t)$为 t 时刻混合储能系统与多类热电设备联合运行下的功率渗透率；$P_{load}(t)$为 $t$ 时刻满足供暖需求需要消耗的电能；$P_{HS}(t)$为 $t$ 时刻储热罐由热功率进行转换后的电功率，该值大于 0 时为蓄热，小于 0 时为放热；$P_{GB}(t)$表示清洁电力不足时刻由燃气锅炉进行供热支撑，减少了电力负荷。

## 5 算例分析

### 5.1 算例说明

#### 5.1.1 电力系统仿真中配电网模型参数及结构

为模拟实际新能源供热场景，在多个节点分散接入了按新能源发电单元及供热用电负荷，具体接入拓扑参见图 5。

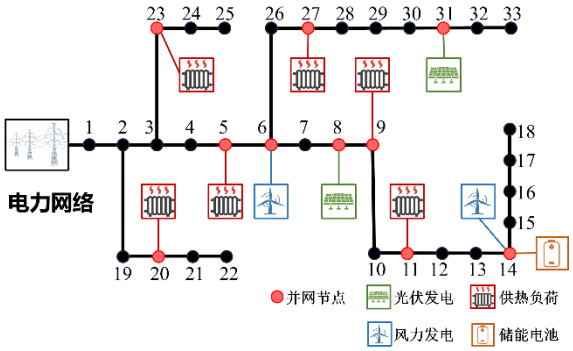



**图 5 配电网模型及各设备接入方案**
**Fig.5 Distribution network model and access schemes of various devices**

系统配置包含：基础电负荷 3.715 MW，电锅炉负荷 5.38 MW、新能源 12.17 MW，新能源装机容量为供热负荷的 2.26 倍，其中光伏交流侧总功率 3.67 MW、风力发电机组功率为 8.5 MW。该配电网系统容量渗透率（capacity penetration，CP）[20]恒定为 134%，属于高渗透率新能源接入场景。

#### 5.1.2 运行优化调度模型参数设置

燃气锅炉产生的污染治理成本[17]见表 2。

**表 2 环境保护成本**
**Tab.2 Environmental protection costs**

| 名称 | 类型 | 污染物排放量 /(g·kWh$^{-1}$) | 治理费用 /(元·kg$^{-1}$) |
|---|---|---|---|
| 燃气锅炉污染处理成本 | $CO_2$ | 170.16 | 0.00975 |
| | $SO_2$ | 0.023 | 1 |
| | $NO_x$ | 4.795 | 1.95 |

风机与光伏的发电功率及储能电池的调度功率数据，均来源于电力系统仿真分析结果。热电设备关键运行参数与运维成本列于表 3，部分度电成本和效率从相关文献获取[17, 24–25]，售电电价依据蒙西电网机制电价。在当前配置下系统可实现 100%清洁电力即时全消纳，且无需电网参与供能。储热设备初始热量设为额定容量的 50%，既可在风光出力不足时保障供热可靠性，也为消纳盈余新能源提供调节空间。储电设备初始 SOC 据各场景电力仿真结果确定。采用粒子群算法进行优化求解，设置

粒子种群规模为 100，最大迭代次数为 500。

表 3 各设备运行参数和运维成本
Tab.3 Operating parameters and operation and maintenance costs of each device

| 名称 | 数值 |
|---|---|
| 电锅炉运维成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.04 |
| 蓄热罐运维成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.026 |
| 燃气锅炉运维成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.009 7 |
| 保底供暖燃料成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.358 |
| 富余电力上网电价/(元·kWh$^{-1}$) | 0.282 9 |
| 储能电池运维成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.05 |
| 风光弃电惩罚成本/(元·kWh$^{-1}$) | 0.20 |
| 基础电锅炉额定功率/kW | 5 380 |
| 储热罐蓄释热速率/kW | 5 380 |
| 燃气锅炉最大工作功率/kW | 5 380 |
| 储能充放电效率 | 0.95 |
| 新能源利用率 | 0.90 |
| 电锅炉电热转换效率 | 0.97 |
| 燃气锅炉效率 | 0.91 |
| 储热罐换热效率 | 0.92 |

## 5.2 基于配网模型的电力系统时序潮流仿真结果

### 5.2.1 电压质量模拟结果分析

选取极端气候下的供热场景 1 进行模拟分析。在未配置储能调控的条件下，仅观测风机、光伏及负荷接入节点，得到如下电压与功率的时变规律。如图 6 所示，场景 1 负荷功率分布整体平稳，新能源总出力始终可满足供热需求。

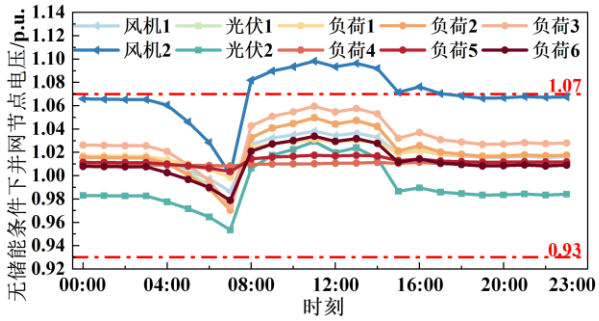
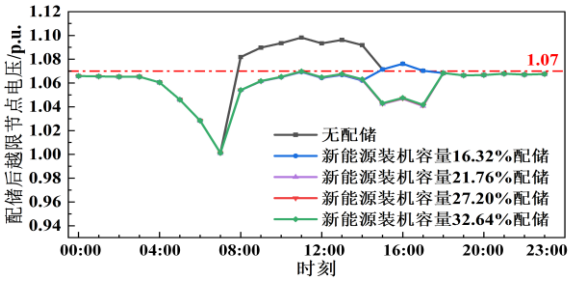



图 6 无储能条件下场景 1 风、光及供热负荷并网节点电压时变规律
Fig.6 Time-varying characteristics of wind, solar, and heating load grid-connected node voltage under Scenario 1 without energy storage

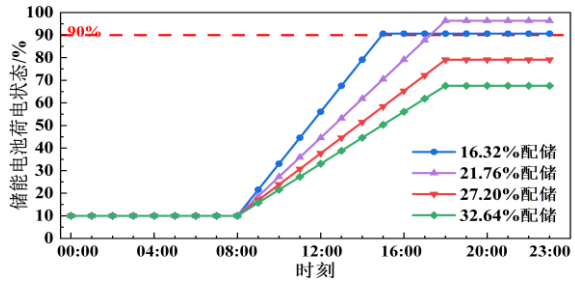
时序潮流下的电压分布随供用能变化呈现明显波动，潮流分布具有显著不确定性。新能源接入点电压显著抬升，而供热负荷节点电压受到抑制，且离首端越远功率反送与越限风险越高。位于支路末端的风机 2 并网节点在 09:00—17:00 出现电压越限，峰值 1.0982 p.u.，超 1.07 p.u.限值。在负荷高峰且光伏停发时，电压接近上限但未越限，在光伏出力或负荷下降时段出现电压越限情况。

在 3.2 节设定的储能限制条件下对电力系统进行仿真，于末端风电并网点配置储能电池作新能源场站配套调节设备，选取该点作为储能响应的电压监测节点。同时，为确保不同供用能场景下配电网稳定运行，对位于首端的负荷 1 并网节点实施精确电压补偿控制，将其电压严格维持在标幺值 1.0 p.u. 附近波动，确保任何时刻均无越限风险。

图 7 结果表明，在相同充放电速率下，储能的实时电压调节效果基本一致，但其持续调节能力取决于配置容量。当配储比例为新能源装机的 16.32% 时，储能电池在 15:00 达到深度放电限值而退出运行，导致后续时段电压再次越限。配储比例提升至 21.76%、27.20%及 32.64%时，均可消除电压越限，并将电压波动范围从 1.0012~1.0982 p.u.收窄至 1.0012~1.0697 p.u.。但 21.76%比例配储下的 SOC 超出允许放电深度，可能影响电池寿命。综合分析表明，21.76%~27.20%为经济性与安全性较优的配置区间，其中 27.20%为推荐取值。




(a) 不同配储容量下越限节点电压变化趋势




(b) 不同配储容量下储能系统剩余容量变化趋势

图 7 不同配储容量下场景 1 越限节点电压与荷电状态变化
Fig.7 Scenario 1 node voltage and state of charge under different storage capacities

同时如图 8 所示，配电网中其他节点电压也因储能调节作用而有所降低。在 09:00—17:00 时段其余母线电压均维持在±7%内。图 9 显示场景 1 负荷功率分布整体平稳，新能源总出力始终可满足供热需求，图内数据将作为场景 1 优化算法输入数据。

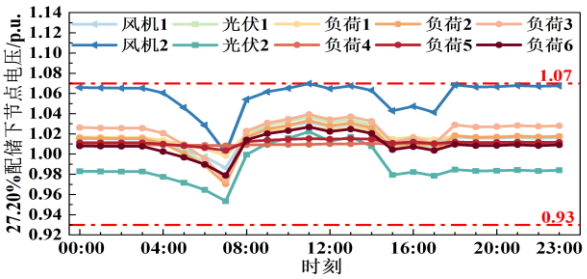



图 8 在 27.20%配储下场景 1 各设备并网节点电压时变规律

**Fig.8 Temporal behavior of device grid-connected node voltages in Scenario 1 with 27.20% storage configuration**

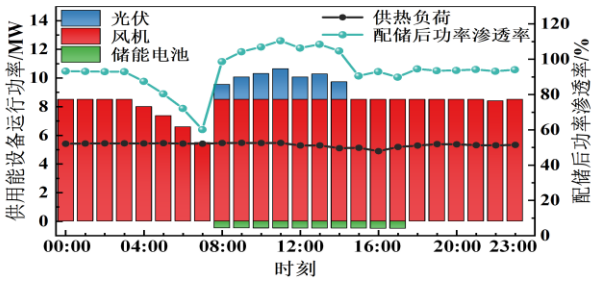



图 9 配储后场景 1 各设备功率分布及功率渗透率变化

**Fig.9 Changes in device power distribution and penetration in Scenario 1 with storage integration**

5.2.2 精细化配储方案及储能运行策略总结

基于 5.2.1 小节所述相同方法处理 2、3、4 场景得到如下多场景配储后各设备运行功率分布（图 10）以及电储能 SOC 时序变化结果（图 11）。

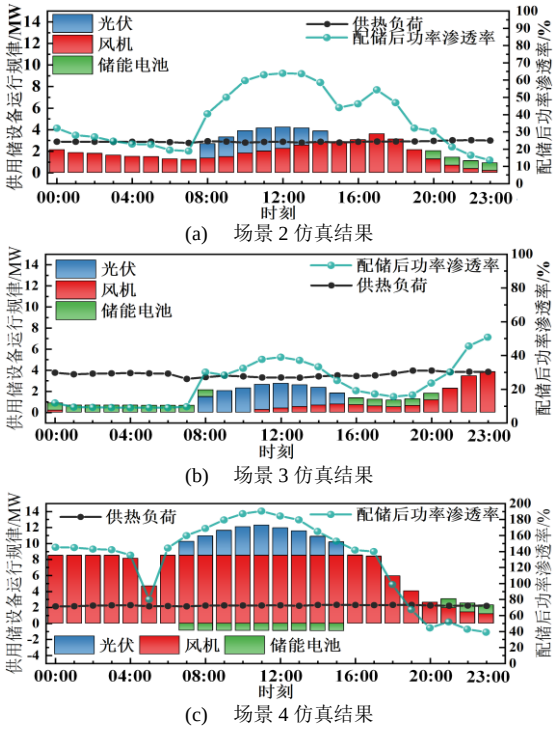



图 10 场景 2、3、4 配储后设备功率时序分布结果

**Fig.10 Power Profiles in Scenarios 2-4 with Energy Storage**

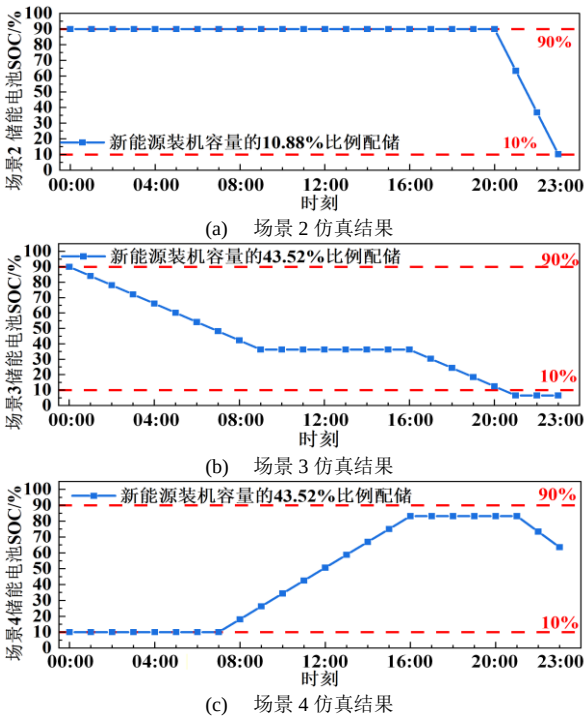



图 11 场景 2、3、4 配储后储能电池 SOC 时序分布结果

**Fig.11 SOC Profiles in Scenarios 2-4 with Energy Storage**

各场景仿真结果对应的特征与配储方案归纳于表 4。表中，初始电压越限比例指日内电压越限时段占比；推荐配储容量为按 2 小时持续运行所需的储能功率占新能源装机额定功率的百分比。

表 4 考虑电能质量约束的储能策略

**Tab.4 Storage strategies with power quality constraints**

| 场景 | 初始功率渗透率范围/% | 初始电压越限比例/% | 初始电压偏差范围/p.u. | 配储后电压范围缩小比例/% | 推荐配储容量/% |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 59.99~115.73 | 41.67 | 0.9534~1.0928 | 19.68 | 27.20 |
| 2 | 2.88~63.85 | 12.50 | 0.8904~1.0189 | 30.86 | 10.88 |
| 3 | 0.00~50.68 | 54.17 | 0.8913~1.0395 | 26.13 | 43.52 |
| 4 | 20.15~205.67 | 54.17 | 0.9068~1.1233 | 35.86 | 43.52 |

由表 4 分析可知，为解决 134%高渗透率配电网的电压越限问题，单节点并网的储能最高需配置 43.52%(2h)的容量占比。渗透率反映了风光出力与负荷需求的匹配程度，在场景 1 至场景 3 中，PP 值均低于 CP 值，表明新能源出力无法完全覆盖供热负荷；场景 3 存在功率渗透率间歇性归零，场景 4 渗透率波动最大，两者均呈现严重供用能失衡，需配置较大规模储能。

### 5.3 新能源供暖系统优化调度结果

5.3.1 优化调度模型构建方案对比分析

据 5.2 小节仿真结果分析可知，单一电储能方

案虽可确保供暖系统持续安全运行，但难以完全覆盖供暖季整体热负荷需求，引入成本较低的储热罐构建热电联储系统是必要手段。场景 1 的储能规划方案显示，实际运行中 92.59%的清洁电力可被实时消纳，满足 90%利用率的设计要求。

据图 9 所示功率渗透率时变曲线，表明电池充电后 PP 曲线发生了变化，对比可得到图 12 所示结果。在场景 1 条件下，优化调度模型构建方案评估以 PP 峰值降至 110.39%作为电压越上限风险的判定基准，任意时刻的渗透率超出此阈值，则判定存在电压越限风险。

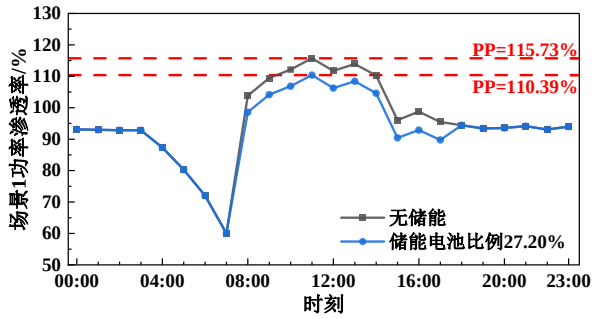



图 12 场景 1 下功率渗透率安全风险参考值
**Fig.12 Reference values of power penetration safety risk under Scenario 1**

为验证文中提出的多重约束下优化调度模型的优势，提出 3 种对比方案。以图 9 所示功率分布为输入数据，在场景 1 下通过弃电率以及电压越限风险指标筛选最优方案。

方案 1：对风光发电功率预测值作为其功率上限，对弃电率不作约束，限定电储能容量配置比例；

方案 2：在方案 1 的基础上对弃电率作出约束；

方案 3：对弃电率和储能电池充放电运行时段、功率及配储容量均作出约束。

表 5 各方案优化调度结果
**Tab.5 Optimization scheduling results of each scheme**

| 名称 | 方案 1 | 方案 2 | 方案 3 |
|---|---|---|---|
| 弃电率 | 7.01% | 4.19% | 4.29% |
| 存在电压越限风险 | 否 | 是 | 否 |

3 种方案下的调度结果见表 5，结合图 13 所示数据表明，储热参与负荷调节后，10:00 前系统功率渗透率维持在较低水平且波动平缓，验证了电热混合储能的配合使用优于单一储能。至 11:00 储热容量耗尽后，PP 值趋近纯电储能调控基准曲线，且方案 2 在 12:00 渗透率超过 110.39%，存在电压越限风险。鉴于方案 1 弃电率最高，最终选取弃电率最低且无电压越限风险的方案 3 作为运行调度模型。

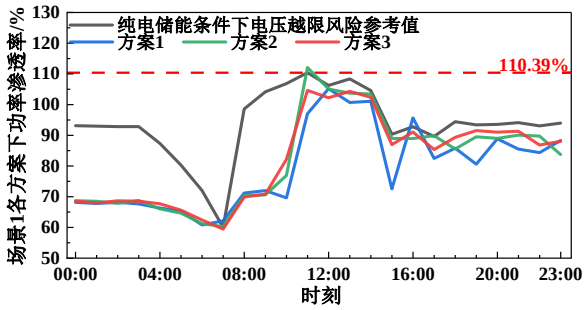



图 13 场景 1 下不同优化模型约束方案的功率渗透率特点
**Fig.13 Power penetration characteristics of different optimization scheduling models in Scenario 1**

在选定方案下，将场景 1 的运行调度结果中电负荷曲线数据回代入潮流仿真模型进行校验，得到如图 14 所示结果。可以看出，在单一储能电池协调仿真的时序功率约束下，电储能运行可有效保障电压偏差不发生新的越限情况；引入储热罐分担部分供热负荷后，配电网电压波动进一步趋于平稳。验证结果表明，在多重约束下，新能源供暖系统运行模式具备良好的可靠性，系统内部对新能源的消纳能力也得到有效提升。

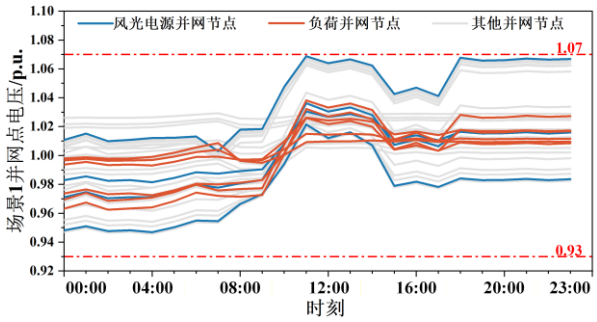


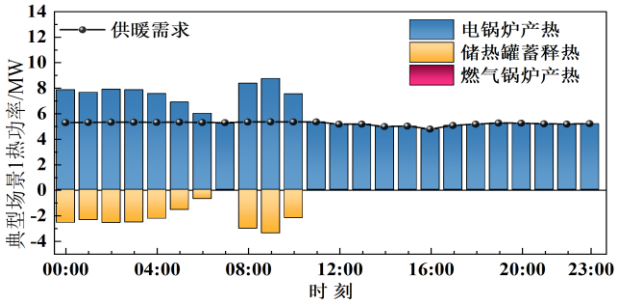

图 14 场景 1 优化结果在潮流仿真中的合理性验证研究
**Fig.14 Research on Rationality Verification of Optimization Results in Power Flow Simulation for Scenario 1**

### 5.3.2 不同典型场景下的运行调度结果分析

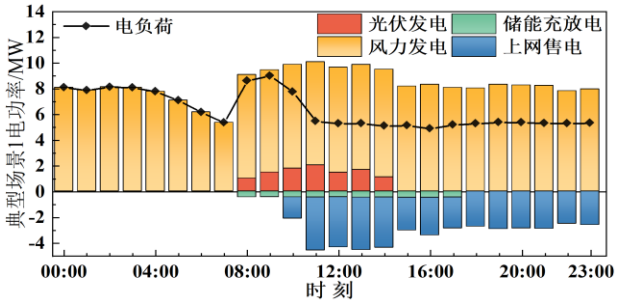
本节研究基于方案 3，结合四种典型场景及对应配储容量（表 4）展开模拟分析。以电力系统仿真获取的风光出力预测值设定新能源出力上限，新能源利用率 90%作为功率下限约束，寻求经济性最优时允许最高 10%的弃风弃光率。优化调度结果分析中将储热蓄热功率计入电锅炉出力，表现为蓄热增加用电，释热和燃气锅炉供热则减少用电负荷。

图 15 展示了场景 1 经优化调度后 24 小时热电功率时序分配曲线，表征新能源出力过剩情况。在热功率平衡中，“电锅炉产热”包括基础电锅炉热

输出及蓄热消纳清洁能源所产生的热量，对应电负荷由风光发电与电池共同承担。图 16 展示场景 1 下储能设备剩余容量变化和风光实际发电功率。



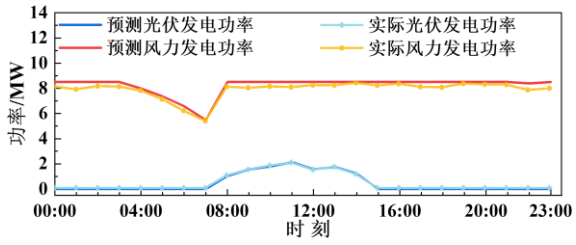

(a)　热功率分布



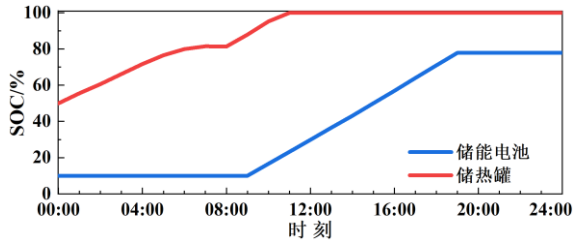

(b)　电功率分布

图 15 场景 1 下热电功率时序分布情况

**Fig.15 Thermal–electric power time-series distribution in Scenario 1**




(a)　新能源实际发电情况



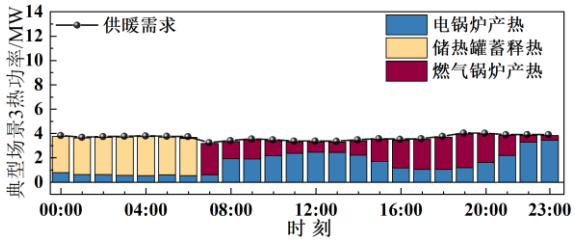

(b)　混合储能剩余容量变化

图 16 场景 1 风光储实际运行数据

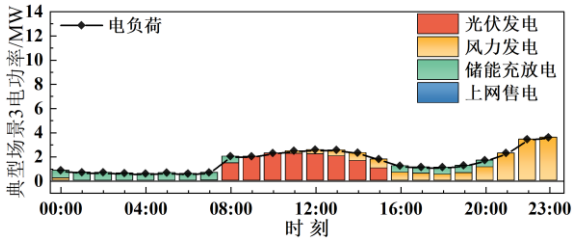
**Fig.16 Actual operating data of wind, solar and storage systems in Scenario 1**

结合图 16，可以看出电池与储热罐均处于蓄能状态但缺乏放电/放热时机，迅速达储热容量上限后退出运行。该场景仅在 07:00 出现储热罐微量放热，其余 23 小时绿电供应充裕，风机出力经电锅炉热转换即可满足全部供热负荷，全程无需启动燃气锅炉。00:00—06:00 时段无光伏，富余风电由储热罐消纳；08:00—10:00 时段风机持续满发，经济调度下部分弃风，光伏发电功率逐渐提高，电池按预设方案参与协同消纳，储热罐于 10:00 停止工作；11:00—17:00 时段达到风光出力峰值，光伏于 15:00 停止出力，储能电池与电锅炉无法完全消纳盈余电力；18:00 时刻电池退出风光消纳，超出负荷的富余电力全额上网。若连续出现该运行场景，混合储能将无法持续调度，需部分弃电以维持电压安全。

场景 3 代表清洁电力严重短缺且需燃气锅炉长时间供热支撑的运行工况。光伏出力最大可达额定值的 65%并持续发电 8 小时，但风电最大功率仅为额定值的 45%且日间连续 10 小时无出力；热负荷达最大值的 67%，仅次于场景 1。图 17 和图 18 展示了该场景调度结果，电池与储热罐在持续放电/放热弥补功率缺额后，其存储能量无法得到及时补充。运行过程表明：00:00—6:00 时段风光出力不足，混合储能协同辅助供热，至 06:00 储热耗尽后燃气锅炉投入。16:00—20:00 时段电池辅助供电导致 SOC 降至 10%以下，若连续出现该运行工况，混合储能设备将因达容量下限而退出调度；燃气锅炉将介入并降低用电负荷，即使电池停运亦不会引发电网电压越限风险。储能电池虽不再承担安全支撑功能，但电储能运行策略依然有效，其功能已由电力可靠性保障转向优化电池能量调度，持续保障电锅炉的产热能力。




(a)　热功率分布




(b)　电功率分布

图 17 场景 3 下热电功率时序分布情况

**Fig.17 Thermal–electric power time-series distribution in Scenario 3**

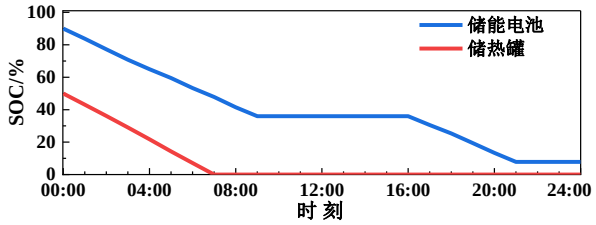



图 18 场景 3 储能设备实际运行数据
**Fig.18 Operational data of energy storage in Scenario 3**

限于篇幅，本文对场景 2 和场景 4 仅列出关键结果，不做展开分析。综合各场景优化调度供用能平衡结果以及成本和供热支撑能力要求（表 6），形成适应内蒙古气候特征的新能源供暖系统运行调度方案。表 6 中，最低/平均成本为负表示盈利，为正表示支出；GB 最大供热能力指 48 小时场景运行中所需的最大燃气锅炉功率；GB 最大爬坡能力为相邻时段出力最大差值，两者为 0 表明该场景无需启用燃气锅炉。

在场景 1 与场景 4 中，系统可实现持续盈利并保障稳定供暖；场景 2 在 24 小时内无需启动燃气锅炉，相较于场景 3 需 70.8%时间依赖燃气锅炉的运行方式，其运行成本降低约 30%。为进一步评估系统经济可行性，依据研究对象所在地区供热收费标准，居民住宅、商用建筑及公共建筑的采暖单价分别为每月每平方米 4.70 元、6.00 元和 6.20 元，结合该地区住宅、公共建筑与商业建筑的面积配比 179:57:28，计算得出每日用户侧供热收费约为 22778.54 元。对比各场景下的平均运行成本，该收入水平可完全覆盖系统支出，表明所提新型热电协同供暖系统在不同运行模式下均具备良好的经济可行性。

表 6 各场景成本和持续供热能力要求
**Tab.6 Scenario costs and heating capacity requirements**

| 场景 | 最低成本/元 | 平均成本/元 | GB 最大供热支撑能力/MW | 24h 内 GB 最大爬坡能力/(MW·h$^{-1}$) | 48h 内 GB 最大爬坡能力/(MW·h$^{-1}$) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | -1 735.42 | -1 200.76 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 4 633.95 | 5 298.70 | 2.81 | 0 | 2.31 |
| 3 | 6 477.35 | 7 487.80 | 3.73 | 2.47 | 3.19 |
| 4 | -27 799.86 | -27 137.84 | 0 | 0 | 0 |

针对新能源装机容量的 43.52%（连续储能时长 2 小时）配置电储能的供暖系统提出调度方案如下：

1）场景 1：高绿电高负荷，供暖需求可完全满足，但存在超储能的绿电盈余。建议调用 62.5%电池容量保障电网安全，停运燃气锅炉降维护成本，余电最大化上网售电。

2）场景 2：绿电午盈早晚缺，因蓄热低于放导致难以持续依赖新能源。建议调用 25%的电池容量协同电锅炉维持供热；设置 43%燃气锅炉功率冷备用，在储热罐不足时提供供热支撑。

3）场景 3：低风光高负荷，储能持续输出且快速耗尽。建议燃气锅炉作为主力热源，维持 60%功率热备用，并调用 100%电储能辅助供热。

4）场景 4：高风光低负荷，储能电池保障电网安全，停运燃气锅炉降本，余电大量上网售电。

## 6 结论

本文针对内蒙古地区新能源供暖系统优化调度问题，构建了风光储电力系统仿真模型，实现储能容量与运行策略的精细化配置，并在多场景多约束条件下完成热电综合能源系统经济性优化。算例验证了所提模型的有效性，形成了场景化的储能与热源调度策略。主要结论如下：

1）构建了高渗透率风光储配电网模型，揭示大规模新能源并网引发的电压问题。研究表明，风力发电受额定功率限制输出相对平稳但随机性显著，光伏发电具有可预测性却难以持续满发，新能源出力增长将加剧电压波动。通过以电压偏差为约束进行仿真优化，提出多场景储能精确规划，实现了电池功率的合理分配，可保障并网点电压质量。

2）本研究引入功率渗透率作为动态评估源-荷匹配状态的指标，构建了适用于新能源供暖系统的功率渗透率评估公式，其宽幅波动能够有效反映不同场景下实时功率的失衡程度，可用于电压越限风险研判。多场景验证表明，即使引入储热与燃气锅炉降低并网电负荷，消除了电压越限风险，基于电压偏差的储能规划方案仍具备合理性，为新能源电力调度与电储能功率分配提供有效依据。

3）在优化调度模型中嵌入了精细化储能策略

与弃电率约束，利用仿真数据作为预测输入，显著提升了系统经济性与新能源消纳能力，最终形成了适应内蒙古地域气候特点的多能互补安全供热机制与调度体系。

## ［参 考 文 献］


[1] Werner S. International review of district heating and cooling[J]. Energy, 2017, 137: 617-631.

[2] Bird L, Lew D, Milligan M, et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 65: 577-586.

[3] 任洪波, 张宇晨, 吴琼, 等. 面向韧性提升的综合能源系统规划与运行调度研究综述[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(13): 16-31.
Ren H B, Zhang Y C, Wu Q, et al. Research review of planning and operation dispatch of integrated energy system for resilience enhancement[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(13): 16-31.

[4] Wang H C, Duanmu L, Lahdelma R, et al. Developing a multicriteria decision support framework for CHP based combined district heating systems[J]. Applied Energy, 2017, 205: 345-368.

[5] Hao J H, Chen Q, He K L, et al. A heat current model for heat transfer/storage systems and its application in integrated analysis and optimization with power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 11(1): 175-184.

[6] Karimi M, Mokhlis H, Naidu K, et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network-A review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 594-605.

[7] 孙文文, 何国庆, 刘纯, 等. 含高渗透率分布式光伏的配电网电压越限解决方法研究综述[J]. 现代电力, 2024, 41(2): 302-309.
Sun W W, He G Q, Liu C, et al. A review of solutions for voltage beyond limits in distribution networks with high penetration distributed photovoltaics [J]. Modem Electric Power, 2024, 41(2): 302-309.

[8] Yang Y, Li H, Aichhorn A, et al. Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 5(2): 982-991.

[9] Tewari T, Mohapatra A, Anand S. Coordinated control of OLTC and energy storage for voltage regulation in distribution network with high PV penetration[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 12(1): 262-272.

[10] Nielsen M G, Morales J M, Zugno M, et al. Economic valuation of heat pumps and electric boilers in the Danish energy system[J]. Applied Energy, 2016, 167: 189-200.

[11] Zhang Y J, Hao J H, Ge Z H, et al. Optimal clean heating mode of the integrated electricity and heat energy system considering the comprehensive energy-carbon price[J]. Energy, 2021, 231: 120919.

[12] Okazaki T. Electric thermal energy storage and advantage of rotating heater having synchronous inertia[J]. Renewable Energy, 2020, 151: 563-574.

[13] 孙万通, 陈众, 陈慧霞, 等. 考虑负荷特性的光伏消纳能力的模拟与评估[J]. 太阳能学报, 2024, 45(4): 475-481.
Sun W T, Chen Z, Chen H X, et al. Simulation and evaluation of photovoltaic absorption capacity considering load characteristics[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(4): 475-481.

[14] Chen Y J, Xiao J W, Wang Y W, et al. Regional wind-photovoltaic combined power generation forecasting based on a novel multi-task learning framework and TPA-LSTM[J]. Energy Conversion and Management, 2023, 297: 117715.

[15] Mayer M J, Gróf G. Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting[J]. Applied Energy, 2021, 283: 116239.

[16] 王华佳, 张岩, 尹书林, 等. 分布式光伏并网系统电压越限风险及谐波影响[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(3): 128-138+146.
Wang H J, Zhang Y, Yin S L, et al. Voltage instability and harmonic risk for the distributed photovoltaic grid-connected system [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(3): 128-138+146.

[17] 任炬光, 张力, 金立, 等. 考虑可再生能源消纳的建筑综合能源系统日前经济调度模型[J]. 工程科学与技术, 2023, 55(2): 160-170.
Ren J G, Zhang L, Jin L, et al. Day-ahead economic dispatch model of building integrated energy systems considering the renewable energy consumption[J]. Advanced Engineering Sciences, 2023, 55(2): 160-170.

[18] 李家珏, 刘子祎, 白伊琳, 等. 基于风电场景概率的电热混合储能优化配置[J]. 电力工程技术, 2024, 43(3): 172-182.
Li J J, Liu Z Y, Bai Y L, et al. Optimized configuration of electro-thermal hybrid energy storagecapacity based on wind power scenario probabilistic[J]. Electric Power Engineering Technology 2024, 43(3): 172-182.

[19] Goswami S K, Basu S K. A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1992, 7(3): 1484-1491.

[20] 赵波, 肖传亮, 徐琛, 等. 基于渗透率的区域配电网分布式光伏并网消纳能力分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(21): 105-111.
Zhao B, Xiao C L, Xu C, et al. Penetration based accommodation capacity analysis on distributed photovoltaic connection in regional distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 105-111.

[21] 李兴莘, 张靖, 何宇, 等. 基于改进粒子群算法的微电网多目标优化调度[J]. 电力科学与工程, 2021, 37(3): 1-7.
Li X S, Zhang J, He Y, et al. Multi-objective optimization dispatching of microgrid based on improved particle swarm algorithm[J]. Electric Power Science and Engineering, 2021, 37(3): 1-7.

[22] 周利军, 彭卫, 邹芳, 等. 自适应变异粒子群算法[J]. 计算机工程与应用, 2016, 52(7): 50-55+149.
Zhou L J, Peng W, Zou F, et al. Particle Swarm Optimization based on self-adaptive mutation[J]. Computer Engineering and Applications, 2016, 52(7): 50-55+149.

[23] 牛利勇, 张帝, 王晓峰, 等. 基于自适应变异粒子群算法的电动出租车充电引导[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 63-68.
Niu L Y, Zhang D, Wang X F, et al. An adaptive particle mutation swarm optimization based electric taxi charging guidance[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 63-68.

[24] 徐媛. 考虑风电消纳的电-热综合能源系统优化运行研究[D]. 华中科技大学, 2019.
Xu Y. Research on optimal operation for power-heat integrated energy system considering wind power utilization[D]. Huazhong University of Science and Technology, 2019.

[25] 李建林, 崔宜琳, 马速良, 等. 需求侧共享储能的运营模式优化及其经济效益分析研究[J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4954-4969.
Li J L, Cui Y L, Ma S L, et al. Operation mode optimization and economic benefit analysis of demand-side shared energy storage [J]. Power System Technology 2022, 46(12): 4954-4969.

（责任编辑　李园）