

考虑动态供能可靠性的电热综合能源系统日前 两阶段调度模型

王翔¹, 范睿¹, 陈国富¹, 王帅², 马英浩², 才志远¹, 李宏浩¹

(1. 先进输电技术全国重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 102209;

2. 安徽省新能源利用与节能重点实验室(合肥工业大学), 安徽 合肥 230009)

摘要: 电热综合能源系统运行机理复杂, 元件运行状态对元件故障率及电热系统备用水平均具有较大影响, 影响系统供能可靠性。研究了电热综合能源系统元件运行状态对系统故障概率及电、热备用分布的影响, 建立了考虑动态供能可靠性的电热综合能源系统日前两阶段调度模型。首先, 考虑供能元件和传输元件在不同负载率下故障概率变化, 建立了适用于日前调度模型求解的元件故障概率计算模型。其次, 考虑热网的等效储热、电热耦合单元的转换效率, 建立了考虑电热转换效率的电热备用容量模型, 挖掘电热综合能源系统故障状态下的备用能力。最后, 建立考虑动态供能可靠性的电热综合能源系统两阶段调度模型。通过优化机组日前运行状态改善各元件故障概率, 在控制系统安全风险的同时降低了运行成本。并通过算例分析验证了所建模型的正确性和有效性。

关键词: 电热综合能源系统; 故障概率; 电热备用; 供能可靠性

A two-stage day-ahead scheduling model for integrated electro-thermal energy systems considering dynamic energy supply reliability

WANG Xiang¹, FAN Rui¹, CHEN Guofu¹, WANG Shuai², MA Yinghao², CAI Zhiyuan¹, LI Honghao¹

(1. State Key Laboratory of Advanced Power Transmission Technology (China Electric Power Research Institute), Beijing 102209, China; 2. Anhui Province Key Laboratory of New Energy Utilization and Energy Saving

(Hefei University of Technology), Hefei 230009, China)

Abstract: Electro-thermal integrated energy systems have complex operating mechanisms, where the operational states of system components significantly impact both their failure rates and the reserve levels of the electric and thermal subsystems, thereby affecting overall energy supply reliability. The influence of the operating state on the failure probability and the distribution of power and heat reserve capacity is studied, and a two-stage scheduling model considering dynamic energy supply reliability is established. First, considering the variation of failure probability of the energy supply and transmission components under different load rates, a components failure probability model suitable for day-ahead scheduling is established. Second, considering the conversion efficiency of the equivalent heat storage and electro-thermal coupling units, the model of electro-thermal reserve capacity considering the conversion efficiency is established to explore the flexibility capacity of IEHS under failure states. Finally, a two-stage scheduling model of the IEHS considering the reliability of dynamic energy supply is established. By optimizing the day-ahead operational status of generating units, the model improves component reliability while reducing operating costs and controlling system safety risks. Case studies verify the accuracy and effectiveness of the proposed model.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 72188101).

Key words: integrated heat and electricity system (IEHS); failure probability; electric and thermal reserve; energy supply reliability

0 引言

新能源大量接入使电源波动增大, 新能源出力与负荷时空错位严重^[1-2], 消纳困难。电能外送^[3-4]、转换^[5-6]、存储^[7-9]是实现新能源消纳的主要措施。构建电热综合能源系统(integrated electricity heat system, IEHS)^[10-11], 利用电力与供热系统间耦合特性, 对新能源消纳和电力系统灵活性提升作用显著。但是, IEHS 运行机理复杂, 运行状态对元件故障率及电热系统备用水平影响较大, 影响供能可靠性。

可靠性定义为受到偶发性事件干扰后维持功率供给的能力^[12-13]。相较于电力系统, IEHS 供能可靠性同时包含电能和热能的供应能力。传统调度以经济性为主, 往往忽略电能向外传输过程中新能源波动造成线路重过载, 使线路实时故障概率升高, 威胁电网负荷供应安全^[14]。针对 IEHS 可靠性评估, 文献[15]建立了考虑整齐网络的电热耦合潮流计算模型, 提出多维度风险评估指标, 分析了电热耦合对系统运行可靠性的影响。文献[16]考虑热负荷惯性, 提出了考虑用户热舒适度的 IEHS 可靠性评估方法。文献[17]采用能源集线器描绘综合能源系统电、热等能源能流过程及耦合机制, 提出了基于马尔科夫蒙特卡洛法的可靠性方法。文献[18]以最小化电、热负荷损失量为目标, 建立了考虑多能源协调的综合能源系统可靠性评估模型。文献[19]建立了考虑多能存储和综合需求响应的系统可靠性评估模型。

虽然上述文献依据统计平均值描述元件可靠性并利用模拟或解析法对 IEHS 进行可靠性评估, 但未能定量分析系统运行状态对元件故障率的影响, 也未量化故障状态下的 IEHS 能源供应能力。

针对运行状态对元件故障率的影响, 文献[20]在运行可靠性评估中引入与决策相关的不确定性概念, 建立线路故障概率与操作决策变量的联系。文献[21]建立了考虑经济调度决策的运行可靠性评估模型, 考虑风电不确定性和随机故障等因素, 将日前运行决策纳入可靠性评估。文献[22]考虑了系统运行状态对供能元件和管线实时故障率的影响, 提出了计及元件实时故障率的综合能源系统运行可靠性评估方法。文献[23]分析了光伏与超导磁储能系统(superconducting magnetic energy storage, SMES)联合控制对系统可靠性的提升作用。

上述研究虽从元件故障率和故障下能源供应水平方面优化系统调度决策, 以提升供能可靠性, 但忽略了故障状态下元件电热备用转移能力对降低运行风险的积极作用, 且未考虑元件转移效率对电

热备用分布的影响, 造成优化结果欠佳。因此, IEHS 在日前调度中应协同优化备用容量分布及元件负载率, 旨在控制元件故障率的同时最大化系统备用容量, 实现调度经济性与运行可靠性的双重提升。

鉴于此, 本文对考虑动态供能可靠性的 IEHS 日前两阶段调度模型展开研究, 首先, 考虑系统供能元件和传输元件不同负载率下故障概率变化, 建立适用于日前调度模型的故障状态概率计算模型; 其次, 考虑热网等效储热、电热耦合单元转换效率, 建立了考虑电热转换效率的电热备用容量模型, 挖掘 IEHS 在故障状态下的备用能力。最后, 建立考虑动态供能可靠性的 IEHS 两阶段调度模型, 通过优化机组日前运行状态改善系统各元件的故障概率, 在控制系统安全风险的同时降低运行成本。

1 考虑运行状态元件实时故障概率模型

传统调度模型认为元件故障概率保持恒定, 采用历史故障概率分布计算系统电力不足期望或电力不足概率等可靠性指标。但系统运行中, 元件故障概率与其运行状态、投入时间等密切相关。因此, 本文考虑调度周期内供能和传输元件运行状态和投入时间, 建立元件实时故障概率模型, 并对故障概率进行线性化处理, 以适应 IEHS 日前调度模型。

1.1 供能元件实时故障概率模型

IEHS 供能元件包含: 热电联产机组(combined heat and power units, CHP)、燃气锅炉、柴油发电机, 故障概率受负载率影响^[24], 负载率过低和过高均存在安全隐患, 使故障概率升高, 如图 1 所示。供能元件实时故障概率模型 $p'_{\text{loss},G}$ 如式(1)。

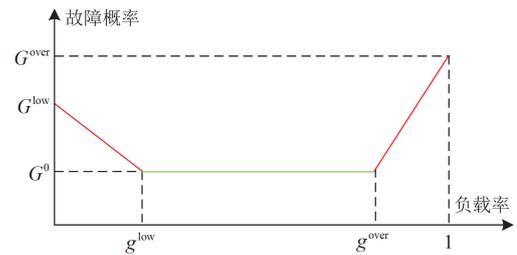


图 1 供能元件故障概率与负载率间的关系图

Fig. 1 Relationship between failure probability of energy supply component and the load factor

$$p'_{\text{loss},G} = \begin{cases} G^0 + \frac{G^{\text{low}} - G^0}{G^{\text{low}}} (g^{\text{low}} - g^t) & 0 \leq g^t < g^{\text{low}} \\ G^0 & g^{\text{low}} \leq g^t \leq g^{\text{over}} \\ G^0 + \frac{G^{\text{over}} - G^0}{1 - G^{\text{over}}} (g^t - g^{\text{over}}) & g^{\text{over}} < g^t \leq 1 \end{cases} \quad (1)$$

式中: G^0 为设备基础故障概率; G^{low} 和 G^{over} 分别为 t 时刻轻、重载故障概率, 分别取 $15G^0$ 和 $20G^0$; g^t 为 t 时刻负载率; g^{low} 和 g^{over} 分别为设备轻、重载负载率。当 $g^t < g^{\text{low}}$ 和 $g^t > g^{\text{over}}$ 时, 故障概率 $p'_{\text{loss},G}$ 随 g^t 降低或升高而增加, 当 $g^{\text{low}} \leq g^t \leq g^{\text{over}}$ 时, 故障概率 $p'_{\text{loss},G}$ 保持 G^0 不变。

1.2 传输元件实时故障概率模型

IEHS 能源传输元件包含: 电力线路和热管道。热管道故障概率极低且受流量影响较小, 因此本文只考虑电力线路故障概率, 建立考虑运行状态和投入时间的输电线路实时故障概率模型, 如式(2)所示。

$$p'_{c,L} = \begin{cases} \frac{L_{\text{age}}^0}{b_{\text{age}} \cdot I^{\text{spec}}} \cdot e^{b_{\text{age}} \cdot I}, I^{\text{spec}} < I < I^{\text{trip}} \\ L_{\text{age}}^0, I \leq I^{\text{spec}} \end{cases} \quad (2)$$

$$b_{\text{age}} = \frac{\ln(L_{\text{age}}^0 / L^{\text{max}})}{I^{\text{spec}} - I^{\text{trip}}} \quad (3)$$

$$L_{\text{age}}^0 = \frac{\int_{T_0}^{T_0+J \cdot \Delta t} F(t) dt - \int_{T_0}^{T_0+(J-1) \cdot \Delta t} F(t) dt}{\int_{T_0}^{\infty} F(t) dt} \quad (4)$$

式中: $p'_{c,L}$ 为线路实时故障概率, 受电流 I 、投入时间 T_0 、运行周期 J 的影响; b_{age} 为线路故障概率参数, 决定故障概率随电流的关系; I^{spec} 和 I^{trip} 分别为线路额定电流和保护最小整定电流, $I \leq I^{\text{spec}}$ 时, 故障概率为基础故障概率 L_{age}^0 , I 增大, 故障概率增大直至 I^{trip} 跳闸, 此时故障概率最大, 为 L^{max} ; $F(t)$ 为线路老化故障概率函数^[25]; Δt 为优化调度模型中的单位时间间隔, 本文取 1 h。

1.3 系统实时故障状态概率模型

考虑两个及以上元件故障的可能性较低, 因此本文只考虑系统一阶故障状态, 则系统的实时故障模型为

$$p'_{c,s} = \left[\left(p'_{\text{loss},n} \right) \prod_{n \neq s} (1 - p'_{\text{loss},n}) \right], n \in S_G \cup S_L \quad (5)$$

式中: $p'_{c,s}$ 为 t 时刻第 s 个系统状态的概率, s 表示故障状态编号; $p'_{\text{loss},n}$ 为 t 时刻元件 n 的实时故障概率; S_G 、 S_L 分别为供电元件和线路集合。

采用 \ln 函数对上述变量取对数, 得

$$\ln(p'_{c,s}) = \ln \left[p'_{\text{loss},n} \prod_{n \neq s} (1 - p'_{\text{loss},n}) \right], n \in S_G \cup S_L \quad (6)$$

用 lk 表示 \ln 分段线性化后的新函数, 在变量区间内分段线性化后如式(7)所示。

$$\text{lk}(p'_{c,s}) = \text{lk} \left(p'_{\text{loss},n} \right) + \sum_{n \neq s} \text{lk}(1 - p'_{\text{loss},n}), n \in S_G \cup S_L \quad (7)$$

至此得到故障状态概率与元件故障概率的线性化关系, 同时本小节计算所得 $p'_{c,s}$ 可为 IEHS 日前调度模型中失负荷风险成本的计算提供基础。

2 考虑电热转换效率的电热备用容量模型

IEHS 元件故障时可通过电-热备用资源互济, 降低系统失负荷风险。电热转换示意图如图 2, 其中虚线框内部分为本文考虑的故障元件, 包括电力线路、电源、热源以及电热耦合单元。

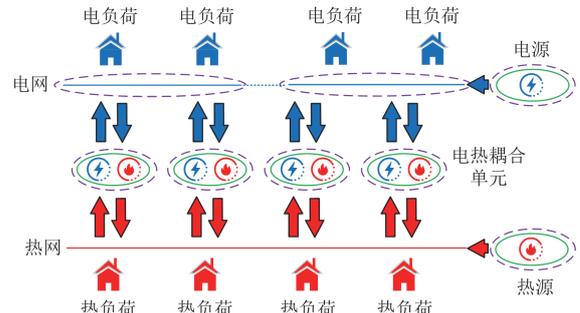


图 2 电热综合能源系统的电热转化过程示意图

Fig. 2 Schematic diagram of electro-thermal conversion process of IEHS

定义电热耦合单元电热备用转换系数矩阵 $L_{i,t,s}^{\text{ch}}$ 和 $L_{i,t,s}^{\text{he}}$, 分别表示电热耦合元件电转热和热转电的备用容量转换效率, 元素为 $\ell_{i,t,s}^{\text{ch}}$ 和 $\ell_{i,t,s}^{\text{he}}$, i 、 t 和 s 分别表示元件、时刻和故障场景编号。

根据故障状态下的电热备用情况和耦合单元消耗电、热备用可得新的电、热备用分布。

$$\begin{cases} \mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}'} = (\mathbf{L}_{i,t,s}^{\text{he}})^{\text{T}} \times \Delta \mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}} - \Delta \mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}} + \mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}} \\ \mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}'} = (\mathbf{L}_{i,t,s}^{\text{ch}})^{\text{T}} \times \Delta \mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}} - \Delta \mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}} + \mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}} \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \sum_{i \in V_k} \Delta P_{i,t,s}^{\text{re}} \leq \sum_{j \in V_k} P_{f,t,s}^{\text{re,else}} \\ \sum_{i \in V_k} \Delta H_{i,t,s}^{\text{re}} \leq \sum_{j \in V_k} H_{f,t,s}^{\text{re,else}} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}}$ 、 $\mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}}$ 和 $\mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}'}$ 、 $\mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}'}$ 分别为故障前、后电热耦合元件电、热备用容量向量, 元素分别为 $P_{i,t,s}^{\text{re}}$ 、 $H_{i,t,s}^{\text{re}}$ 和 $P_{i,t,s}^{\text{re}'}$ 、 $H_{i,t,s}^{\text{re}'}$; $\Delta \mathbf{P}_{i,t,s}^{\text{re}}$ 和 $\Delta \mathbf{H}_{i,t,s}^{\text{re}}$ 分别为故障后耦合元件消耗电、热备用容量向量, 元素分别为 $\Delta P_{i,t,s}^{\text{re}}$ 和 $\Delta H_{i,t,s}^{\text{re}}$; $P_{f,t,s}^{\text{re,else}}$ 和 $H_{f,t,s}^{\text{re,else}}$ 分别为非耦合单元 f 提供的电、热备用容量; 考虑故障可能使电网裂解, 定义 V_k 为子网 k 元件集合。

子网 k 电、热备用容量 $P_{k,t,s}^{RE}$ 、 $H_{k,t,s}^{RE}$ 分别为

$$P_{k,t,s}^{RE} = \sum_{i \in V_k} P_{i,t,s}^{re'} + \sum_{f \in V_k} P_{f,t,s}^{re,else} \quad (10)$$

$$H_{k,t,s}^{RE} = \sum_{i \in V_k} H_{i,t,s}^{re'} + \sum_{f \in V_k} H_{f,t,s}^{re,else} \quad (11)$$

3 考虑动态供能可靠性的 IEHS 日前调度模型

建立考虑动态供能可靠性的 IEHS 日前两阶段调度模型, 如图 3 所示。第一阶段优化 CHP、燃气锅炉(gas boiler, GB)、热泵(heat pump, HP)基础出力及日前主网购售电计划; 第二阶段在第一阶段基础上考虑光伏出力场景集和元件故障场景, 对燃气锅炉、CHP、热泵及柴油发电机进行日内调度, 同时调整日内主网购售电计划。

3.1 目标函数

目标函数为总运行成本最小, 即日前调度成本和实时调度成本期望值, 如式(12)所示。日前成本包括: 主网购售电成本、CHP 和燃气锅炉成本; 日

$$\min \sum_{t=1}^{N_T} c_{grid,t} P_{grid,t} + c_{CHP} F_{CHP,t} + c_{gas,GB} \sum_{i=1}^{N_{GB}} F_{GB,i,t} + \sum_{\zeta \in \Omega} P(\zeta) \sum_{t=1}^{N_T} \left[c'_{grid,t} P'_{grid,\zeta,t} + c_{CHP} F'_{CHP,\zeta,t} + c_{GB} \sum_{i=1}^{N_{GB}} (H_{GB,i,\zeta,t}^{up} + H_{GB,i,\zeta,t}^{down}) + c_{CGU} P_{CGU,\zeta,t} + c_{PV} \sum_{j=1}^{N_{PV}} L_{PV,\zeta,t,j} + c_{CUT} \sum_{k=1}^{N_{CUT}} L_{CUT,\zeta,t,k} + W_{EENS,\zeta,t} \right] \quad (12)$$

$$\begin{cases} P'_{grid,\zeta,t} = P_{grid,\zeta,t}^r - P_{grid,t} \\ F'_{CHP,\zeta,t} = F_{CHP,\zeta,t}^r - F_{CHP,t} \\ W_{EENS,\zeta,t} = \sum_{s \in \Psi} P_{e,\zeta,t,s} (c_e S_{\zeta,t,s}^e + c_h S_{\zeta,t,s}^h) \end{cases} \quad (13)$$

式中: N_T 为时段数, 取 24 h; $c_{grid,t}$ 、 $c'_{grid,t}$ 分别为日前、日内电价; $P_{grid,t}$ 为主网购售电量; c_{CHP} 和 $c_{gas,GB}$ 分别为 CHP 和燃气锅炉单位燃料价格; $F_{CHP,t}$ 和 $F_{GB,i,t}$ 分别为 CHP 和燃气锅炉燃料消耗量; N_{GB} 为燃气锅炉数量; $P(\zeta)$ 为光伏场景 ζ 概率, ζ 为光伏不确定场景编号; Ω 为光伏不确定场景集合; $P'_{grid,\zeta,t}$ 和 $P_{grid,\zeta,t}^r$ 分别为日内购售电调整量和实际购、售电量; $F'_{CHP,\zeta,t}$ 和 $F_{CHP,\zeta,t}^r$ 分别为 CHP 的燃料变化量和消耗量; c_{GB} 为燃气锅炉成本系数; c_{CGU} 为柴油发电机成本系数; $H_{GB,i,\zeta,t}^{up}$ 和 $H_{GB,i,\zeta,t}^{down}$ 分别为日内燃气锅炉上、下调热功率; $P_{CGU,\zeta,t}$ 为柴油发电机出力; c_{PV} 和 c_{CUT} 分别为弃光和切负荷成本系数;

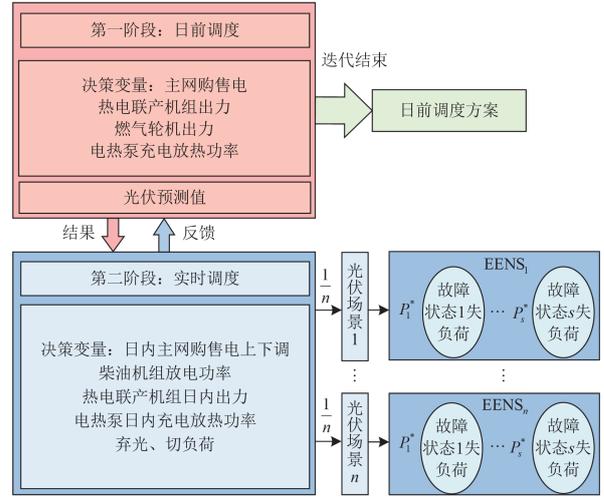


图 3 两阶段日前调度建模

Fig. 3 Two-stage day-ahead scheduling modeling

内调度成本包括: CHP 燃料变化成本, 燃气锅炉调度成本, 主网购售电上下调成本, 柴油机组出力成本, 弃光、切负荷惩罚成本和故障下动态供能可靠性成本。

N_{PV} 和 N_{CUT} 分别为光伏数和负荷数; $L_{PV,\zeta,t,j}$ 和 $L_{CUT,\zeta,t,k}$ 分别为弃光和切负荷量; $W_{EENS,\zeta,t}$ 为连续变量相乘, 采用 1.3 节方法线性化处理; ψ 和 s 分别为故障状态集合和序号; $P_{e,\zeta,t,s}$ 为光伏场景 ζ 故障状态 s 的概率; c_e 和 c_h 分别为电力和热力失负荷风险成本系数; $S_{\zeta,t,s}^e$ 和 $S_{\zeta,t,s}^h$ 分别为电力和热力供应不足量。

$$S_{\zeta,t,s}^e = \max \left(\sum_{k=1}^{N_k} (P_{k,\zeta,t,s}^{e,out} - L_{k,\zeta,t,s}^{e,out} - P_{k,t,s}^{RE}), 0 \right) \quad (14)$$

$$S_{\zeta,t,s}^h = \max \left(\sum_{k=1}^{N_k} (H_{k,\zeta,t,s}^{h,out} - L_{k,\zeta,t,s}^{h,out} - H_{k,t,s}^{RE}), 0 \right) \quad (15)$$

式中: N_k 为故障后裂解子网数; $P_{k,\zeta,t,s}^{e,out}$ 和 $H_{k,\zeta,t,s}^{h,out}$ 分别为子网 k 失去的电源、热源出力; $L_{k,\zeta,t,s}^{e,out}$ 和 $L_{k,\zeta,t,s}^{h,out}$ 分别为失去的电、热负荷; $P_{k,t,s}^{RE}$ 和 $H_{k,t,s}^{RE}$ 分别为电、热备用总量。

3.2 第一阶段约束条件

第一阶段模型考虑电力潮流约束、节点功率平衡约束、节点电压约束、热力潮流约束、水流延迟

和热损耗约束^[26]、设备运行约束^[27-28], 其中电力潮流约束和节点电压参考文献[5], 此处不再赘述。

3.2.1 节点功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{t,j} = P_{\text{CHP},t,j} + P_{\text{grid},t,j} - P_{\text{HP},t,j} + P_{\text{PV},t,j} - P_{\text{L},t,j} \\ Q_{t,j} = Q_{\text{CHP},t,j} + Q_{\text{grid},t,j} - Q_{\text{HP},t,j} + Q_{\text{PV},t,j} - Q_{\text{L},t,j} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $P_{t,j}$ 和 $Q_{t,j}$ 分别为 t 时刻节点 j 的有功和无功注入功率; $P_{\text{CHP},t,j}$ 、 $P_{\text{grid},t,j}$ 、 $P_{\text{HP},t,j}$ 和 $P_{\text{PV},t,j}$ 分别为节点 j 处 CHP、主网购售、热泵充电和光伏发电功率; $Q_{\text{CHP},t,j}$ 、 $Q_{\text{grid},t,j}$ 、 $Q_{\text{HP},t,j}$ 和 $Q_{\text{PV},t,j}$ 分别为其无功功率; $P_{\text{L},t,j}$ 和 $Q_{\text{L},t,j}$ 分别为 t 时刻节点 j 处负荷的有功和无功功率。

3.2.2 热力潮流约束

$$\sum_{i \in I_{\text{H}}(j)} G_{ij,t} + \sum_{k \in O_{\text{H}}(j)} G_{jk,t} = 0 \quad (17)$$

$$\sum_{i \in I_{\text{H}}(j)} T_{ij,t}^{\text{end}} G_{ij,t} + \sum_{k \in O_{\text{H}}(j)} T_{jk,t}^{\text{start}} G_{jk,t} = \frac{H_{t,j}}{c_w} \quad (18)$$

$$T_{jk_1,t}^{\text{start}} = T_{jk_2,t}^{\text{start}} = \dots = T_{jk_{N_j},t}^{\text{start}}, \forall k_1, k_2, \dots, k_{N_j} \in O_{\text{H}}(j) \quad (19)$$

式中: $T_{ij,t}^{\text{end}}$ 表示 t 时刻流入节点 j 的管道 ij 末端水流的温度; $T_{jk,t}^{\text{start}}$ 表示 t 时刻流出节点 j 的管道 jk 首端水流的温度; $I_{\text{H}}(j)$ 和 $O_{\text{H}}(j)$ 分别为热网中与节点 j 相连的输入和输出节点集合; $G_{ij,t}$ 为 t 时刻节点 i 向节点 j 的流质流量; $H_{t,j}$ 表示节点 j 处 t 时刻的净热功率, 当 $H_{t,j} > 0$ 时表示向系统注入热功率, 而 $H_{t,j} < 0$ 时表示消耗热功率; c_w 为水的比热容。

3.3 第二阶段约束条件

第二阶段约束中日内电力和热力潮流约束、线路容量和节点电压约束与日前类似, 不再赘述。此外还包括: 节点功率平衡约束、设备运行约束及主网日内购售电约束。

3.3.1 日内节点功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{j,\zeta} = P_{\text{CHP},\zeta,t,j}^r + P_{\text{grid},\zeta,t,j}^r + P_{\text{CGU},\zeta,t,j}^r - P_{\text{HP},\zeta,t,j}^r + \\ P_{\text{PV},\zeta,t,j}^r - P_{\text{L},\zeta,t,j}^r - L_{\text{PV},\zeta,t,j}^r + L_{\text{CUT},\zeta,t,j}^r \\ Q_{j,\zeta} = Q_{\text{CHP},\zeta,t,j}^r + Q_{\text{grid},\zeta,t,j}^r + Q_{\text{CGU},\zeta,t,j}^r - \\ Q_{\text{HP},\zeta,t,j}^r + Q_{\text{PV},\zeta,t,j}^r - Q_{\text{L},\zeta,t,j}^r \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{CHP},\zeta,t,j}^r$ 、 $P_{\text{grid},\zeta,t,j}^r$ 、 $P_{\text{CGU},\zeta,t,j}^r$ 、 $P_{\text{HP},\zeta,t,j}^r$ 、 $P_{\text{PV},\zeta,t,j}^r$ 和 $P_{\text{L},\zeta,t,j}^r$ 分别为场景 ζ 下 CHP、主网购售、柴油发电机、热泵、光伏和负荷的有功功率; $Q_{\text{CHP},\zeta,t,j}^r$ 、 $Q_{\text{grid},\zeta,t,j}^r$ 、 $Q_{\text{CGU},\zeta,t,j}^r$ 、 $Q_{\text{HP},\zeta,t,j}^r$ 、 $Q_{\text{PV},\zeta,t,j}^r$ 和 $Q_{\text{L},\zeta,t,j}^r$ 分别为其无功功率; $L_{\text{PV},\zeta,t,j}^r$ 和 $L_{\text{CUT},\zeta,t,j}^r$ 分别为弃光和切负荷量。

3.3.2 设备运行约束

设备运行约束主要包括燃气锅炉、热泵及柴油发电机日内运行约束。

$$\begin{cases} \underline{H}_{\text{GB},i} \leq H_{\text{GB},i,\zeta,t}^r \leq \bar{H}_{\text{GB},i}, i = 1, \dots, N_{\text{GB}} \\ H_{\text{GB},i,\zeta,t}^{\text{up}} \leq H_{\text{ramp},\text{GB},i}^{\text{up}} \cdot \Delta t, i = 1, \dots, N_{\text{GB}} \\ H_{\text{GB},i,\zeta,t}^{\text{down}} \leq H_{\text{ramp},\text{GB},i}^{\text{down}} \cdot \Delta t, i = 1, \dots, N_{\text{GB}} \end{cases} \quad (21)$$

$$\begin{cases} H_{\text{HP},\zeta,t}^r = \eta_{\text{HP}} P_{\text{HP},\zeta,t}^r \\ \underline{H}_{\text{HP}} \leq H_{\text{HP},\zeta,t}^r \leq \bar{H}_{\text{HP}} \end{cases} \quad (22)$$

$$\begin{cases} \underline{P}_{\text{CGU}} \leq P_{\text{CGU},\zeta,t} \leq \bar{P}_{\text{CGU}} \\ P_{\text{ramp},\text{CGU}}^{\text{down}} \Delta t \leq P_{\text{CGU},\zeta,t+1} - P_{\text{CGU},\zeta,t} \leq P_{\text{ramp},\text{CGU}}^{\text{up}} \Delta t \end{cases} \quad (23)$$

式中: $H_{\text{GB},i,\zeta,t}^r$ 为燃气锅炉 i 的热功率; $\bar{H}_{\text{GB},i}$ 和 $\underline{H}_{\text{GB},i}$ 分别为燃气锅炉 i 的热功率上、下限; $H_{\text{ramp},\text{GB},i}^{\text{up}}$ 和 $H_{\text{ramp},\text{GB},i}^{\text{down}}$ 分别为燃气锅炉 i 的热功率向上和向下爬坡率限值; $P_{\text{HP},\zeta,t}^r$ 和 $H_{\text{HP},\zeta,t}^r$ 分别为热泵充电和放热功率; η_{HP} 、 \bar{H}_{HP} 、 $\underline{H}_{\text{HP}}$ 分别为热泵的效率和热功率上、下限; $P_{\text{CGU},\zeta,t}$ 为柴油发电机组的出力; \bar{P}_{CGU} 和 $\underline{P}_{\text{CGU}}$ 分别为柴油发电机组的出力上、下限; $P_{\text{ramp},\text{CGU}}^{\text{up}}$ 和 $P_{\text{ramp},\text{CGU}}^{\text{down}}$ 分别为柴油发电机组向上、向下的最大爬坡率。

除上述正常工况下约束, 第 1、2 节电热耦合系统设备故障状态概率模型和故障状态下电热备用转换关系也作为第二阶段约束考虑到模型中, 以分析第一阶段调度结果和光伏不确定场景下的电热功率平衡, 计算元件故障场景电力和热力供应不足量, 实现电热耦合系统动态供能可靠性优化。

至此, 建立了包含目标函数式(12)、约束式(13)一式(23)和故障状态概率模型及电热备用转换约束式(1)一式(11)的考虑动态供能可靠性的 IEHS 两阶段调度模型。

4 算例分析

4.1 场景设定

本文基于改进 IEEE33 配电网与 17 节点热网^[29]耦合系统进行算例分析, 如图 4 所示。配电网包含 1 台 CHP, 1 台柴油发电机, 2 个分布式光伏; 热力系统包含 2 台燃气锅炉, 2 台热泵。热力系统主要参数如表 1—表 3 所示; 设备成本系数如表 4 所示; 线路和机组基础故障概率分别设为 0.0034 和 0.0318; 总热负荷为 2871 kW, 光伏出力和电负荷预测值见图 5, 参考文献[30]生成 50 个光伏出力场景集; 主网购售电电价见图 6。故障状态包含: 线路损坏、CHP 机组故障、燃气锅炉故障以及柴油发电机故障。

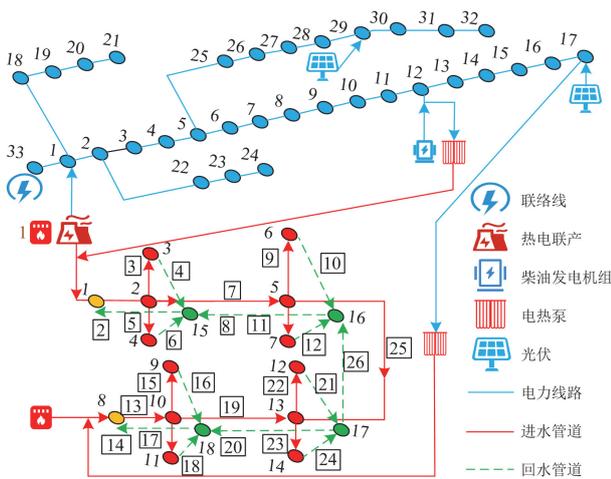


图4 综合能源测试系统示意图

Fig. 4 Schematic diagram of integrated energy testing system

表1 测试系统的热力管网参数

Table 1 Heat network parameters of testing system

管道编号	长度/m	内径/cm	质量流量/(kg/s)
1、2、13、14	1500	68	36
3、4、5、6	500	60	9
15、16、17、18	500	58	9
7、8	1400	50	18
9、10、11、12	250	58	4.5
19、20	1400	58	18
21、22、23、24	700	58	13.5
25、26	700	50	9

表2 测试系统的热负荷参数

Table 2 Heat load parameters of testing system

节点编号	负荷占比	节点编号	负荷占比
1、8、15、16、17、18	0	14	0.076
2、10	0.191	5	0.096
3、4、9、11	0.047	12	0.068
6、7	0.024	13	0.144

表3 设备运行参数

Table 3 Equipment operating parameters

类型	参数	数值
GB	燃料转换系数 η_{GB}	0.73
	最大、最小热功率/kW	1800、0
CHP	电热比率 r	0.75
	电功率燃料系数 β_e	2.4
	热功率燃料系数 β_h	0.31
	最大、最小燃料输入/kWh	3051、580
HP	最大、最小放热功率/kW	25、0
	电热转换系数 η_{HP}	4.57
柴油发电机组	最大、最小电功率/kW	300、50
联络线	传输功率上限/kW	7500

表4 主要设备的成本系数

Table 4 Cost coefficients for major equipment

		元/kWh	
类型	费用	类型	费用
CHP 燃料成本	0.172	柴油发电成本	1.8864
CHP 日内燃料成本	0.2	弃光成本	7
燃气锅炉燃料成本	0.4128	切负荷成本	8
燃气锅炉上下调度成本	1.4128	失负荷风险成本	10

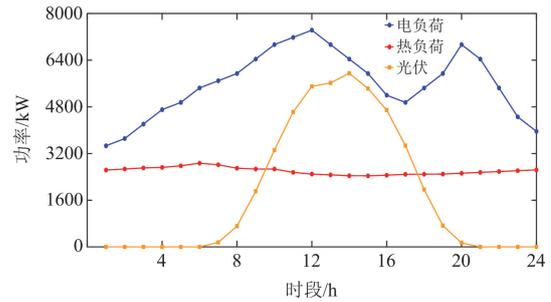


图5 光伏出力 and 负荷曲线

Fig. 5 PV output and load curve

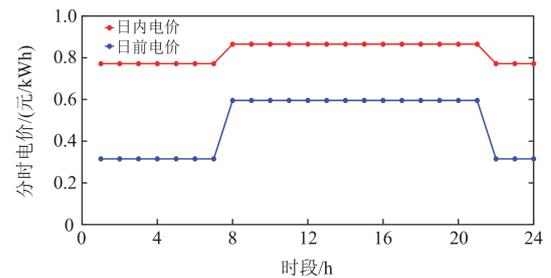


图6 向主网购电的分时电价

Fig. 6 Time-of-use of power from the main grid

4.2 运行成本分析

为验证模型有效性，分别在传统调度、考虑最优电热备用和考虑实时故障概率及最优电热备用容量调度3种方案下优化 IEHS 日前日内出力。

方案一：不考虑设备故障造成的失负荷风险，以日前日内调度费用最低为目标。

方案二：考虑设备故障后的失负荷风险及电热备用转换，认为故障概率为恒定基础故障概率。

方案三：同时考虑系统运行状态对故障概率的影响以及故障失负荷后的电热备用转换。

3种方案的优化结果如表5所示。

由表5可知，总成本方面，相较方案一，方案二上升了7.16%，方案三下降了0.52%；失负荷风险成本方面，方案二下降了7.2%，方案三下降了37%。相较于方案一不考虑失负荷风险，方案二优化日内主网售电和柴油发电机出力的同时平衡发电量，使

电网线路发生故障时不至于出现因发电量分布不均造成失负荷现象, 降低了故障状态下系统的失负荷水平。但方案二并未考虑元件运行状态对故障概率的影响, 某些情况下反而导致系统重要元件故障概率增大, 增加了系统失负荷风险, 整体而言失负荷风险改善效果有限。方案三在考虑备用容量的基础上调节设备及线路负载率, 减小了系统故障概率, 在日前成本增加较小的情况下有效降低了失负荷风险。

表 5 不同方案下电热综合能源系统运行成本

Table 5 Operating costs of IEHS under different cases

成本	方案一	方案二	方案三
总成本	4.0970	4.3902	4.0757
日前成本	7.7624	7.7689	7.7642
日内成本	-3.6654	-3.3787	-3.6885
CHP 调度成本	-0.011	-0.011	-0.011
主网购电成本	-3.94	-4.147	-3.941
柴油发电机成本	0.226	0.724	0.226
弃光、切负荷成本	0	0	0
失负荷风险成本	0.0596	0.0553	0.0375

4.3 失负荷风险分析

为分析不同方案失负荷风险降低效果, 选取日内光伏出力充足场景进行优化调度, 得到 3 种不同方案下的失负荷量, 分别如图 7—图 9 所示。

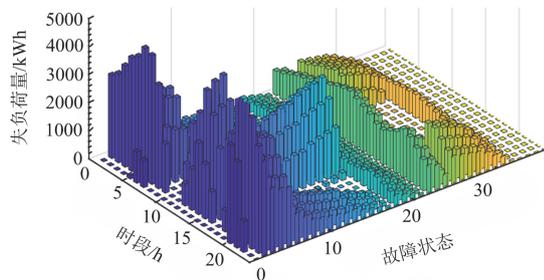


图 7 方案一系统不同故障状态下的失负荷量

Fig. 7 Loss of load for different fault states under Case 1

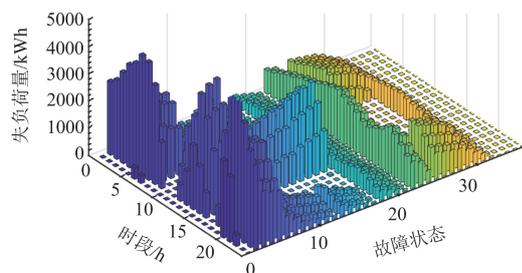


图 8 方案二系统不同故障状态下的失负荷量

Fig. 8 Loss of load for different fault states under Case 2

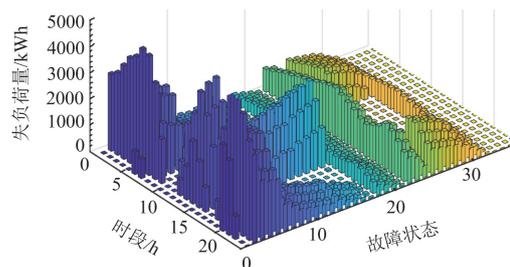


图 9 方案三系统不同故障状态下的失负荷量

Fig. 9 Loss of load for different fault states under Case 3

由图 7—图 9 可知, 系统失负荷场景主要集中于故障状态 1—17 的白天时段, 这是由于光伏发电量充足, 主网购电和 CHP 电出力较少, 而当相应场景线路故障时系统电源受爬坡率限制供能不足, 导致失负荷发生。故障状态 25—29 为线路故障, 其中一部分主要依靠光伏供电, 白天电源充足时无失负荷现象发生, 夜间失负荷增加。故障状态 33—36 为机组故障, 其他机组备用大于其当前供能水平, 从而避免失负荷情况。

此外, 由图 7、图 8 可知, 方案二故障状态失负荷量之和较方案一下降 9.27%, 这是由于通过机组日内调度给系统失负荷较大的故障状态分配更多的备用容量, 从而减小了失负荷量, 以故障状态 32 为例, 其不同方案下各时段的备用容量如图 10 所示, 通过机组调度使大部分时段备用容量获得了提高。

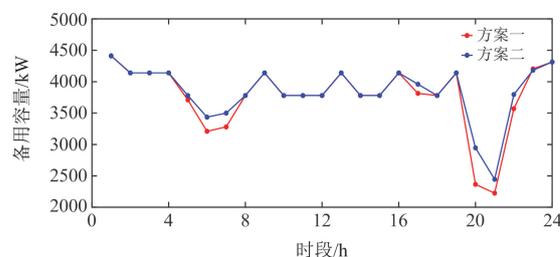


图 10 方案一和方案二系统备用容量

Fig. 10 Reserve capability of the system under Case 1 and 2

而如图 7—图 9 所示, 相较方案一, 方案三的失负荷量降低了 4.47%; 但相较方案二, 方案三所有故障状态失负荷量之和增加了 5.28%。这是由于方案二仅考虑最优电热备用容量进行优化调度以减小失负荷量, 未计及故障状态概率对最终失负荷风险的影响。考虑故障状态实际概率后, 基于每个故障状态失负荷量与发生概率, 可得到 3 个方案下失负荷风险成本, 分别如图 11—图 13 所示。

分析图 7、图 8、图 11、图 12 及表 5 结果可知, 相较方案一, 方案二总失负荷量降低的同时, 部分故障状态概率提高, 导致总失负荷成本提升程度低于总失负荷量改善程度, 失负荷风险成本由方案一

的 0.0596 万元降为方案二的 0.0553 万元,下降幅度仅为 7.21%, 小于 9.27%。分析图 8、图 9 及图 12、图 13 可知, 虽然方案三的失负荷量较方案二有所提升, 但方案三通过调节线路潮流及设备负载率, 降低了元件故障概率, 优化了失负荷量较大的故障状态概率, 从而有效降低了系统失负荷风险成本。

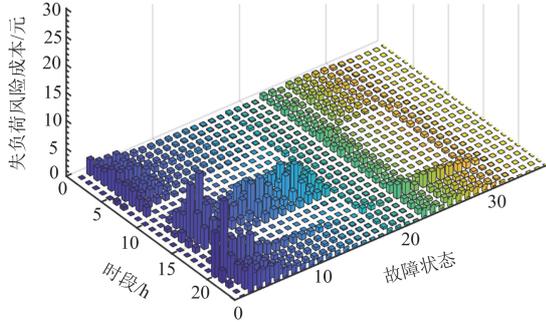


图 11 方案一系统不同故障状态下的失负荷风险成本
Fig. 11 Cost of load loss risk for fault states under Case 1

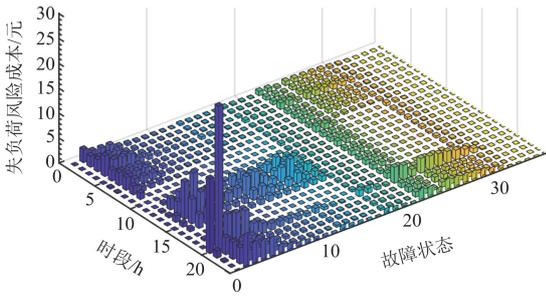


图 12 方案二系统不同故障状态下的失负荷风险成本
Fig. 12 Cost of load loss risk for fault states under Case 2

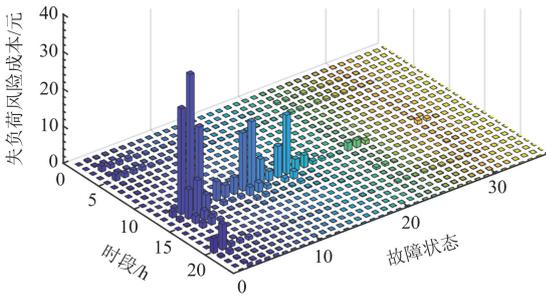


图 13 方案三系统不同故障状态下的失负荷风险成本
Fig. 13 Cost of load loss risk for fault states under Case 3

综上所述, 同时考虑电热备用容量分配以及元件故障概率变化, 可有效降低系统失负荷风险, 提升系统功能可靠性。

4.4 电热备用转换过程分析

为验证电热备用模型转换过程的有效性, 选取方案三调度结果下线路 9 损坏和燃气锅炉 1 损坏两

种典型故障状态, 分析电热备用转换过程。

线路 9 故障后电力系统分为两部分, 如图 14 所示。此故障状态下热力系统并未受到损坏, 因此只分析电力系统备用情况, 得到故障区域 1、2 电热备用转换前后的电备用容量分别如图 15 和图 16 所示。

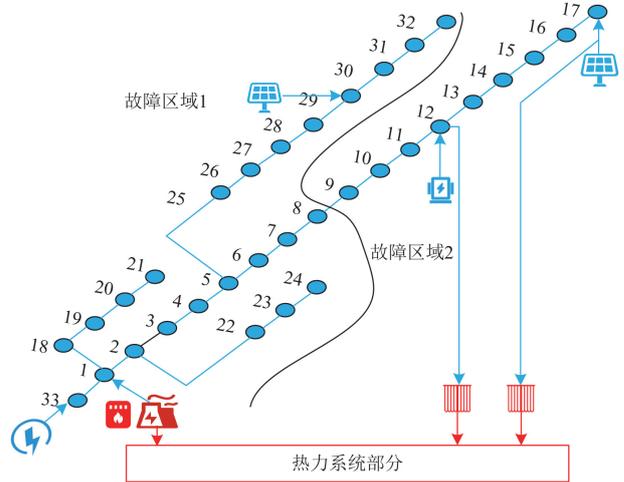


图 14 线路 9 故障的系统运行状态示意图

Fig. 14 Schematic diagram of the system with line 9 failure

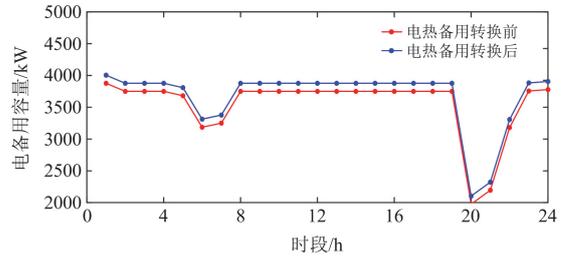


图 15 故障区域 1 的电备用容量

Fig. 15 Power reserve capability of the failure area 1

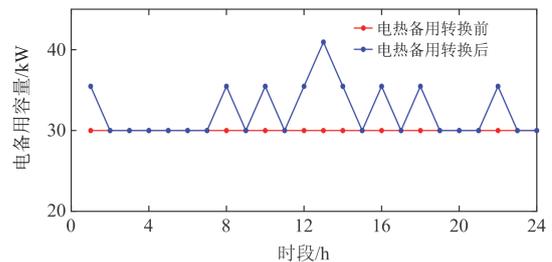


图 16 故障区域 2 的电备用容量

Fig. 16 Power reserve capability of the failure area 2

由图 15 和图 16 可知, 在热力系统完好情况下, 利用电热耦合装置 CHP 和 HP 可将多余的热备用转换为电备用, 提升了故障情况下各部分可供给电能, 对于降低失负荷量具有积极作用。选取时段 23 进行分析, 由于此情况下 HP 充电功率为 0, 仅利用 CHP

进行电热备用转换, 得到 CHP 电备用变化过程如图 17 所示。

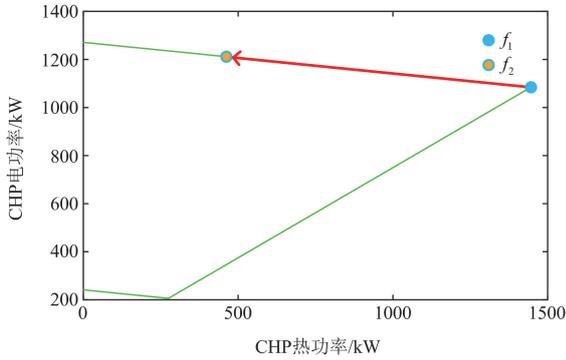


图 17 CHP 的电备用变化

Fig. 17 Changes of CHP power reserve capacity

由图 17 可知, 利用供热系统热备用容量可减少 CHP 热功率, 从而增加其最大放电功率, 同时由于 CHP 爬坡功率限制, 其电功率仅从 f_1 增加至 f_2 , 未达到最大值。同理, 当燃气锅炉故障时, 如图 18 所示, 电力系统并未受到影响, 仅热源出力减少, 此时, 利用电热耦合装置将电备用转化为热备用。电热备用转换前、后的热备用容量如图 19 所示。

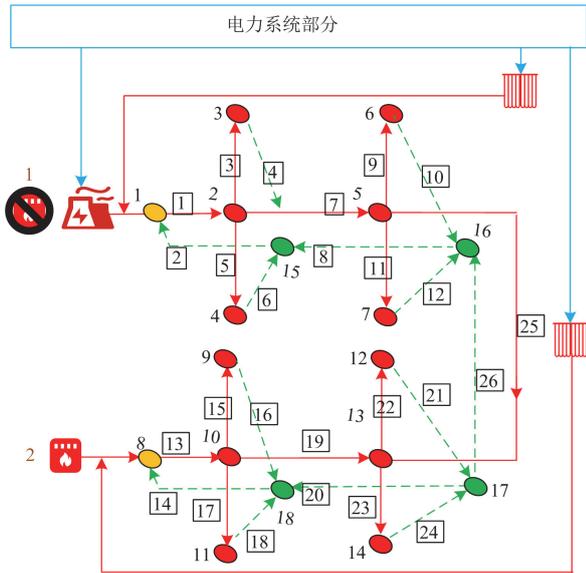


图 18 燃气锅炉 1 故障的系统运行状态示意图

Fig. 18 Schematic diagram of the operational state of the system with GB1 failure

分析图 19 可知, 由于热管网和其他供热设备热备用容量基础值较大, 因此电热备用转换前后变化幅度很小。具体的热备用转换过程与电备用相似, 由于 CHP 已经达到可提供最大热备用的电功率运行点, 因此仅考虑 HP 的热备用变化, 如图 20 所示。利用其他电力备用资源增加发电, 可以将热泵 HP1

和 HP2 的充电功率由 f_3 提升到 f_4 , 从而提高供热系统的热备用容量。

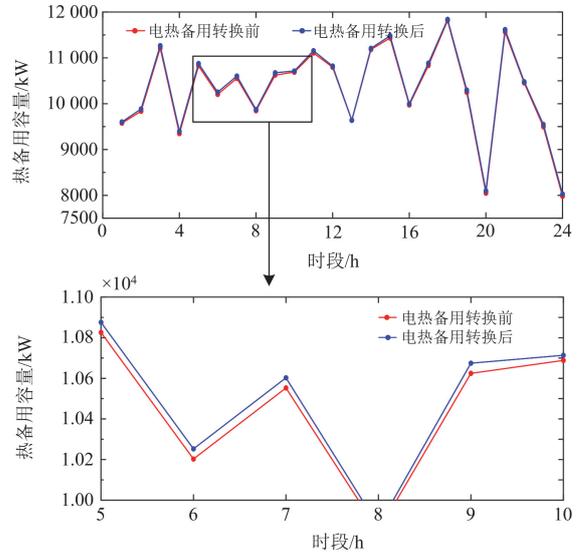


图 19 燃气锅炉 1 故障状态下的热备用容量

Fig. 19 Heat reserve capability under GB1 fault status

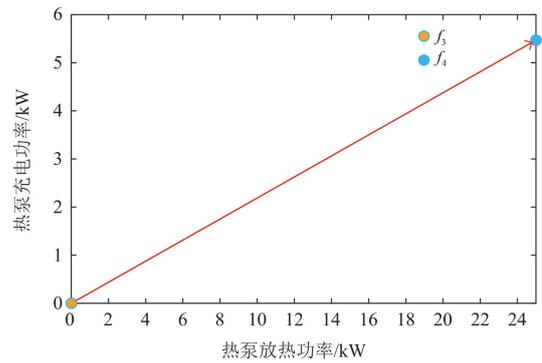


图 20 HP 的热备用变化

Fig. 20 Changes of HP heat reserve capacity

基于上述分析可知, 利用电热耦合装置可以在 IEHS 某部分元件故障时调用其他元件备用进行转换, 以保证供能连续性, 提升系统可靠性。

5 结论

本文在计及元件实时故障概率与电热备用最优转换模型基础上, 提出了考虑动态供能可靠性的电热综合能源系统日前两阶段调度模型。通过算例分析得到结论如下。

1) 本文实时故障概率计算模型准确量化了元件在不同负载状态下的系统故障概率, 为优化调度模型中失负荷风险的计算提供有力支撑。

2) 本文电热备用容量模型充分考虑不同故障状态下的电热备用容量及电热耦合装置转换效率,

通过电热备用容量的最优转换,提高了故障状态系统的供能可靠性,降低了失负荷风险。

3) 考虑动态供能可靠性的 IEHS 日前两阶段调度模型兼顾系统的运行经济性和供能可靠性,最小化运行成本的同时,通过合理调度机组出力,实现电热供能失负荷风险成本最优。

本文基于场景集进行随机优化,对极端场景下的系统安全性考虑不足,后续将采用鲁棒或分布鲁棒优化开展进一步的研究。

参考文献

- [1] 李响, 武海潮, 王文雪, 等. 考虑大规模新能源接入的电网性能评价指标体系[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 178-187.
LI Xiang, WU Haichao, WANG Wenxue, et al. Performance evaluation index system of a power grid considering large-scale new energy[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 178-187.
- [2] 员江洋, 刘宁宁, 杨明, 等. 山东电网新能源消纳关键措施分析及综合评估[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(6): 567-576.
YUN Jiangyang, LIU Ningning, YANG Ming, et al. Comprehensive assessment and analytics for renewable energy accommodation key factors of shandong power grid[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(6): 567-576.
- [3] 马英浩, 刘琛, 谢开贵, 等. 电力系统网络传输灵活性及其评价综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(14): 5429-5441.
MA Yinghao, LIU Chen, XIE Kaigui, et al. Review on network transmission flexibility of power system and its evaluation[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(14): 5429-5441.
- [4] 刘钟淇, 刘耀, 侯金鸣. 以深远海风电为核心的能源岛能源外送经济性分析[J]. 中国电力, 2024, 57(9): 94-102.
LIU Zhongqi, LIU Yao, HOU Jinming. Economic analysis of energy transmission for energy island based on deep-sea offshore wind farms[J]. Electric Power, 2024, 57(9): 94-102.
- [5] 徐箭, 胡佳, 廖思阳, 等. 考虑网络动态特性与综合需求响应的综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(12): 40-48.
XU Jian, HU Jia, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated energy system considering dynamic characteristics of network and integrated demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(12): 40-48.
- [6] 张宁, 朱昊, 杨凌霄, 等. 考虑可再生能源消纳的多能互补虚拟电厂优化调度策略[J]. 发电技术, 2023, 44(5): 625-633.
ZHANG Ning, ZHU Hao, YANG Lingxiao, et al. Optimal scheduling strategy of multi-energy complementary virtual power plant considering renewable energy consumption[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 625-633.
- [7] ZHU Suxun, MA Hengrui, CHEN Laijun, et al. Short-term load forecasting of an integrated energy system based on STL-CPLE with multitask learning[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(6): 71-92.
- [8] 朱晓纲, 于佳琪, 李勇, 等. 基于暂态能量辨识的含规模化储能的新能源电力系统暂态稳定控制方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(5): 82-89.
ZHU Xiaogang, YU Jiaqi, LI Yong, et al. Transient stability control method for new energy power systems with scaled energy storage based on transient energy identification[J]. Smart Power, 2024, 52(5): 82-89.
- [9] 张雯涵, 艾欣, 徐衍会, 等. 面向新能源消纳的电氢耦合系统容量优化配置[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(12): 93-101, 110.
ZHANG Wenhan, AI Xin, XU Yanhui, et al. A study on capacity optimization of electric-hydrogen coupling systems for new energy consumption[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(12): 93-101, 110.
- [10] 景巍巍, 王强, 程好, 等. 电热综合能源系统稳态与区间潮流计算快速解耦新方法[J]. 中国电力, 2024, 57(7): 203-213.
JING Weiwei, WANG Qiang, CHENG Hao, et al. New rapid decoupling methods for calculating steady-state and interval power flow of integrated electricity-heat energy systems[J]. Electric Power, 2024, 57(7): 203-213.
- [11] 亢朋朋, 王啸天, 陈铨艺, 等. 考虑碳交易的综合能源系统在不同配置情景下的运行分析[J]. 智慧电力, 2023, 51(4): 16-22, 45.
KANG Pengpeng, WANG Xiaotian, CHEN Quanyi, et al. Operation analysis of integrated energy system considering carbon trading under different configuration scenarios[J]. Smart Power, 2023, 51(4): 16-22, 45.
- [12] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. The role of power system flexibility in generation planning[C] // 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 24-28, 2011, Detroit, MI, USA: 1-6.
- [13] 彭羽, 周勤勇, 丁保迪. 考虑爬坡灵活性的电力系统可靠性评估方法[J]. 电力建设, 2023, 44(7): 142-150.
PENG Yu, ZHOU Qinyong, DING Baodi. Reliability evaluation method of power system considering climbing flexibility[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(7): 142-150.
- [14] 郭挺, 杨梓晴, 徐良德, 等. 考虑新能源随机波动和 T 接线的城市电网连锁故障风险评估[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(13): 59-68.

- GUO Ting, YANG Ziqing, XU Liangde, et al. Risk assessment for cascading failures in urban power grids considering the random fluctuation of renewable energy and T-connected lines[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(13): 59-68.
- [15] 任志超, 程超, 何仲潇, 等. 基于电热耦合潮流的综合能源系统风险评估方法[J]. *电力建设*, 2018, 39(12): 102-108.
- REN Zhichao, CHENG Chao, HE Zhongxiao, et al. Risk assessment of integrated energy system based on electricity and heat power flow[J]. *Electric Power Construction*, 2018, 39(12): 102-108.
- [16] 王舒萍, 张沈习, 程浩忠, 等. 计及用户热舒适度的综合能源系统可靠性指标及评估方法[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(1): 86-95.
- WANG Shuping, ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, et al. Reliability indices and evaluation method of integrated energy system considering thermal comfort level of customers[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(1): 86-95.
- [17] 倪伟, 吕林, 向月, 等. 基于马尔可夫过程蒙特卡洛法的综合能源系统可靠性评估[J]. *电网技术*, 2020, 44(1): 150-158.
- NI Wei, LÜ Lin, XIANG Yue, et al. Reliability evaluation of integrated energy system based on Markov process Monte Carlo method[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(1): 150-158.
- [18] 张弛, 唐庆华, 严玮, 等. 基于粒子群-内点混合优化算法的区域综合能源系统可靠性评估[J]. *电力建设*, 2017, 38(12): 104-111.
- ZHANG Chi, TANG Qinghua, YAN Wei, et al. Reliability evaluation of integrated community energy system based on particle-swarm-interior-point hybrid optimization algorithm[J]. *Electric Power Construction*, 2017, 38(12): 104-111.
- [19] 路红池, 谢开贵, 王学斌, 等. 计及多能存储和综合需求响应的多能源系统可靠性评估[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(8): 72-78.
- LU Hongchi, XIE Kaigui, WANG Xuebin, et al. Reliability assessment of multi-energy system considering multi-storage and integrated demand response[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(8): 72-78.
- [20] HU B, PAN C, SHAO C, et al. Decision-dependent uncertainty modeling in power system operational reliability evaluations[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(6): 5708-5721.
- [21] PAN C, HU B, SHAO C, et al. Reliability-constrained economic dispatch with analytical formulation of operational risk evaluation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(2): 4422-4436.
- [22] 李维展, 邵常政, 胡博, 等. 计及元件故障率时变特性的综合能源系统运行可靠性高效评估方法[J]. *电力自动化设备*, 2024, 44(2): 188-195.
- LI Weizhan, SHAO Changzheng, HU Bo, et al. Efficient evaluation method for operational reliability of integrated energy system considering time-varying characteristics of component failure rate[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024, 44(2): 188-195.
- [23] BAKEER A, SALAMA H S, VOKONY I. Integration of PV system with SMES based on model predictive control for utility grid reliability improvement[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(2): 1-13.
- [24] 解鲁生. 供热锅炉与系统故障的分析与评述[M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2006.
- [25] TEH J, LAI C, CHENG Y. Impact of the real-time thermal loading on the bulk electric system reliability[J]. *IEEE Transactions on Reliability*, 2017, 66(4): 1110-1119.
- [26] 王译旋, 杨用春, 高长征. 计及典型日选取与源荷灵活性调节的优化调度研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(10): 1-10.
- WANG Yixuan, YANG Yongchun, GAO Changzheng. Optimal scheduling considering typical day selection and source load flexibility adjustment[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(10): 1-10.
- [27] MA Y, ZHANG M, YANG H, et al. Decentralized and coordinated scheduling model of interconnected multi-microgrid based on virtual energy storage[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2023, 148.
- [28] YU Jianshu, YANG Dechang, CAO Jinye, et al. Robust state estimation for an electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2024, 9(1): 65-80.
- [29] MA Yinghao, WANG Shuai, YANG Hejun, et al. Two-stage optimization model for day-ahead scheduling of electricity-heat microgrids with solid electric thermal storage considering heat flexibility[J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 95.
- [30] PINSON P, MADSEN H, AA H, et al. From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production[J]. *Wind Energy*, 2009, 12: 51-62.
-
- 收稿日期: 2024-10-31; 修回日期: 2025-03-04
作者简介:
王翔(1988—), 男, 高级工程师, 研究方向为柔性配电网和柔性交直流输配电; E-mail: apollo9@163.com
范睿(1991—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为电网规划、调度与韧性。E-mail: fanrui@epri.sgcc.com.cn
(编辑 周金梅)