

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210904

考虑供能设备故障风险的电-气-热综合能源系统优化运行

陆杨¹, 李华强¹, 刘洋¹, 游祥¹, 陈纓², 林照航²

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 国网四川综合能源服务有限公司, 四川 成都 610021)

摘要: 为了应对综合能源系统(Integrated Energy System, IES)中供能设备存在的潜在故障风险, 建立了基于运行状态的设备故障概率模型以及基于负载率的设备故障严重度模型, 表征设备不同运行状态与系统安全风险关联关系。在此基础上, 以运行成本和风险值为优化目标, 综合考虑电力、天然气和热力管网以及机组出力等多种约束, 建立了 IES 多目标优化运行模型。运用二阶锥松弛、分段线性化和宽容分层序列法将该模型处理为混合整数二阶锥规划模型, 并用宽容度表征系统对风险的接受程度。算例分析结果表明该模型求取的运行策略可以较好地兼顾系统运行安全性与经济性, 验证了所提模型和方法的合理性和有效性。

关键词: 综合能源系统; 多能流; 设备故障风险; 线性化处理; 宽容分层序列法; 优化运行

Optimal operation of electricity-gas-heat integrated energy system considering the risk of energy supply equipment failure

LU Yang¹, LI Huaqiang¹, LIU Yang¹, YOU Xiang¹, CHEN Ying², LIN Zhaohang²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Sichuan Comprehensive Energy Service Co., Ltd., Chengdu 610021, China)

Abstract: In order to cope with the potential failure risk of energy supply equipment in an integrated energy system, an equipment failure probability model based on operating conditions and an equipment failure severity model based on load ratios are established, characterizing the relationship between different operating conditions of equipment and system safety risks. An IES multi-objective optimization operation model is established by taking the operating cost and risk as the optimization objectives, considering comprehensively different constraints of a power network, natural gas pipeline networks, thermal pipeline networks, unit output, etc. Then, the model is processed into a mixed-integer second-order cone programming model using the second-order cone relaxation, piecewise linearization and tolerant hierarchical sequence method, and the tolerance is used to characterize the system's acceptance of risk. The analysis of a calculated example shows that the operating strategy derived from the model can take into account the safety and economy of the system. This verifies the rationality and effectiveness of the model and method.

This work is supported by the Science and Technology Program of Sichuan Province (No. 2021YFSY0019).

Key words: integrated energy system; multi-energy flow; equipment failure risk; linearization; tolerance lexicographic method; optimized operation

0 引言

文献[1]中明确指出, 在持续优化能源结构的背景下, 要积极推进多能互补发展。通过将电-气-热3种能源进行合理规划和运行而形成的综合能源系统(Integrated Energy System, IES)为能源变革提供了一条重要的解决途径^[2-4]。当前, 随着越来越多能源设备不断接入 IES, 各种能量之间的耦合程度愈加

密切, 对 IES 的供能可靠性也提出了新的要求^[5-7]。而近期发生的“5·13”台湾大停电事故也引发了全社会对于能源安全问题的关注。因此, 开展计及各类供能设备运行安全风险的 IES 优化运行研究, 一方面可以保障系统的安全稳定运行, 另一方面可以优化 IES 的运行经济性, 具有重要的现实意义。

目前, 已有许多学者针对大型能源系统的运行安全问题展开了研究。文献[8]指出传统的考虑 $N-1$ 安全约束的优化运行研究主要解决以预防和校正两种模型为主的安全约束最优潮流(Security-constrained

基金项目: 四川省科技计划项目资助(2021YFSY0019)

Optimal Power Flow, SCOPF)问题。文献[9]提出了一种综合考虑静态安全因素与热电最优潮流的 IES 联合优化运行模型, 实现区域 IES 联合优化调度, 并保障系统的静态安全性能。文献[10]提出了一种考虑不确定因素的电力系统静态安全的预防控制方法。文献[11-12]提出了考虑输电线路 $N-1$ 故障和风电出力波动的 SCOPF 模型, 可以提高风电消纳并降低预想故障下的切负荷量。传统的 SCOPF 研究已较为成熟, 但现有方法多适用于大型能源网络, 难以应用于供能设备有限的小规模电-气-热综合能源系统, 并且基于确定性预想事故集的调度结果往往过于保守, 不利于系统运行的经济性。

因此, 将风险理论与能源系统经济运行相结合已成为当前研究的一大趋势。为了降低风电不确定性和波动性对 IES 的影响, 文献[13]提出了基于机会约束目标规划的经济调度模型, 对 IES 的备用容量和调度计划进行了优化。文献[14]提出了一种计及风电置信风险成本的经济/环境多目标最优潮流计算方法, 可有效提升风电接入电网的经济/环境效益。文献[2,15]利用概率统计方法描述了源荷双侧不确定性量, 建立了基于风险价值(Conditional Value-at-Risk, CVaR)的安全经济调度模型, 有效应对了风电等新能源的不确定性对系统运行成本增加造成的潜在风险, 但并未考虑系统元件的安全风险。文献[16-17]提出了一种基于风险量化的经济优化调度模型, 可以利用储能事故备用容量。文献[18-19]建立了基于线路潮流和 CVaR 的电网安全裕度指标, 有效量化和限制了风电随机性对系统安全性的影响。但是该方法需要使用随机模拟抽样, 计算效率低, 因此仅针对单个时段的调度计划进行了优化。文献[20]提出了一种输电线路负载风险指标, 避免了对所有故障场景的计算, 提高了计算效率, 但并未考虑供能设备故障的潜在风险。总的来说, 现有考虑安全风险的 IES 优化运行研究主要解决源荷双侧不确定性以及线路重载引起的系统潜在安全风险问题, 并且设备故障率通常选取为定值, 欠缺对设备运行状态与其故障概率之间关系的深入探究。而设备的重载和低载容易造成设备过热和部件加剧磨损等问题, 这种不健康的运行工况具有一定的潜在风险。

针对上述问题, 本文主要开展了以下工作: 首先介绍了电-气-热综合能源系统的主要供能设备模型以及多能潮流稳态模型; 其次, 考虑供能设备重载和低载运行状态, 建立了供能设备故障概率模型以及基于负载率的设备故障严重度模型, 从供能设

备的角度描述了系统风险; 然后, 建立以运行成本和风险值为目标的 IES 优化运行模型, 运用二阶锥松弛、分段线性化和宽容分层序列法将模型处理为单目标混合整数二阶锥规划问题, 解决了非线性模型难以求解的困难, 并用宽容度表征 IES 运营商(以下简称“系统运营商”)对风险的接受程度; 最后, 采用 CPLEX 对模型进行求解, 兼顾了 IES 运行的经济性与安全性, 通过算例分析验证了模型的合理性和方法的有效性。

1 综合能源系统架构及模型

1.1 系统架构

本文的 IES 架构如图 1 所示。系统输入为从电网和气网购得的电能和天然气, 经过各类能源设备的转化, 所得电能和热能用以供给系统的电、热负荷。

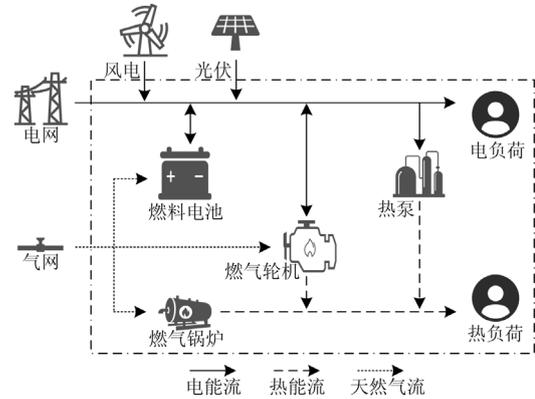


图 1 综合能源系统结构示意图

Fig. 1 Schematic diagram of integrated energy system

1.2 供能设备模型

1) 燃气轮机模型

燃气轮机(Gas Turbine, GT)可以将输入的天然气转化为电能和热能, 本文采用的燃气轮机模型为

$$\begin{cases} P_{GT} = \eta_{GT,e} F_{GT} LHV_{ng} \\ H_{GT} = \eta_{GT,h} F_{GT} LHV_{ng} \end{cases} \quad (1)$$

式中: P_{GT} 和 H_{GT} 表示燃气轮机输出的电功率和热功率; $\eta_{GT,e}$ 和 $\eta_{GT,h}$ 表示燃气轮机的发电效率和产热效率; F_{GT} 表示输入燃气轮机的天然气流量; LHV_{ng} 表示天然气热值, 取 9.7 kWh/m^3 。

2) 燃气锅炉模型

燃气锅炉(Gas Boiler, GB)可将输入的天然气转化为热能, 其模型为

$$H_{GB} = \eta_{GB} F_{GB} LHV_{ng} \quad (2)$$

式中: H_{GB} 表示燃气锅炉输出的热功率; η_{GB} 表示燃气锅炉的产热效率; F_{GB} 表示输入燃气锅炉的天

然气流量。

3) 燃料电池模型

燃料电池(Fuel Cell, FC)以天然气为输入,产生电能,其模型为

$$P_{FC} = \eta_{FC} F_{FC} \text{LHV}_{ng} \quad (3)$$

式中: P_{FC} 表示燃料电池输出的电功率; η_{FC} 表示燃料电池的发电效率; F_{FC} 表示输入燃料电池的天然气流量。

4) 热泵模型

热泵(Heat Pump, HP)可以将电能转化为热能,其模型为

$$H_{HP} = \eta_{HP} P_{HP} \quad (4)$$

式中: H_{HP} 表示热泵输出的热功率; η_{HP} 表示热泵的产热效率; P_{HP} 表示输入热泵的电功率。

5) 风力发电模型

风机(Wind Turbine, WT)出力主要与风速相关,其模型为

$$P_{WT} = \begin{cases} 0 & v \leq v_{in} \\ P_{WT,N} \frac{(v)^3 - v_{in}^3}{v_N^3 - v_{in}^3} & v_{in} \leq v \leq v_N \\ P_{WT,N} & v_N \leq v \leq v_{out} \\ 0 & v \geq v_{out} \end{cases} \quad (5)$$

式中: P_{WT} 为风电机组输出功率; $P_{WT,N}$ 为风电机组额定输出功率; v 、 v_{in} 、 v_N 和 v_{out} 分别为实际风速、切入风速、额定风速和切出风速。

6) 光伏发电模型

光伏(Photovoltaic, PV)出力主要与光照强度及温度相关,其模型为

$$P_{pv} = \lambda_{pv} P_{PV,N} \left(\frac{S_T}{S_{T,STC}} \right) \left[1 + K_p (T_{cell} - T_{ceel,STC}) \right] \quad (6)$$

式中: P_{pv} 为光伏输出功率; λ_{pv} 为光伏板的功率降额因数,反映了光伏板的自身损耗; $P_{PV,N}$ 为标准测试条件下光伏阵列的最大功率; S_T 为实际的光照强度; $S_{T,STC}$ 为标准测试条件下的光照强度; K_p 为功率温度系数; T_{cell} 为光伏板实际温度; $T_{ceel,STC}$ 为标准测试条件下光伏板温度。

1.3 多能潮流模型

1) 电力潮流模型

本文采用电力系统的支路潮流模型^[21-23],并假设系统的无功功率由系统与外部电网相连的变压器进行平衡。

$$P_j = \sum_{i \in \pi(j)} (P_{ij} - r_{ij} I_{ij}^2) - \sum_{k \in \delta(j)} P_{jk}, \forall j \in B \quad (7)$$

$$Q_j = \sum_{i \in \pi(j)} (Q_{ij} - x_{ij} I_{ij}^2) - \sum_{k \in \delta(j)} Q_{jk}, \forall j \in B \quad (8)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2(P_{ij} r_{ij} + Q_{ij} x_{ij}) + I_{ij}^2 (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \quad (9)$$

$$I_{ij}^2 = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2}, \forall ij \in E \quad (10)$$

$$P_j = P_{Load,j} + P_{HP,j} - P_{GT,j} - P_{FC,j} - P_{Grid,j} - P_{WT,j} - P_{PV,j} - P_{Cur,j} \quad (11)$$

$$Q_j = Q_{Load,j} - Q_{Grid,j} \quad (12)$$

式中: P_j 和 Q_j 表示节点 j 的注入有功和无功功率; V_i 、 V_j 表示节点 i 、 j 的电压; $\pi(j)$ 、 $\delta(j)$ 分别表示与节点 j 相连支路的首、末节点集合; B 表示电网节点集合; P_{ij} 、 P_{jk} 、 Q_{ij} 、 Q_{jk} 表示支路有功和无功潮流; r_{ij} 和 x_{ij} 表示支路电阻和电抗; I_{ij} 表示支路电流; $P_{Cur,j}$ 表示节点 j 的切负荷功率。

2) 天然气潮流模型

不考虑压缩机对天然气压力的补充,采用不含压缩机的天然气稳态潮流模型如式(13)和式(14)。式(13)为 Weymouth 方程,表示天然气管道流量与节点气压之间的关系;式(14)为节点流量平衡方程,表示流入节点的天然气流量与流出节点的天然气流量相同。

$$F_{p,ij} = \text{sgn}(\pi_i, \pi_j) \cdot \sigma_{ij} \sqrt{|\pi_i^2 - \pi_j^2|} \quad (13)$$

$$\mathbf{F}_s + \mathbf{A} \cdot \mathbf{F}_p - \mathbf{F}_L = \mathbf{0} \quad (14)$$

式中: $F_{p,ij}$ 表示天然气系统节点 ij 之间的管道流量; σ_{ij} 表示管道传输参数,与管道长度、管径、摩擦等相关因素有关^[24]; π 表示天然气系统节点压力; $\text{sgn}(\ast)$ 为符号函数,表示天然气流向,当节点 i 的压力大于节点 j 的压力时,值为 1,反之为-1; \mathbf{F}_s 为气源输出流量矩阵,外部天然气网向系统注入的天然气可以作为系统的气源; \mathbf{A} 为节点-管道关联矩阵; \mathbf{F}_p 为天然气管道流量矩阵; \mathbf{F}_L 为天然气负荷矩阵,系统中的燃气轮机、燃气锅炉和燃料电池的输入端都可作为天然气负荷。

3) 热力潮流模型

热力潮流模型主要包括水力模型和热力模型。考虑到一般情况下热力网络采用恒水质流速运行方式(质调节)^[24],因此本文不考虑水力建模,即认为各节点和管道流量已知。热力模型如式(15)一(17)。

式(15)为节点能量-温度转换方程, 表示热网节点功率与节点温度和流量之间的关系; 式(16)为管道温度损耗方程, 表示热网管道由于环境温度和管道材质等原因导致的首末端温度损失; 式(17)为节点温度混合方程, 表示汇入节点与流出节点的热媒流量和温度之间的关系。

$$\phi_i = \begin{cases} C_p m_{q,i} (T_{s,i} - T_{o,i}), & i \text{ 为负荷节点} \\ C_p m_{q,i} (T_{s,i} - T_{r,i}), & i \text{ 为热源节点} \end{cases} \quad (15)$$

$$T_{\text{end}} = (T_{\text{start}} - T_a) e^{-\frac{\lambda L}{C_p m}} + T_a \quad (16)$$

$$\left(\sum m_{\text{out}} \right) T_{\text{out}} = \sum (m_{\text{in}} T_{\text{in}}) \quad (17)$$

式中: C_p 为水的比热容, 取 $4.186 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$; $m_{q,i}$ 表示节点注入流量, 具有方向性, 流出为正, 流入为负; $T_{s,i}$ 表示节点供热温度; $T_{o,i}$ 表示节点输出温度, 即流经节点负荷, 汇入回热网络之前的温度; $T_{r,i}$ 表示节点回热温度; T_{end} 和 T_{start} 分别表示管道末端和首端的温度, 考虑到热网为稳态模型, 因此管道首端温度与管道首端对应的节点供热温度相同; T_a 表示环境温度; λ 和 L 分别表示管道的热传导系数和长度, 其中热传导系数取 0.03 , 长度单位为米; m 表示对应管道的流量; m_{out} 和 m_{in} 分别表示流出和流入节点的流量; T_{out} 和 T_{in} 分别表示流出和流入节点的温度, 其中, 流出节点的温度与节点的供热温度相同。

2 基于供能设备的系统运行风险模型

事故风险是对事故发生概率及其严重程度的综合衡量。在电力系统实际运行中, 通常涉及失负荷、失出力、电压越限、线路过载等多类风险。本文主要针对供能设备故障风险进行研究, 下面将对供能设备的故障概率及故障严重度建模。

2.1 基于运行状态的供能设备故障概率模型

各类供能设备发生故障的概率与其运行状态、投运时长、气候环境等因素相关, 本文主要考虑运行状态对设备故障率的影响。并且文献[25]也指出应当依据发电机组的实时运行条件预测其状态概率趋势。

结合生产经验可知, 在机组投运较长年限后, 由于设备老化等原因, 机组实际的最大出力可能无法达到出厂时的铭牌额定功率。并且, 机组长时间满载或重载运行会导致设备内部温度较高; 另一方面, 机组低载运行容易加剧部件的磨损, 滋生安全隐患^[26-28]。基于此, 本文对设备运行状态和故障概率的关系做出如下假设:

1) 当供能设备的出力低于装机容量一定范围

时, 设备属于健康工作状态, 故障概率保持在最低水平。

2) 当供能设备的出力非常接近装机容量时, 设备属于重载工作状态, 故障概率随着重载程度的加剧而升高, 故障率保持在较高水平。

3) 当供能设备的出力低于装机容量一定比例时, 设备属于低载工作状态, 故障概率随着低载程度的加剧而升高, 但故障概率的增长速度慢于超载状态。

4) 当供能设备的出力低于最小出力阈值或高于最大出力阈值时, 设备停机。

基于上述假设, 建立供能设备故障概率模型, 如图 2 所示。

图 2 的上半部分表示设备出力与故障概率的关系, 如式(18)所示; 下半部分表示设备出力与设备运行状态的对应关系, 图中的 χ 为设备出力的标么值, 其基准值为设备额定容量 Cap 。 ϕ 与 χ 的对应关系如式(19)所示。

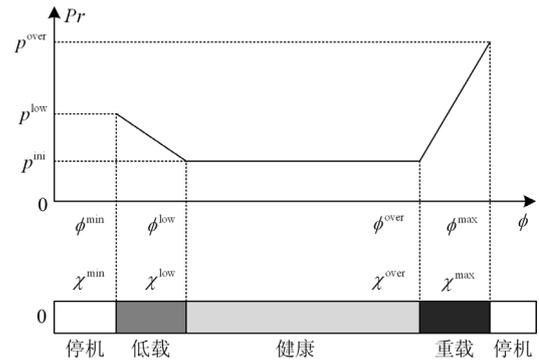


图 2 基于运行状态的设备故障概率模型

Fig. 2 Equipment failure probability model based on operating status

$$Pr_s^{t_f} = \begin{cases} p_s^{\text{ini}} + \frac{p_s^{\text{low}} - p_s^{\text{ini}}}{\phi_s^{\text{low}} - \phi_s^{\text{min}}} (\phi_s^{\text{low}} - \phi_s^{t_f}), & \phi_s^{\text{min}} \leq \phi_s^{t_f} \leq \phi_s^{\text{low}} \\ p_s^{\text{ini}}, & \phi_s^{\text{low}} \leq \phi_s^{t_f} \leq \phi_s^{\text{over}} \\ p_s^{\text{ini}} + \frac{p_s^{\text{over}} - p_s^{\text{ini}}}{\phi_s^{\text{max}} - \phi_s^{\text{over}}} (\phi_s^{t_f} - \phi_s^{\text{over}}), & \phi_s^{\text{over}} \leq \phi_s^{t_f} \leq \phi_s^{\text{max}} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $Pr_s^{t_f}$ 表示设备 s 在 t_f 时段的故障概率, 其中 $s \in \Omega_f, \Omega_f = \{\text{GT}, \text{GB}, \text{FC}, \text{HP}\}$ 表示预想故障设备集合; p_s^{ini} 、 p_s^{low} 、 p_s^{over} 分别表示设备 s 的基础故障概率、低载最大故障概率、重载最大故障概率, 其中 p_s^{ini} 可以通过设备的历史运行数据获得, p_s^{low} 和 p_s^{over} 可以由专家结合运行数据和经验设定; $\phi_s^{t_f}$ 表示

设备在 t_f 时段的出力； ϕ_s^{low} 和 ϕ_s^{over} 分别表示设备处于健康运行状态的最小和最大出力； ϕ_s^{min} 和 ϕ_s^{max} 分别表示设备的最小和最大出力。

$$\begin{cases} \phi_s^{\text{min}} = \text{Cap} \cdot \chi_s^{\text{min}} \\ \phi_s^{\text{low}} = \text{Cap} \cdot \chi_s^{\text{low}} \\ \phi_s^{\text{over}} = \text{Cap} \cdot \chi_s^{\text{over}} \\ \phi_s^{\text{max}} = \text{Cap} \cdot \chi_s^{\text{max}} \end{cases} \quad (19)$$

式中， χ 可由设备生产商根据设备相关的运行性能参数进行设置，不同的设备一般具有不同的 χ 参数。简化起见，本文将所有设备的 χ 参数统一设置为： $\chi^{\text{min}}=0.1$ ， $\chi^{\text{low}}=0.25$ ， $\chi^{\text{over}}=0.9$ ， $\chi^{\text{max}}=1$ 。

2.2 供能设备故障严重度模型

在大多数电力系统风险评估的研究中，严重度模型通常涉及失负荷严重度、电压越限严重度和潮流熵严重度等。这些指标通常是基于大量故障场景的计算结果，虽然能够较为精确地评估系统风险，但是计算效率偏低^[20]。考虑到系统实际运行中，容量大且负荷率高的供能设备发生故障将会导致源侧瞬时的大功率缺额，对系统产生较大影响。因此，本文提出一种基于负载率和设备容量的供能设备故障严重度模型，用于描述设备故障对系统造成的影响程度，同时，该模型也避免了对故障场景的计算，如式(20)所示。

$$\text{Sev}_s^{t_f} = r_s^{t_f} \cdot \frac{\text{Cap}_s}{\phi_{s,\text{Load}}^{t_f}} \quad (20)$$

式中： $\text{Sev}_s^{t_f}$ 为设备 s 在 t_f 时刻发生故障的严重度，取值越大表明故障的严重程度越大，换言之，负载率高且容量大的设备故障造成的严重程度越大； $r_s^{t_f} = \phi_s^{t_f} / \text{Cap}_s$ ，表示设备 s 在 t_f 时刻的负载率； Cap_s 表示设备的额定容量； $\phi_{s,\text{Load}}^{t_f}$ 表示在 t_f 时刻与设备 s 输出能量同类型的负荷值。

2.3 风险模型

某一事件的风险是该事件发生概率和发生后所产生影响的严重程度的综合考量。基于上述供能设备的故障概率模型和故障严重度模型，可得供能设备故障风险模型和系统运行风险模型为

$$\text{Risk}_s^{t_f} = \text{Pr}_s^{t_f} \cdot \text{Sev}_s^{t_f} \quad (21)$$

$$\text{Risk}_{\text{sys}} = \sum_{t_f=1}^T \sum_{s \in \Omega} \text{Risk}_s^{t_f} \quad (22)$$

式中： $\text{Risk}_s^{t_f}$ 为设备 s 在 t_f 时刻的故障风险值； Risk_{sys} 为系统运行风险值。

3 计及安全风险的 IES 多目标优化运行模型

3.1 目标函数

本文以运行成本最小以及运行风险最小作为优化目标。其中运行成本包括购能成本 C_{Buy} 、运维成本 C_{OM} 、开机成本 C_{K} 和切负荷成本 C_{Cur} 。

$$\begin{cases} \min f_1 = \text{Risk}_{\text{sys}} \\ \min f_2 = C_{\text{Buy}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{K}} + C_{\text{Cur}} \end{cases} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} f_2 = & \sum_{t=1}^T (F_{\text{Grid}}^t \cdot J_G^t + P_{\text{Grid}}^t \cdot J_E^t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega} R_i \phi_i^t + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega} \max\{0, (U_i^t - U_i^{t-1})\} c_i + \\ & \sum_{t=1}^T (\delta_{\text{Cur}}^E P_{\text{Cur}}^t + \delta_{\text{Cur}}^H H_{\text{Cur}}^t) \end{aligned} \quad (24)$$

式中： $\Omega = \{\text{WT}, \text{PV}, \text{GT}, \text{GB}, \text{FC}, \text{HP}\}$ 表示所有供能设备集合； P_{Grid}^t 和 F_{Grid}^t 分别表示在 t 时刻系统向外部电网和气网购入的电量和天然气流量； J_G^t 和 J_E^t 分别表示在 t 时刻外部气网和电网的天然气价和电价； ϕ_i^t 表示 t 时刻设备 i 的输出功率； R_i 表示设备 i 的运维费用系数； U_i^t 表示设备 i 在 t 时刻的启停机状态，1表示开机，0表示停机； c_i 表示设备 i 的单次开机成本； δ_{Cur}^E 和 δ_{Cur}^H 分别表示切电、热负荷的惩罚成本系数； P_{Cur}^t 和 H_{Cur}^t 分别表示切电、热负荷量。

3.2 约束条件

1) 能量平衡约束

$$P_{\text{Grid}}^t + P_{\text{GT}}^t + P_{\text{FC}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{PV}}^t = P_{\text{Load}}^t - P_{\text{Cur}}^t \quad (25)$$

$$H_{\text{GT}}^t + H_{\text{GB}}^t + H_{\text{HP}}^t = H_{\text{Load}}^t - H_{\text{Cur}}^t \quad (26)$$

$$F_{\text{Grid}}^t = F_{\text{GT}}^t + F_{\text{GB}}^t + F_{\text{FC}}^t \quad (27)$$

式中： P_{WT}^t 和 P_{PV}^t 分别表示在 t 时刻的风电和光伏出力； P_{Load}^t 和 H_{Load}^t 分别表示在 t 时刻的电负荷和热负荷。

2) 设备出力约束

$$U_i^t \phi_i^{\text{min}} \leq \phi_i^t \leq U_i^t \phi_i^{\text{max}} \quad (28)$$

式中： ϕ_i^{min} 和 ϕ_i^{max} 分别表示设备 i 的输出功率最小值和最大值。

3) 联络线/管道约束

$$P_{\text{Grid}}^{\text{min}} \leq P_{\text{Grid}}^t \leq P_{\text{Grid}}^{\text{max}} \quad (29)$$

$$F_{\text{Grid}}^{\text{min}} \leq F_{\text{Grid}}^t \leq F_{\text{Grid}}^{\text{max}} \quad (30)$$

式中： $P_{\text{Grid}}^{\text{min}}$ 、 $P_{\text{Grid}}^{\text{max}}$ 和 $F_{\text{Grid}}^{\text{min}}$ 、 $F_{\text{Grid}}^{\text{max}}$ 分别表示电力联络线和天然气联络管道的最小、最大传输功率和流量。

4) 设备爬坡约束

$$\phi_i^{\text{down}} \leq \phi_i^{t+1} - \phi_i^t \leq \phi_i^{\text{up}} \quad (31)$$

式中: ϕ_i^{down} 和 ϕ_i^{up} 分别表示设备 i 的下爬坡和上爬坡速率。

5) 系统状态变量约束

$$X^{\min} \leq X^t \leq X^{\max} \quad (32)$$

式中: X^t 表示 t 时刻的系统状态变量, 主要包括节点电压、节点气压和节点回热温度以及线路潮流和管道流量等; X^{\min} 和 X^{\max} 分别表示系统状态变量的最小值和最大值。

4 模型处理与求解流程

4.1 模型的非线性项处理

本文所建模型含有非线性项, 属于混合整数非线性规划问题, 较难求解。因此, 考虑对模型中的非线性项进行处理。模型中的非线性项主要来源于以下四处: 电力潮流模型、天然气潮流模型、设备故障风险模型和目标函数中的开机成本。

1) 对于电力潮流模型, 可以利用二阶锥松弛方法^[21-22], 将其转化为二阶锥规划模型。

2) 对于天然气潮流模型, 可以利用分段线性化方法^[29]将其转化为线性模型。

3) 对于设备故障风险模型, 其线性化过程如下。

首先, 忽略变量的上下标, 将式(21)写为

$$Risk = Pr \cdot Sev \quad (33)$$

式中, $Risk(*)$ 、 $Pr(*)$ 和 $Sev(*)$ 都是关于设备输出功率 ϕ 的线性函数。

然后, 将等式左右两边的元素叠加一个极小正数 m , 以避免底数为 0, 再取对数:

$$\ln(Risk + m) = \ln(Pr + m) + \ln(Sev + m) \quad (34)$$

对式(34)中的对数函数进行分段线性化处理:

$$\tilde{f}_{Risk}(Risk + m) = \tilde{f}_{Pr}(Pr + m) + \tilde{f}_{Sev}(Sev + m) \quad (35)$$

式中, $\tilde{f}_*(*)$ 表示与原函数近似的分段线性函数。可以用线性表达式(35)代替式(33)。

4) 对于目标函数中的开机成本, 添加约束:

$$\begin{cases} C_{K,i}^t \geq 0 \\ C_{K,i}^t \geq (U_i^t - U_i^{t-1})c_i \end{cases} \quad (36)$$

则

$$C_K = \sum_{t=1}^T \sum_{i \in \Omega} C_{K,i}^t \quad (37)$$

至此, 原模型已转化为混合整数二阶锥多目标规划模型。

4.2 基于宽容分层序列法的多目标优化问题求解

求解多目标优化问题的方法主要有赋权法、约束法、分层序列法和评价函数法等^[30]。考虑到本文所提模型的两个目标函数拥有不同的量纲和重要程

度, 因此, 根据目标的重要程度采用宽容分层序列法分层优化求解, 可避免各目标量纲难以统一以及权重系数难以选择的问题。宽容分层序列法的主要思想是将多个目标进行优先级排序, 先求解高优先级的目标, 再将其增加宽容度后作为低优先级目标的约束条件, 直至所有目标全部求解^[31]。

本文将系统运行风险最低作为第一优先级目标, 将运行成本最小作为第二优先级目标。模型求解流程如下。

第一步, 首先求解第一优先级目标。

$$\begin{cases} \min f_1(u) \\ \text{s.t. } g_1(u) \leq 0 \\ h(u) = 0 \\ P_{\text{Cur}}, H_{\text{Cur}} = 0 \end{cases} \quad (38)$$

式中: u 表示控制变量, 包括各个机组的启停状态及出力值; $g_1(*)$ 表示不等式约束, 即式(28)—式(32); $h(*)$ 表示等式约束, 即式(25)—式(27)。求解出最小系统运行风险值 f_1^* 。

第二步, 考虑宽容度 ε , 添加新的约束, 对第二优先级目标进行优化:

$$\begin{cases} \min f_2(u) \\ \text{s.t. } g_1(u) \leq 0 \\ g_2(u) = f_1(u) - (1 + \varepsilon) \cdot f_1^* \leq 0 \\ h(u) = 0 \end{cases} \quad (39)$$

最终求解出最小运行成本值 f_2^* 以及系统相对最佳的运行策略 u^* 。

宽容度的取值代表了系统对风险的接受程度, 管理终端 IES 的运营商可根据自身对于风险的接受程度, 在制定系统运行策略时, 灵活地选取宽容度。

本文采用 Matlab R2018b 编程, 使用 Yalmip 工具箱对上述模型进行搭建, 并调用 CPLEX(V12.9.0)求解器进行求解。PC 配置为 Intel i5-6500, RAM 为 16 GB。

5 算例仿真

5.1 算例设置

本文以某 IES 为例进行算例仿真, 部分数据参考文献[2]。该 IES 包含 GT、GB、FC、HP、WT 和 PV, 结构如图 3 所示。该 IES 与外部电网和气网的并网点分别在 EB_1 和 GB_1 , 电力联络线最大传输功率设为 800 kW, 天然气联络管道最大传输流量为 300 m³。取天然气价格为 2.41 元/m³, 切电、热负荷的惩罚费用系数分别为 10 元/kW 和 9 元/kW, 宽容度为 0.5, 功率因数取 0.9。基础故障率取 0.01, 低载和重载最大故障率分别取基础故障率的 15 倍和 25 倍。

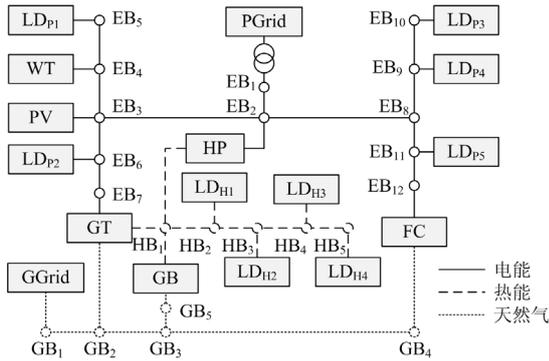


图 3 IES 结构图

Fig. 3 IES structure diagram

5. 2 算例分析

1) 优化结果分析

采用本文所提的优化运行模型求解得到 IES 的运行策略, 电能、热能和天然气的平衡情况如图 4—图 6 所示。风电和光伏按照预测出力满发, 实现了清洁能源的全消纳; 燃气轮机和燃料电池在电价较低时停机, 在电价较高时增加出力, 以利用成本更低的天然气进行发电, 减少系统运行成本, 此外, 燃气轮机发电产生的部分余热用于供应热负荷需求; 系统向外电网购电的行为在全时段均有发生, 电价较低时是为了更佳的经济性, 电价较高时是为了满足较高的电负荷; 地源热泵具有很高的电热转换效率, 因此在大多数情况下出力较大。值得注意的是在 10—16 时段, 由于热负荷较低, 且燃气锅炉的启停机成本相较于地源热泵更低, 因此为了避免造成更大的经济损失, 地源热泵在该时段暂时停机。此外, 在 19—20 时段, 由于电负荷过重, 为了避免发生切负荷行为, 地源热泵停机, 以减轻系统供电压力; 燃气锅炉是系统热负荷的主要供应源, 由于其能量转换效率不如燃气轮机和地源热泵, 因此在大多数情况下用于补充满足燃气轮机和地源热泵不能完全供应的热负荷需求。上述分析表明该运行策

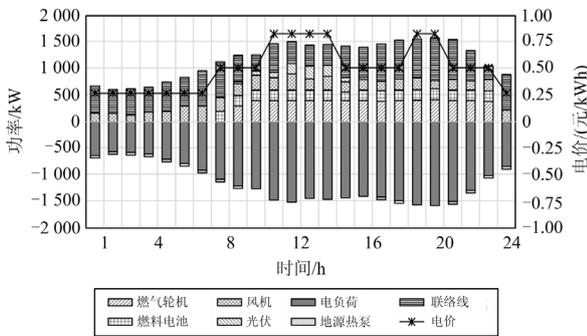


图 4 电能平衡情况

Fig. 4 Schematic diagram of power balance

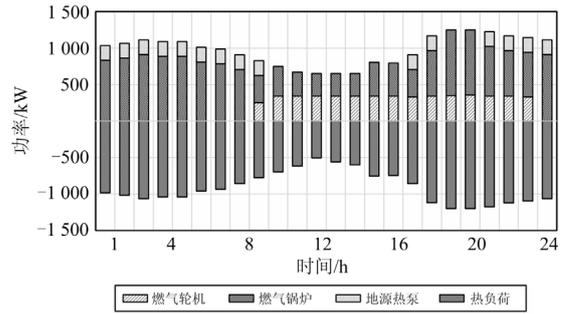


图 5 热能平衡情况

Fig. 5 Schematic diagram of thermal energy balance

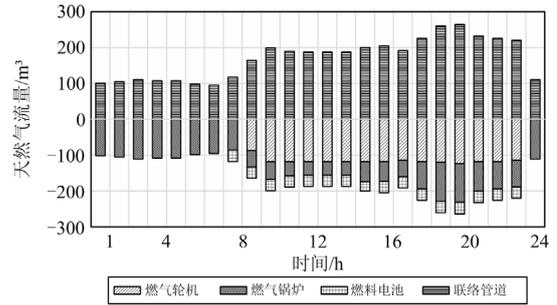


图 6 天然气平衡情况

Fig. 6 Schematic diagram of natural gas balance

略充分利用 IES 多能互补的特点满足了系统的电、热能源需求, 实现了 IES 的优化运行, 验证了优化结果的合理性。

图 7 的结果显示, 上述运行策略下的电力子系统节点电压、天然气子系统节点气压以及热力子系统节点回热温度均在允许的运行范围内, 且距离临界值有充足的裕度。本文所提模型计及了多能潮流约束, 相较于通常不考虑多能潮流约束的优化运行模型而言, 一方面能够避免出现网架状态量越限的情况, 更加全面地保证 IES 的安全稳定运行; 另一方面, 能够为 IES 中各节点控制变量和状态变量的调节提供一定的参考, 对于 IES 的实际运行具有重要意义。

2) 不同约束下的运行策略对比分析

为了体现本文所提模型的有效性和优越性, 设置 3 个场景进行对比分析。

场景 1: 将各供能设备的极限出力作为约束, 即设备的出力范围为 $[\phi^{\min}, \phi^{\max}]$, 不考虑风险作为优化目标。

场景 2: 将各供能设备的健康出力作为约束, 即设备的出力范围为 $[\phi^{\text{low}}, \phi^{\text{over}}]$, 不考虑风险作为优化目标。

场景 3: 采用本文所提模型和方法。将各供能设备的极限出力作为约束, 即设备的出力范围为 $[\phi^{\min}, \phi^{\max}]$, 考虑风险作为优化目标。

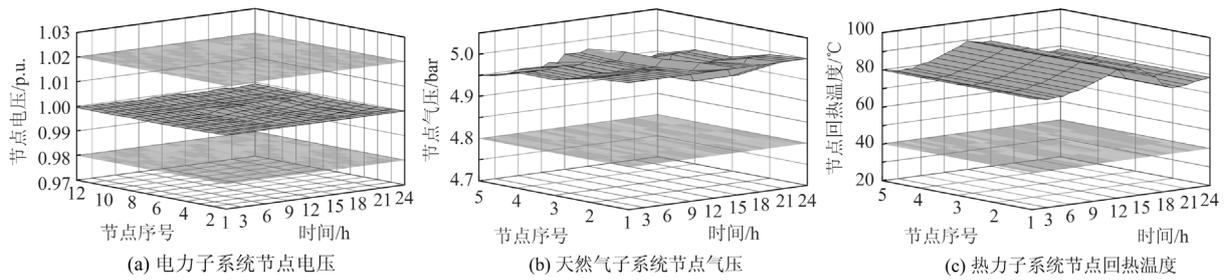


图 7 IES 各子系统状态量情况

Fig. 7 State variables of IES subsystems

其中, 场景 1 和场景 2 为对照组, 场景 3 为实验组。各场景的优化运行结果如表 1 所示, 各供能设备及联络线/管道的运行情况如图 8 所示。

表 1 不同场景的运行策略指标对比

Table 1 Comparison of operating strategy indicators in different scenarios

	场景 1	场景 2	场景 3
购能成本/元	16 280.30	16 579.67	16 631.21
运维成本/元	1 024.70	985.37	916.00
开机成本/元	33.2	37.9	37.9
切负荷成本/元	0	280.68	0
总运行成本/元	17 338.20	17 883.62	17 585.19
系统运行风险值	2.960 25	0.792 91	0.762 60
切负荷量/kW	0	28.07	0
机组重载	GT 12 GB 0 FC 16 HP 17	0 0 0 0	2 0 1 0
机组低载	GT 0 GB 9 FC 0 HP 0	0 0 0 0	0 4 0 0

场景 1 与场景 3 相比, 总运行成本更低, 但风险值更高。场景 1 的供能设备具有更广的调节范围, 能够更加充分地发挥其高效率及多能互补的优势, 进而获得更高的经济性。但是, 场景 1 忽略了设备重载及低载运行状态, 一味地追求经济性, 最终的运行结果显示大部分机组均有长时间地运行在重载或低载状态, 导致系统运行风险值极大, 不利于系统的安全稳定运行。

场景 2 与场景 3 相比, 总运行成本与风险值均更高。场景 2 直接将设备的出力约束在健康运行范围内, 因此全时段均未出现设备重载和低载的情况, 设备故障概率也达到最低, 进而系统运行风险值相较于场景 1 有明显降低。但是, 由于场景 2 的设备运行范围过于保守, 调节能力有限, 导致了系统总

运行成本显著增加的同时, 还出现了切负荷的情况, 不利于系统的经济运行。另一方面, 风险值是由故障概率和严重度共同决定的, 场景 2 虽然通过机组出力约束保证各机组运行在健康范围, 但这一行为仅保证了系统故障概率处于最低水平, 不能确保故障严重度也同时处于最低水平。因此, 看似最为保守的场景 2 其实并不一定是风险最低的场景。

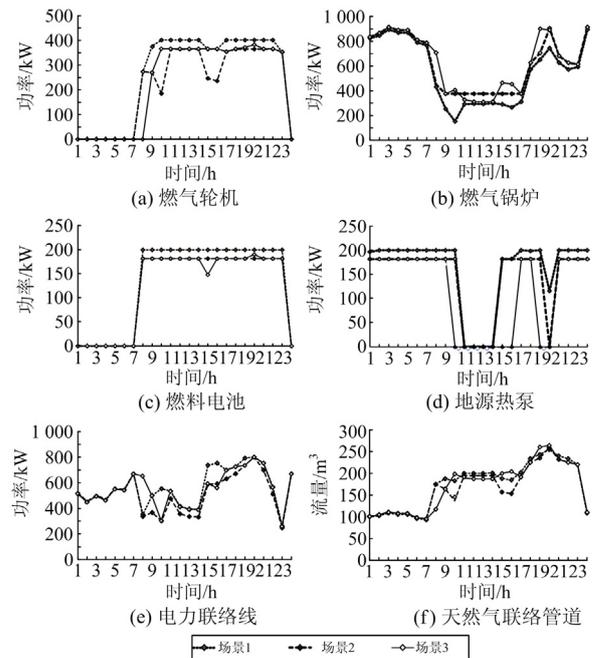


图 8 不同场景下的设备及联络线/管道运行情况

Fig. 8 Equipment and line/pipeline operation in different scenarios

场景 3 与场景 1 相比, 系统运行风险值降低了 263.92%, 而运行成本仅增加了 0.9%; 与场景 2 相比, 系统运行风险值降低了 3.82%, 总运行成本降低了 1.67%, 并且切负荷量为 0。场景 3 将系统运行风险值作为目标函数, 以此牵制供能设备为了追求经济性而趋向重载和低载的运行状态, 使得供能设备在拥有较高供能能力的情况下, 也可保证系统

处于较低的风险水平。兼顾了系统运行的安全性与经济性。

从图 8 可以看出, 3 个场景下的设备及联络线/管道出力趋势大致相同, 场景 3 下的设备在大部分时段工作在健康运行状态, 其出力曲线也大致位于场景 1 和场景 2 之间, 符合其兼顾安全性与经济性的特点。值得注意的是, 在 9—17 时段热负荷较低, 为了避免燃气锅炉的停机, 3 个场景均将燃气锅炉的出力维持在较低水平, 场景 1 的低载程度最重, 场景 3 为了降低系统运行风险, 适当增加了燃气锅炉出力, 减轻其低载程度, 减少了低载持续时间; 在第 20 时段电负荷较重, 为了避免切负荷, 燃气轮机和燃料电池在此时段适当的重载出力, 满足系统的电能需求。

综上所述可知, 本文所提模型可以有效地优化供能设备的运行状态, 保证设备拥有较高供能能力的同时降低系统运行风险, 可以兼顾系统运行的安全性与经济性, 验证了所提模型的有效性和优越性。

3) 不同宽容度下的运行结果分析

为了探究宽容度对模型的影响, 在此计算了宽容度取值在[0.2,1]之间, 以 0.1 为步长的优化结果, 如图 9 所示。

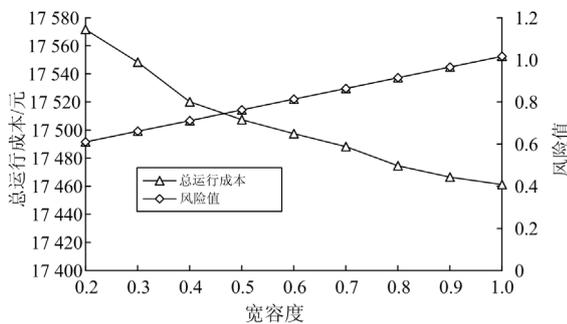


图 9 不同宽容度下的运行结果

Fig. 9 Running results under different tolerances

观察图 9 可知, 随着宽容度的增加, 系统总风险值呈线性增长, 总运行成本逐步降低。这是由于宽容度的增加导致了系统对运行风险值的约束放宽, 各设备将有更大调节空间去追求经济性, 验证了模型的可调性。系统运营商可以根据自身对风险的接受程度结合系统特征和经验, 选择适当的宽容度用以制定系统的运行策略。

4) 分段线性化处理的误差分析

本文针对模型中的非线性项进行了线性化处理, 其中电力潮流的二阶锥松弛方法以及天然气潮流的分段线性化方法已有文献进行了详细分析并已广泛应用。因此, 此处针对风险模型的线性化处理

进行误差分析, 结果如表 2 所示。

从表 2 可以看出, 不同分段数的情况下, 系统总风险值的相对误差均在 5%以内, 具有较好的精度。另一方面, 随着分段数的增加, 系统运行风险值的相对误差逐渐减小, 而计算时长相应增长。这是由于分段数的增加使得拟合函数曲线更加接近原函数曲线, 计算精度更高, 而相应也大大增加了模型中的 0-1 变量的数目, 加剧了模型求解的复杂性, 进而损失了部分计算效率。在实际应用中, 可以根据计算精度和效率的需要, 适当调整分段数目。

表 2 线性化处理误差分析

Table 2 Linearization processing error analysis

分段数	计算时长/s	风险值的相对误差/%
2	2.016 1	4.24
3	3.900 3	1.52
4	6.411 4	0.83
5	22.213 4	0.35
6	43.566 1	0.20

6 结论

本文将供能设备安全风险计入 IES 优化运行问题中, 建立了基于运行状态的故障概率模型及系统运行风险模型。并在此基础上, 建立了以运行成本和系统运行风险值为优化目标的 IES 优化运行模型。结合算例仿真结果, 本文得到以下结论:

1) 本文建立的供能设备故障概率模型可以有效地表征设备运行状态与故障概率之间的关系, 描述了设备低载和重载的潜在风险;

2) 本文建立的计及安全风险的 IES 优化运行模型一方面可以牵制供能设备为了追求经济性而趋向重载和低载的情况, 有效地优化供能设备的运行状态, 另一方面可以充分利用设备重载和低载能力, 保证设备在拥有较高供能能力时系统的运行风险保持在较低水平, 兼顾了系统运行的安全性与经济性。此外, 通过对宽容度的调节, 可以有效地调整系统运行策略对于安全性或经济性的侧重;

3) 本文对于风险模型的线性化处理方法可用于处理多个简单连续变量相乘的非线性项, 算例分析结果也表明了该方法的有效性。

需要指出的是, 本文在建立基于运行状态的设备故障概率模型时, 对于不同类型设备采用的是通用模型, 但实际上设备不同对于模型中参数的选择也会有一定的影响。未来可以针对不同设备具体的运行特点, 对其故障概率模型进行更为精细化的建模研究。

参考文献

- [1] 国家能源局. 2021 年能源工作指导意见[EB/OL]. [2021-04-22]. http://www.nea.gov.cn/2021-04/22/c_139898478.htm.
- [2] 胡浩, 王英瑞, 曾博, 等. 基于 CVaR 理论的综合能源系统经济优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 209-219.
HU Hao, WANG Yingrui, ZENG Bo, et al. CVaR-based economic optimal dispatch of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 209-219.
- [3] 沈沉, 贾孟硕, 陈颖, 等. 能源互联网数字孪生及其应用[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(1): 1-13.
SHEN Chen, JIA Mengshuo, CHEN Ying, et al. Digital twin of the energy internet and its application[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(1): 1-13.
- [4] 屈小云, 吴鸣, 李奇, 等. 多能互补综合能源系统综合评价研究进展综述[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 153-163.
QU Xiaoyun, WU Ming, LI Qi, et al. Review on comprehensive evaluation of multi-energy complementary integrated energy systems[J]. Electric Power, 2021, 54(11): 153-163.
- [5] 杨芳, 何晓萍. 台湾的电力短缺: 基于电力供需形势的分析[J]. 台湾研究集刊, 2019(3): 40-51.
YANG Fang, HE Xiaoping. Power shortage in Taiwan—base on the analysis of their power supply and demand[J]. Taiwan Research Journal, 2019(3): 40-51.
- [6] 高强, 刘畅, 金道杰, 等. 考虑综合需求响应的园区综合能源系统优化配置[J]. 高压电器, 2021, 57(8): 159-168.
GAO Qiang, LIU Chang, JIN Daojie, et al. Optimal configuration of park-level integrated energy system considering integrated demand response[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(8): 159-168.
- [7] 黄景光, 汪潭, 林湘宁, 等. 面向风电消纳的区域综合能源系统鲁棒优化调度[J]. 电测与仪表, 2021, 58(12): 110-117.
HUANG Jingguang, WANG Tan, LIN Xiangning, et al. Robust optimal dispatch of regional integrated energy system for wind power consumption[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(12): 110-117.
- [8] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 考虑关键故障筛选的电-气互联综合能源系统混合控制方法[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 23-33.
MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Hybrid control of integrated power and gas energy systems based on significant contingency screening[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 23-33.
- [9] 潘益, 梅飞, 郑建勇, 等. 计及静态安全因素与热电最优潮流的综合能源系统联合运行优化模型[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 50-59.
PAN Yi, MEI Fei, ZHENG Jianyong, et al. Operation optimization model for multi-integrated energy systems considering static security and optimal energy flow[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 50-59.
- [10] 傅旭. 考虑不确定因素的电力系统静态安全预防控制[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(2): 120-124.
FU Xu. Static security preventive control considering uncertainty factor for power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(2): 120-124.
- [11] 江东林, 徐向东, 刘天琪, 等. 考虑校正控制的含风电场安全约束优化潮流[J]. 电网技术, 2013, 37(1): 172-177.
JIANG Donglin, XU Xiangdong, LIU Tianqi, et al. Security-constrained optimal power flow of power grid connected with wind farms considering corrective control[J]. Power System Technology, 2013, 37(1): 172-177.
- [12] 陈哲, 张伊宁, 黄刚, 等. 计及线路随机故障的机会约束最优风电消纳模型[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 363-370.
CHEN Zhe, ZHANG Yining, HUANG Gang, et al. Chance-constrained optimal wind power accommodation point considering transmission line contingencies[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 363-370.
- [13] 吴嘉豪, 曾成碧, 苗虹. 基于机会约束目标规划的综合能源系统经济调度[J]. 电力建设, 2020, 41(12): 47-54.
WU Jiahao, ZENG Chengbi, MIAO Hong. Economic dispatch of integrated energy system based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(12): 47-54.
- [14] 温泽之, 彭春华, 孙惠娟. 计及风电置信风险成本的多目标最优潮流计算[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 36-43.
WEN Zezhi, PENG Chunhua, SUN Huijuan. Multi-objective optimal power flow calculation considering wind power confidence risk cost[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 36-43.
- [15] 陈寒, 唐忠, 鲁家阳, 等. 基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(5): 105-115.
CHEN Han, TANG Zhong, LU Jiayang, et al. Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty[J]. Power System Protection and

- Control, 2021, 49(5): 105-115.
- [16] 刘志谱, 李欣然, 刘小龙, 等. 基于风险量化的综合能源系统电储能事故备用容量优化利用研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2641-2651.
LIU Zhipu, LI Xinran, LIU Xiaolong, et al. Research on optimal utilization of battery energy storage emergency reserve capacity in integrated energy system based on risk quantification[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2641-2651.
- [17] 刘小龙, 李欣然, 刘志谱, 等. 基于风险量化与需求侧响应的综合能源系统储能事故备用优化利用[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1901-1913.
LIU Xiaolong, LI Xinran, LIU Zhipu, et al. Study on the optimal utilization of integrated energy system emergency reserve based on risk quantification and demand side response[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1901-1913.
- [18] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR 和 EVaR 安全运行风险管理下的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 49-56.
YI Guowei, TONG Xiaojiao, ZHOU Peng, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 49-56.
- [19] 周任军, 姚龙华, 童小娇, 等. 采用条件风险方法的含风电系统安全经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(1): 56-63, 18.
ZHOU Renjun, YAO Longhua, TONG Xiaojiao, et al. Security economic dispatch in wind power integrated systems using a conditional risk method[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1): 56-63, 18.
- [20] 何宇斌. 电-气综合能源系统的随机优化和分布式调度研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2019.
HE Yubin. Research on stochastic optimization and decentralized dispatch for integrated electricity-natural gas system[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2019.
- [21] 叶亮, 吕智林, 王蒙, 等. 基于最优潮流的含多微网的主动配电网双层优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 27-37.
YE Liang, LÜ Zhilin, WANG Meng, et al. Bi-level programming optimal scheduling of ADN with a multi-microgrid based on optimal power flow[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(18): 27-37.
- [22] 张福民, 刘国鑫, 李占凯, 等. 基于二阶锥规划的交直流混合配电网优化调度[J]. 智慧电力, 2020, 48(3): 117-123.
ZHANG Fumin, LIU Guoxin, LI Zhankai, et al. Optimal dispatch of AC/DC hybrid distribution network based on second-order cone programming[J]. Smart Power, 2020, 48(3): 117-123.
- [23] 王明捐, 刘友波, 高红均, 等. 计及运行成本风险的主动配电网两阶段随机模型预测控制[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(11): 8-18.
WANG Mingjuan, LIU Youbo, GAO Hongjun, et al. A two-stage stochastic model predictive control strategy for active distribution network considering operation cost risk[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(11): 8-18.
- [24] 白凯峰. 计及多运营主体的区域综合能源系统能流分析及运行优化研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2019.
BAI Kaifeng. Energy flow analysis and operation optimization study of regional integrated energy system considering multi-operators[D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2019.
- [25] 查浩. 电力系统概率优化调度理论研究[D]. 济南: 山东大学, 2009.
ZHA Hao. Study of power system probabilistic optimal dispatching[J]. Jinan: Shandong University, 2009.
- [26] 中国华电集团有限公司天津分公司. 燃气-蒸汽联合循环机组设备故障典型案例汇编[M]. 北京: 中国电力出版社, 2019.
- [27] 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.
- [28] 刘安. 热泵技术及其在热电联产中的应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2019.
- [29] LI Guoqing, ZHANG Rufeng, JIANG Tao, et al. Optimal dispatch strategy for integrated energy systems with CCHP and wind power[J]. Applied Energy, 2017, 192.
- [30] 唐焕文, 秦学志. 实用最优化方法[M]. 3 版. 大连: 大连理工大学出版社, 2004.
- [31] 张志文, 李华强. 考虑灵活性的孤岛微电网群分层能量管理策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20): 97-105.
ZHANG Zhiwen, LI Huaqiang. A hierarchical energy management strategy for an island microgrid cluster considering flexibility[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20): 97-105.

收稿日期: 2021-07-15; 修回日期: 2021-12-21

作者简介:

陆 杨(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为综合能源系统优化运行; E-mail: 735018393@qq.com

李华强(1965—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统安全性与稳定性、电网及微电网规划与运行、综合能源系统规划与运营。E-mail: lihuaqiang@scu.edu.cn

(编辑 周金梅)