

基于机会约束高斯混合模型的含光热电站 热电联供型微网鲁棒经济调度

彭春华,陈婧,郑聪

(华东交通大学电气与自动化工程学院,江西南昌 330013)

摘要:为了提升不确定性环境中含光热电站热电联供型微网(CSP-CHPMG)优化调度的鲁棒性,基于机会约束高斯混合模型构造风电功率预测误差和负荷预测误差的不确定性集合,以实现调度方案鲁棒性的准确描述;将鲁棒性作为协同优化目标,并计及电能需求响应构建CSP-CHPMG鲁棒经济多目标优化调度模型,以保障调度方案的鲁棒性和经济性,实现最佳均衡协调。算例结果验证了所提方法的优越性。

关键词:太阳能光热电站;高斯混合模型;机会约束;需求响应;鲁棒优化

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202103022

0 引言

太阳能光热CSP(Concentrated Solar Power)电站内部有大容量的储热装置和快速爬坡的汽轮机,储热装置中的热量既可直接给用户供暖,也可驱动汽轮机发电。因此,CSP电站可有效克服光伏发电的间歇性和波动性,实现较为稳定的电能输出,增加太阳能的消纳量,并可实现快速启停从而参与系统调峰,缓解常规机组备用容量压力,提升系统经济性^[1-3]。微网能够整合多种分布式能源发电,并实现内部能源相互转换以满足用户多能源需求^[4],特别适合与CSP电站有机结合,实现热电双向流动,利用不同能源的时空互补特性,提升能源梯级利用效率和多能互补性,降低发电运营风险和生产成本。因此,含光热电站热电联供型微网CSP-CHPMG(Concentrated Solar Power-Combined Heating and Power MicroGrid)和普通微网相比具有明显的优越性。文献[5]在热电联供型微网中引入CSP电站,提升了微网系统的整体运行效益,但其利用模糊机会约束规划处理风电出力不确定性,该方法过于简单,对不确定性的描述精准度不高。

在CSP-CHPMG中,CSP电站有效克服了光能的不确定性,但风能和负荷的不确定性影响仍不可忽视,在经济调度时还需充分考虑调度方案的鲁棒性。为应对不确定性因素对经济调度的影响,文献[6]基于固定置信水平建立风电鲁棒调度模型,通过定义风电不确定度来协调模型的经济性和安全性;文献[7]根据解的可行率和风电功率的时空相关性集合参数的关系,确定合理参数以兼顾随机风电波动的鲁棒性和经济性。然而,现有的鲁棒优化方法通常是基于预设鲁棒参数或不确定性预算系数对优化方案的鲁棒性进行控制^[8],由于其设定偏于主观且缺乏灵活性,难以充分体现优化目标和鲁棒性之间相互制约的动态关系,不能实现鲁棒性与经济性的协同优化,具有一定的局限性。

此外,现有研究大多采用特定分布函数模型来描述不确定性因素,如文献[9-10]分别采用正态分布和威布尔分布描述风电不确定性。然而通过统计分析风速和风电功率数据信息发现,风电功率预测误差的随机分布特征通常并不是简单的均匀分布或对称分布,也不只满足单一特定的分布函数模型^[11]。因此,上述采用特定分布函数模型来描述不确定性因素的处理方法往往会造成对风电不确定性的描述存在较大误差和对优化方案的鲁棒性评价不准确。高斯混合模型GMM(Gaussian Mixture Model)不局限于特定的概率密度函数形式假设,可基于多个高斯分布的线性组合以较高的精度拟合任意的概率分布^[12],故采用GMM可更为准确地描述CSP-CHPMG中风电的不确定性。

综上所述,本文首先基于GMM构造风电功率预测误差和负荷预测误差的不确定性集合,同时为充分体现不确定量概率分布对不确定性区间范围的影响,实现对调度方案鲁棒度的准确评价,本文针对GMM引入机会约束,基于置信水平对鲁棒性进行评价并计算鲁棒度。然后,提出将鲁棒性作为协同优

收稿日期:2020-06-05;修回日期:2021-02-04

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51867008);江西省自然科学基金资助项目(20192ACBL20007,20202BAB204024);江西省主要学科学术和技术带头人项目(20204BCJL22038);江西省教育厅科技项目(GJJ1903013);江西省研究生创新资金资助项目(YC2019-S260)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51867008),the Natural Science Foundation of Jiangxi Province(20192ACBL20007,20202BAB204024),the Academic and Technical Leader Project of Main Subjects of Jiangxi Province(20204BCJL22038),the Science and Technology Program of Jiangxi Provincial Education Department(GJJ1903013) and the Innovate Foundation of Jiangxi Provincial Graduate(YC2019-S260)

化目标构建 CSP-CHPMG 鲁棒经济多目标优化调度模型,以保障调度方案的鲁棒性和经济性实现均衡协调优化。此外,鉴于利用余热回收装置回收汽轮机的发电剩余热量可进一步提高能量利用效率^[13],本文通过在 CSP-CHPMG 的 CSP 电站中引入余热回收装置,结合电加热器等能量转换设备,实现热电双向流动及多能互补协调,并利用 CSP 电站和常规机组为风荷预测误差提供备用,提升系统的风电消纳能力。同时考虑需求响应的削峰填谷作用,通过源荷协调调度共同提高系统经济效益和安全性能。最后,利用多目标分子微分算法求解模型,获得鲁棒性和经济性综合最优的 CSP-CHPMG 调度方案。

1 CSP-CHPMG

CSP-CHPMG 架构如图 1 所示,主要包括分布式常规发电机组(如柴油发电机等)、风电站、电储能装置和 CSP 电站及其配套装置(电加热器、余热回收装置等)^[14]。CSP-CHPMG 内的电能主要由常规机组、CSP 电站、风电站和电储能装置提供;CSP-CHPMG 内的热能由电加热器和 CSP 电站内的储热装置提供;负荷包括电负荷和热负荷。CSP-CHPMG 参与能量市场 EM(Energy Market),系统可通过 EM 购进不足电量或出售多余电量。

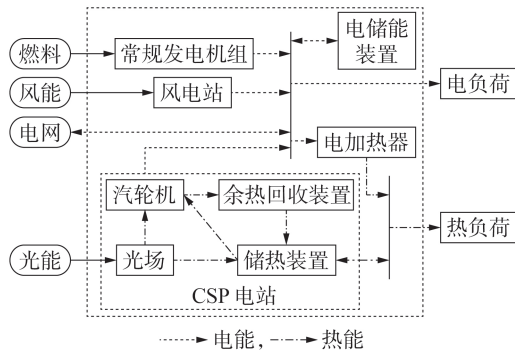


图1 CSP-CHPMG 架构

Fig.1 Architecture of CSP-CHPMG

风电站、电储能装置等模型可参考文献[5,14]。此处对 CSP-CHPMG 中的 CSP 电站、电加热器及余热回收装置模型作简要说明。

1.1 CSP 电站模型

本文在 CSP-CHPMG 的 CSP 电站中引入余热回收装置回收汽轮机发电后的剩余热量,因此 CSP 电站主要由光场、储热装置、汽轮机以及余热回收装置 4 个模块构成。CSP 电站通过光场聚集热能给水加热,从而产生蒸汽推动汽轮机发电,汽轮机发电之后的剩余热量通过余热回收装置回收存储在储热装置中;光场中收集的热能也可以存储在储热装置中并直接向用户进行供热。与光伏发电相比,CSP 电站配置了储热装置,在太阳落后后仍可推动汽轮机发电,能够有效控制光-热-电的能量转换,拉长发电

小时数,增加发电量,提高太阳能利用率。

光场将太阳辐射产生的热能汇集起来^[15],收集的热能为:

$$T_t^{\text{csp},r} = \eta_{1-h} S_F U_t^{\text{DNI}} \quad (1)$$

其中, $T_t^{\text{csp},r}$ 为 t 时段光场收集到的热功率; η_{1-h} 为 CSP 电站光热转换效率; S_F 为 CSP 电站的光场面积; U_t^{DNI} 为 t 时段太阳直接辐射指数(DNI)。

$$p_t^{\text{csp}} = \eta_{h-e} T_t^{\text{csp},e} \quad (2)$$

其中, p_t^{csp} 和 $T_t^{\text{csp},e}$ 分别为 t 时段 CSP 电站中汽轮机的输出电功率和输入热功率; η_{h-e} 为汽轮机的热电转换效率。

通过光场收集到的热量可直接用于发电,也可在负荷低谷时储存至储热装置。

$$T_t^{\text{csp},r} = T_t^{\text{csp},e} + T_t^{\text{cha}} \quad (3)$$

其中, T_t^{cha} 为 t 时段光场收集到的热量中传输到储热装置的热功率。

储热装置可随时放热供汽轮机用于电负荷高峰期发电,也可直接给用户供热。储热装置模型为:

$$Q_t^{\text{csp}} = (1 - \eta_{\text{loss}}) Q_{t-1}^{\text{csp}} + \eta^+ Q_t^{\text{cha}} - \eta^- Q_t^{\text{dis}} \quad (4)$$

其中, Q_t^{csp} 为 t 时段储热装置的总储热量; η_{loss} 为储热装置的热耗散系数; η^+ 和 η^- 分别为储热装置的充热损失率和放热损失率; Q_t^{cha} 和 Q_t^{dis} 分别为 t 时段储热装置的总充热量和总放热量。

1.2 电加热器模型

电加热器与 CSP 电站协调运行可实现热电双向流动,电加热器在负荷低谷时进行电热转换增加 CSP 电站储热量,以提高 CSP 电站在用电高峰时的发电出力,从而降低系统运行成本。此外,电加热器可在储热装置容量受限向用户供暖不足时,直接向用户供热,满足用热负荷需求,维持系统安全稳定运行。

电加热器装置的出力模型可描述为:

$$Q_t^{\text{eh}} = \lambda_{\text{eh}} p_t^{\text{eh}} \quad (5)$$

其中, Q_t^{eh} 和 p_t^{eh} 分别为 t 时段电加热器的输出热功率和输入电功率; λ_{eh} 为电加热器电热转换效率。

1.3 余热回收装置模型

余热回收装置回收 CSP 电站中汽轮机的发电剩余热量并传送至储热装置,能够增加储热装置的储热量,提升 CSP 电站的热电转换能力和协调能力,缓解系统供电与供热压力。对剩余热量的再次利用,也使光能利用效率得到提高。

$$T_t^{\text{m}} = T_t^{\text{csp},e} (1 - \eta_{h-e} - \eta^{\text{ls}}) \eta^{\text{r}} \quad (6)$$

其中, T_t^{m} 为 t 时段余热回收装置回收的热功率; η^{r} 为余热回收装置效率; η^{ls} 为汽轮机散热损耗率。

2 基于机会约束 GMM 的不确定性集合

2.1 机会约束不确定性集合

不确定性集合的确定是处理鲁棒优化问题的关键。目前鲁棒优化研究中通常是采用偏差对称的正

态分布或平均分布来表示不确定集合,这种简化处理方式没有考虑各类不确定量的随机性分布特征差异,往往与实际情况存在较大偏差(如风电随机性常表现为不对称分布)。

为了更为准确灵活地表征不确定性集合,本文首先引入GMM描述不确定性因素(风电、负荷等)预测误差的概率分布,然后引入机会约束得到不确定性因素的置信区间。可通过调整置信水平 $1-\alpha_i$ (α_i 为显著性水平)来调节置信区间的范围,从而建立如式(7)所示的基于机会约束GMM的可调节不确定性集合 U 。定义含机会约束的区间变量 ΔP_i 来表示不确定性因素在 t 时段预测误差的不确定性,实现优化解的鲁棒性灵活可调以降低保守性,并充分体现不确定量概率分布对不确定性区间范围的影响。

$$\begin{cases} \Delta P_i \in U_i; U_i = [\Delta P_i^-(\alpha_i), \Delta P_i^+(\alpha_i)] \\ P_i(\Delta P_i^-(\alpha_i) \leq \Delta P_i \leq \Delta P_i^+(\alpha_i)) = 1 - \alpha_i \\ 0 \leq \alpha_i \leq 1, \sum_{i=1}^T (1 - \alpha_i) = \Gamma \end{cases} \quad (7)$$

其中, U_i 表示不确定性因素在 t 时段的取值范围; ΔP_i^+ 和 ΔP_i^- 分别为基于机会约束GMM可调节鲁棒区间的上、下限; $P_i(\cdot)$ 表示概率; T 为总时段数; Γ 为鲁棒度,其数值越大则说明相应的鲁棒优化方案对不确定性的容忍范围越大,通过调节 Γ 可调整不确定性集合区间,不确定性集合与 Γ 不再是简单的线性关系,而是基于不确定因素在各时段的概率分布,由显著性水平 α_i 确定。

2.2 风电功率预测误差不确定性集合模型

GMM 以若干个高斯分布函数的线性组合来逼近拟合非独立、多模态的随机变量的联合概率密度函数,能够更精准地表示风电功率预测误差概率密度的非对称性分布。 t 时段风电功率预测误差 ΔP_i^w 的高斯混合概率密度函数可表示为:

$$f_{\text{GMM}}(\Delta P_i^w) = \sum_{j=1}^m \omega_j N_m(\Delta P_i^w | \mu_j, \sigma_j) \quad (8)$$

$$0 < \omega_j \leq 1, \sum_{j=1}^m \omega_j = 1 \quad (9)$$

其中, m 为拟合分量的数量; ω_j 、 μ_j 和 σ_j 分别为第 j 个高斯分布的权重、期望和标准差; $N_m(\Delta P_i^w | \mu_j, \sigma_j)$ 为第 j 个高斯分布的概率密度函数。采用期望最大化方法求解GMM,引入隐含变量求得模型分布参数的极大似然估计值,对参数重估公式和隐含变量期望公式反复迭代,直至似然函数值最大即可得到参数 ω_j 、 μ_j 和 σ_j 。

选取某地历史实测风电功率作为分析对象,预测时间尺度为日前 24 h,数据集分辨率为 15 min。统计不同风电功率预测值对应的预测误差,得到风

电功率预测值对应的预测误差分布如图2所示(图中风电功率预测值和风电功率预测误差为标么值,后同)。

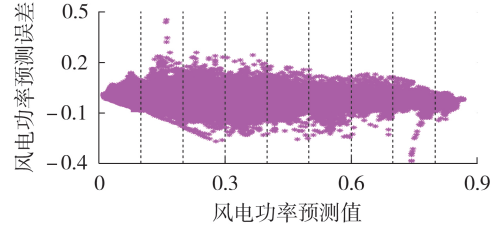


图2 不同风电功率预测值对应的预测误差分布

Fig.2 Distribution of forecasting error corresponding to different wind power forecasting values

为使GMM拟合的风电功率预测误差的概率密度曲线更加精确,根据风电功率预测值将分布图分为如图2所示9个区域,并对9个区域内的风电功率预测误差分别进行拟合。为验证GMM拟合结果的准确性,以0~0.1 p.u.区域为例,分别用正态分布、TLS(t Location-Scale)分布、柯西分布和威布尔分布对该区域内的风电功率预测误差的概率密度曲线进行拟合对比,结果如图3和附录A表A1所示。其中GMM-6—GMM-8分量分别表示拟合分量为6—8时的GMM。采用平均绝对误差 E_{MAE} 、均方根误差 E_{RMSE} 及判定系数 R^2 这3个指标来衡量各模型拟合效果, E_{MAE} 和 E_{RMSE} 越小或 R^2 越大,模型精度越高。拟合结果表明,正态分布、TLS分布、柯西分布和威布尔分布均不能很好地拟合风电功率预测误差的概率分布特征,而GMM在不同预测误差段都具有更好的拟合效果,且拟合分量越大,GMM的拟合效果越好。

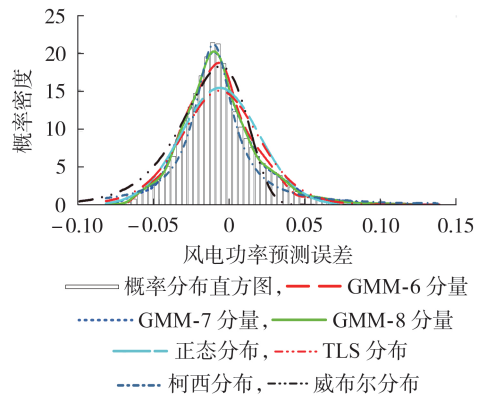


图3 预测值小于0.1 p.u.时各分布模型的概率密度拟合曲线

Fig.3 Probability density fitting curves of each distribution model when forecasting value is less than 0.1 p.u.

GMM的拟合效果取决于其拟合分量的数量,增加拟合分量可提高模型的拟合精度,但会增加模型计算复杂度。而GMM-7和GMM-8分量的拟合结果相差甚微,因此本文采用GMM-7分量拟合风电功率

预测误差的概率分布。GMM-7分量拟合出的0~0.1 p.u. 区域中风电功率预测误差的概率分布如图4所示,图中 ΔP_t^{w+} 和 ΔP_t^{w-} 分别为 t 时段风电功率预测误差的上、下限。通过求解风电功率预测误差的累积分布函数的逆函数可得到置信水平为 $1-\alpha_t$ 下的风电功率预测误差不确定性集合。

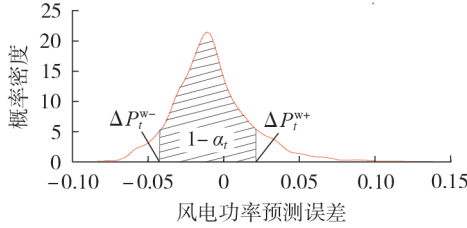


图4 风电功率预测误差概率密度曲线

Fig.4 Probability density curve of wind power forecasting error

由于风电功率预测误差的概率密度函数是通过GMM得到的,即风电功率预测误差的概率密度函数是若干个高斯分布函数的线性组合,通过高阶多项式函数可拟合风电功率预测误差的累积分布函数,并通过多项式求根的方式快速获得其反函数的近似解^[16]。高斯分布的累积分布函数用多项式近似拟合如下:

$$\int_{v \leq \Delta P_t^w} N_m(v|\mu_j, \sigma_j) dv \approx f_{\text{polym}}(y), \quad y = \frac{\Delta P_t^w - \mu_j}{\sigma_j} \quad (10)$$

用分段四阶多项式拟合高斯分布的累积分布函数,多项式如式(11)所示。

$$f_{\text{polym}}(y) = \begin{cases} 0.5 + (h_4 y^4 + h_3 y^3 + h_2 y^2 + h_1 y + h_0) & 0 \leq y < 3 \\ 0.5 - (h_4 y^4 - h_3 y^3 + h_2 y^2 - h_1 y + h_0) & -3 < y < 0 \\ 1 & y \geq 3 \\ 0 & y \leq -3 \end{cases} \quad (11)$$

其中, $h_4 = 0.00709$, $h_3 = -0.02918$, $h_2 = -0.06211$, $h_1 = 0.422$, $h_0 = -0.0005$ 。

风电功率预测误差的累积分布函数 $F_w(\Delta P_t^w)$ 是对风电功率预测误差概率密度函数即多个高斯分布的线性组合求积分:

$$F_w(\Delta P_t^w) = \sum_{j=1}^m \omega_j \left(\int_{v \leq \Delta P_t^w} N_m(v|\mu_j, \sigma_j) dv \right) \quad (12)$$

由式(10)和式(12)可知,用一组高阶多项式的加权线性组合可近似表示 $F_w(\Delta P_t^w)$:

$$F_w(\Delta P_t^w) \approx \sum_{j=1}^m \omega_j f_{\text{polym}}(y) = f_{\text{poly}}(\Delta P_t^w) \quad (13)$$

当置信水平为 $1-\alpha_t$,即 $F_w(\Delta P_t^w) = 1-\alpha_t$ 时,可得:

$$\Delta P_t^w = F_w^{-1}(1-\alpha_t) = f_{\text{poly}}^{-1}(1-\alpha_t) \quad (14)$$

因此,求解相应多项式的根即可得到风电功率

预测误差的不确定性集合为:

$$\Delta P_t^w \in [\Delta P_t^{w-}(\alpha_t), \Delta P_t^{w+}(\alpha_t)] \quad (15)$$

2.3 负荷预测误差的不确定性集合模型

用GMM拟合的 t 时段负荷预测误差 ΔP_t^L 的概率分布如图5所示。图中,负荷预测误差为标么值; ΔP_t^{L+} 和 ΔP_t^{L-} 分别为 t 时段负荷预测误差上、下限。同理,通过求解负荷预测误差累积分布函数的逆函数,即对相应高阶多项式求根可得到置信水平为 $1-\alpha_t$ 下的负荷预测误差不确定性集合。负荷预测误差的不确定性集合为:

$$\Delta P_t^L \in [\Delta P_t^{L-}(\alpha_t), \Delta P_t^{L+}(\alpha_t)] \quad (16)$$

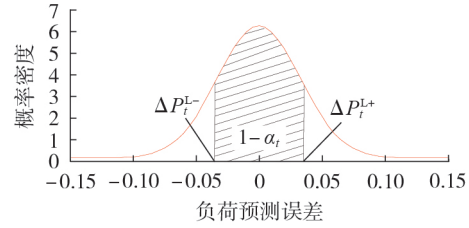


图5 负荷预测误差概率密度曲线

Fig.5 Probability density curve of load forecasting error

3 鲁棒经济优化调度模型

3.1 优化目标

3.1.1 经济性目标

以系统净成本 M 最小为经济性优化目标,描述为总运行成本与EM总收益 E_t^m 之差。CSP-CHPMG在 t 时段运行成本包含CSP电站供电运维成本 $C_{\text{csp},t}^E$ 、CSP电站供热运维成本 $C_{\text{csp},t}^T$ 、常规机组成本 C_t^{DG} 、电加热器维护成本 C_t^{eh} 、中断负荷补偿成本 $C_{\text{IDR},t}$ 和电储能装置维护成本 C_t^{es} 。则CSP-CHPMG的经济性目标可表达为:

$$\min M = \sum_{t=1}^T (C_{\text{csp},t}^E + C_{\text{csp},t}^T + C_t^{\text{DG}} + C_t^{\text{eh}} + C_{\text{IDR},t} + C_t^{\text{es}}) - E_t^m \quad (17)$$

$$C_{\text{csp},t}^E = \varepsilon_{\text{csp}}^E p_t^{\text{csp}} \quad (18)$$

$$C_{\text{csp},t}^T = \varepsilon_{\text{csp}}^T T_{\text{dis},t} \quad (19)$$

$$C_t^{\text{eh}} = \varepsilon_{\text{eh}} p_t^{\text{eh}} \quad (20)$$

$$C_{\text{IDR},t} = \sum_{k=1}^K \lambda_k^{\text{CUT}} p_{\text{IDR},t}^k \quad (21)$$

$$C_t^{\text{es}} = \varepsilon_{\text{es}} (p_t^{\text{esc}} + p_t^{\text{esd}}) \quad (22)$$

$$E_t^m = u_t^s \kappa_1^1 p_t^{\text{em}} + u_t^m \kappa_2^2 p_t^{\text{em}} \quad (23)$$

$$C_t^{\text{DG}} = \sum_{i=1}^S C_{i,t}^{\text{DG}} \quad (24)$$

$$C_{i,t}^{\text{DG}} = a_i (p_{i,t}^{\text{DG}})^2 + b_i p_{i,t}^{\text{DG}} + c_i + M_{\text{DG},i} p_{i,t}^{\text{DG}} + \frac{h_{\text{DG},i} u_{\text{DG},i}}{p_{i,t}^{\text{DGmax}} T_{\text{DG},i} C_{\text{DG},i}} p_{i,t}^{\text{DG}} \quad (25)$$

其中, $\varepsilon_{\text{csp}}^E$ 为CSP电站单位供电的运维成本系数; $\varepsilon_{\text{csp}}^T$ 为CSP电站单位供热的运维成本系数; $T_{\text{dis},t}$ 为 t 时段

CSP电站储热装置供给热负荷的放热功率; ε_{eh} 为电加热器的维护成本系数; K 为中断等级数; $p_{IDR,t}^k$ 为 t 时段第 k 级相对应的实际负荷削减量; λ_k^{cut} 为第 k 级相对应的削减负荷补偿价格; ε_{es} 为电储能装置的维护成本系数; p_t^{esc} 和 p_t^{esd} 分别为 t 时段电储能装置的充电功率和放电功率; p_t^{em} 为 t 时段与EM的总交易量,其值为正表示向EM售电,为负表示从EM购电;当 p_t^{em} 为正时, u_t^s 置1, u_t^m 置0,当 p_t^{em} 为负时, u_t^s 置0, u_t^m 置1; κ_t^1 和 κ_t^2 分别为 t 时段与EM交易的售电电价和购电电价; $C_{i,t}^{DG}$ 为 t 时段第 i 台常规机组的成本; S 为系统中常规机组的数量; a_i, b_i, c_i 为第 i 台常规机组调度成本系数; $p_{i,t}^{DG}$ 和 $p_{i,t}^{DGmax}$ 分别为 t 时段第 i 台常规机组的有功出力 and 最大输出功率; $M_{DG,i}, h_{DG,i}, u_{DG,i}$ 分别为第 i 台常规机组的运行管理成本系数、单位容量安装成本、资本回收系数; $T_{DG,i}$ 和 $C_{DG,i}$ 分别为第 i 台常规机组的年运行小时数和容量因素。

3.1.2 鲁棒性目标

为消除预先设定鲁棒度(置信水平)的主观性制约,得到更为合理的鲁棒经济优化调度方案,将鲁棒度作为协同优化目标,构造如下鲁棒度最大化目标:

$$\max \Gamma = \sum_{t=1}^T (1 - \alpha_t) \quad (26)$$

随着鲁棒度 Γ 的升高,置信水平增高,置信区间增大,导致系统鲁棒性增强,经济性下降。当鲁棒度 $\Gamma=T$ 时,鲁棒性最强,经济性最差。

3.2 需求响应

在CSP-CHPMG鲁棒经济优化调度模型中,利用需求响应中的激励型需求响应IDR(Incentive Demand Response)削减电负荷的峰时需求,IDR产生的中断负荷补偿成本计入系统总成本,利用价格型需求响应PDR(Price Demand Response)转移用户负荷分布,提升系统运行稳定性和经济性。 t 时段考虑IDR和PDR后的总负荷计算模型可参考文献[17]。

3.3 约束条件

(1)电功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^S p_{i,t}^{DG} + p_t^W + p_t^{csp} + p_t^{esd} = p_t^{ele} + p_t^L + p_t^{esc} + p_t^{eh} \quad (27)$$

其中, p_t^W 为 t 时段的风电功率; p_t^{ele} 为未考虑不确定性因素时 t 时段与EM的交易量; p_t^L 为 t 时段经过需求响应后的电负荷。

(2)热功率平衡约束。

$$Q_t^{eh} + T_{dis,t} - Q_t^L = Q_t^L \quad (28)$$

其中, Q_t^e 为 t 时段电加热器向储热装置提供的热功率; Q_t^L 为 t 时段的热负荷。

(3)CSP电站出力约束。

a. 热传递约束。

$$Q_t^{dis1} + T_t^{csp,e} + x_{s,t} T_{s,t} - Q_t^{cha1} - T_t^m \leq T_t^{csp,r} \quad (29)$$

其中, Q_t^{cha1} 和 Q_t^{dis1} 分别为 t 时段储热装置在CSP电站

内部充、放热功率; $x_{s,t}$ 为 t 时段CSP电站内汽轮机的启动状态; $T_{s,t}$ 为 t 时段汽轮机的启动功率。

b. 储热装置约束。

$$Q_t^{cha1} + Q_t^c = Q_t^{cha} \quad (30)$$

$$Q_t^{dis1} + T_{dis,t} = Q_t^{dis} \quad (31)$$

$$0 \leq Q_t^{cha} \leq \gamma_{cha,t}^{csp} Q_{cha}^{max} \quad (32)$$

$$0 \leq Q_t^{dis} \leq (1 - \gamma_{cha,t}^{csp}) Q_{dis}^{max} \quad (33)$$

$$0 \leq Q_t^{csp} \leq t_{full} \frac{p_{csp}^{max}}{\eta_{h-e}} \quad (34)$$

其中, $\gamma_{cha,t}^{csp}$ 为 t 时段储热装置状态,其值为1表示充热,为0表示放热; Q_{cha}^{max} 和 Q_{dis}^{max} 分别为储热装置的最大充热功率和最大放热功率; t_{full} 为储热装置满负荷小时数; p_{csp}^{max} 为CSP电站汽轮机最大输出电功率。

c. 汽轮机出力约束。

$$p_{csp}^{min} \leq p_t^{csp} \leq p_{csp}^{max} \quad (35)$$

其中, p_{csp}^{min} 为汽轮机最小输出电功率。

(4)电储能装置约束。

$$0 \leq p_t^{esc} \leq \gamma_{esc,t}^E p_{max}^{esc} \quad (36)$$

$$0 \leq p_t^{esd} \leq (1 - \gamma_{esc,t}^E) p_{max}^{esd} \quad (37)$$

$$S_{min}^{es} \leq S_t^{es} \leq S_{max}^{es} \quad (38)$$

其中, $\gamma_{esc,t}^E$ 为 t 时段电储能装置的状态,其值为1表示电储能装置处于充电状态,为0表示电储能装置处于放电状态; p_{max}^{esc} 和 p_{max}^{esd} 分别为电储能装置充电和放电功率的上限; S_t^{es} 为 t 时段电储能装置的存储电量; S_{max}^{es} 和 S_{min}^{es} 分别为电储能装置的储能上限和下限。

(5)电加热器和余热回收装置约束。

$$\begin{cases} 0 \leq Q_t^{eh} \leq Q_{eh}^{max} \\ 0 \leq T_t^m \leq T_m^{max} \end{cases} \quad (39)$$

其中, Q_{eh}^{max} 和 T_m^{max} 分别为电加热器输出热功率和余热回收装置回收热功率上限。

(6)系统正、负旋转备用约束。

系统利用旋转备用容量以及EM交易来应对风电功率预测误差和负荷预测误差带来的系统功率波动。旋转备用容量由常规机组和CSP电站提供,正、负旋转备用容量约束如下。

a. 正旋转备用容量约束。

$$\sum_{i=1}^S R_{i,t}^u + R_{csp,t}^u + p_t^{bem} \geq \Delta P_t^L - \Delta P_t^W \quad (40)$$

$$R_{i,t}^u = \min(r_i^u \Delta T, p_{i,t}^{DGmax} - p_{i,t}^{DG}) \quad (41)$$

$$R_{csp,t}^u = \min(r_{csp}^u \Delta T, p_{csp}^{max} - p_t^{csp}) \quad (42)$$

其中, $R_{i,t}^u$ 为 t 时段第 i 台常规机组可提供的正旋转备用容量; $R_{csp,t}^u$ 为 t 时段CSP电站可提供的正旋转备用容量; p_t^{bem} 为 t 时段提升常规机组和CSP电站出力时仍无法满足电负荷后再次从EM的购电量; r_i^u 为第 i 台常规机组的向上爬坡率; r_{csp}^u 为CSP电站中汽轮机的向上爬坡率; ΔT 为一个调度时段时长。

b. 负旋转备用容量约束。

$$\sum_{i=1}^S R_{i,t}^d + R_{\text{csp},t}^d \leq \Delta P_t^w - \Delta P_t^l \quad (43)$$

$$R_{i,t}^d = \min(r_i^d \Delta T, p_{i,t}^{\text{DG}} - p_{i,t}^{\text{DGmin}}) \quad (44)$$

$$R_{\text{csp},t}^d = \min(r_{\text{csp}}^d \Delta T, p_t^{\text{csp}} - p_{\text{csp}}^{\text{min}}) \quad (45)$$

其中, $R_{i,t}^d$ 为 t 时段第 i 台常规机组可提供的负旋转备用容量; $R_{\text{csp},t}^d$ 为 t 时段 CSP 电站可提供的负旋转备用容量; r_i^d 为第 i 台常规机组的向下爬坡率; r_{csp}^d 为 CSP 电站中汽轮机的向下爬坡率; $p_{i,t}^{\text{DGmin}}$ 为第 i 台常规机组在 t 时段可提供的最小出力。

$$R_t^{\text{up}} = \sum_{i=1}^S R_{i,t}^{\text{u}} + R_{\text{csp},t}^{\text{u}}, R_t^{\text{down}} = \sum_{i=1}^S R_{i,t}^{\text{d}} + R_{\text{csp},t}^{\text{d}} \quad (46)$$

其中, R_t^{up} 和 R_t^{down} 分别为 t 时段系统的正、负旋转备用容量。

(7) EM 约束。

$$p_t^{\text{em}} = p_t^{\text{ele}} + p_t^{\text{bem}} \quad (47)$$

3.4 模型的不确定性转化

ΔP_t^w 和 ΔP_t^l 之间相互独立, 定义联合随机变量 $Z_t = \Delta P_t^l - \Delta P_t^w$, 则可通过卷积公式求取随机变量 Z_t 的概率密度函数 $f_{Z_t}(Z_t)$ 为:

$$f_{Z_t}(Z_t) = f_{\Delta P_t^w}(Z_t) \otimes f_{\Delta P_t^l}(Z_t) \quad (48)$$

其中, $f_{\Delta P_t^w}(Z_t)$ 和 $f_{\Delta P_t^l}(Z_t)$ 分别为风电功率预测误差和负荷预测误差的概率密度函数; “ $\otimes$ ” 为卷积符号。

如上所述, 鲁棒经济调度需要在满足所有约束的条件下得到经济性最优, 因此, 当常规机组和 CSP 电站的正旋转备用容量无法补偿风电功率预测误差和负荷预测误差造成的系统出力不足时, 需再次从 EM 购电以维持功率平衡。则再次购电量为:

$$p_t^{\text{bem}} = \int_{R_t^{\text{up}}}^{Z_{t,\text{max}}} f_{Z_t}(Z_t) (Z_t - R_t^{\text{up}}) dZ_t \quad (49)$$

其中, $Z_{t,\text{max}}$ 为联合随机变量 Z_t 的最大值。

3.5 求解算法

上述基于机会约束 GMM 的 CSP-CHPMG 鲁棒经济调度模型的求解难点在于变量维数过多、模型非线性, 为此本文选用计算性能较为优越的多目标分子微分进化 MOMDE (Multi-Objective Molecular Differential Evolution) 算法对模型进行求解, 该算法通过利用基于分子间作用力的进化变异机制, 能够有效克服早熟收敛现象实现高效的深度寻优^[18]。

假设系统中有 S 台常规机组, CSP 电站内有 G 台汽轮机, 初始种群数量为 N_{pop} , 构造 N_{pop} 行、 $(S+G)T+1$ 列的矩阵。每行代表 $(S+G)T+1$ 位染色体编码, 鲁棒度 I 作为染色体最后一位编码, 在区间 $[0, 24]$ 内随机取值。因此得出每个个体对应的净成本、鲁棒度以及各单元出力情况, 据此对种群进行多目标非劣排序操作, 计算出各方案个体的序值和拥挤距离, 得出优势种群, 并循环迭代直至得到 Pareto 最优解

集。最后基于虚拟理想解距离最短的原则从 Pareto 解集中决策出总体满意度最高的最优折中解^[19]。

4 算例分析

本文 CSP-CHPMG 由 1 座风电站、1 座 CSP 电站 (含 1 台汽轮机组)、2 台常规机组以及电储能装置和电加热器装置等能量转换装置组成。设其中 CSP 电站光场面积为 1000 m^2 。各出力单元主要参数如附录 A 表 A2 所示; 风电功率预测值和光照强度预测值如附录 A 图 A1 所示; 各时段售电电价和购电电价如附录 A 图 A2 所示。

4.1 优化调度对比模式构建

为衡量鲁棒经济优化、需求响应、CSP 电站以及余热回收装置对系统调度结果的影响, 本文设计如表 1 所示的 5 种调度模式进行对比, 表中“ $\sqrt$ ”表示包含, “ $\times$ ”表示不包含。各模式均采用基于机会约束 GMM 的不确定性集合构造方法, 得到日风电出力和日负荷的不确定性区间。计及需求响应前后的日电负荷变化曲线如图 6 所示。

表 1 不同的优化调度模式

Table 1 Different optimal dispatch modes

模式	鲁棒度作为 优化目标	含 CSP 电站	考虑需求 响应	增加余热 回收装置
1	$\sqrt$	$\sqrt$	$\sqrt$	$\sqrt$
2	$\times$	$\sqrt$	$\sqrt$	$\sqrt$
3	$\sqrt$	$\times$	$\sqrt$	$\sqrt$
4	$\sqrt$	$\sqrt$	$\times$	$\sqrt$
5	$\sqrt$	$\sqrt$	$\sqrt$	$\times$

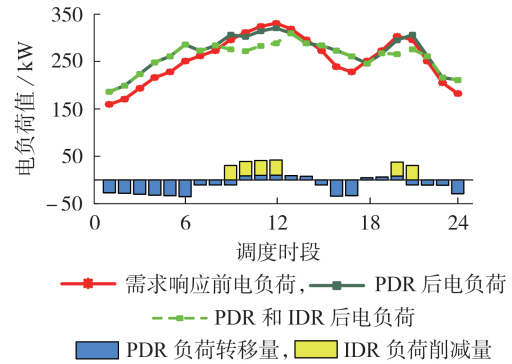


图 6 需求响应前后电负荷变化曲线

Fig.6 Electrical load variation curves before and after demand response

4.2 调度结果及对比分析

分别采用表 1 中 5 种模式构建鲁棒经济调度模型, 求解得到各模式的最优折中方案的对比结果如表 2 和表 3 所示。

调度模式 1 下最优折中解的各元件电功率水平如附录 A 图 A3 所示, 各元件热功率水平如附录 A 图 A4 所示。各模式 (除固定鲁棒度的模式 2 外) 对应的 Pareto 最优前沿对比如附录 A 图 A5 所示。由于风电

表2 各模式成本对比

Table 2 Cost comparison among each mode

模式	净成本 / 元	从EM首次购电成本 / 元	从EM再次购电成本 / 元	常规机组成本 / 元	CSP与光伏电站供电运维成本 / 元	CSP电站供热运维成本 / 元	电加热器成本 / 元
1	2876.1	251.3	556.4	1656.3	74.4	77.8	42.6
2	3091.3	158.7	743.8	2186.6	105.6	83.1	55.2
3	3351.9	355.5	718.1	1906.1	178.2	—	64.6
4	3052.5	321.5	539.7	1807.4	74.7	75.3	44.7
5	2998.2	268.2	547.5	1714.6	71.3	75.4	43.1

表3 优化结果对比

Table 3 Comparison of optimization results

模式	正、负旋转备用 / (kW·h)	常规机组出力 / kW	CSP电、热功率 / kW	与EM首次、再次交易量 / (kW·h)	电加热器耗电量 / kW	鲁棒度
1	840、151	2547	437、1556	-592、-1186	2367	21.22
2	385、162	3803	621、1662	-511、-1519	3067	22.80
3	360、127	3128	1048、—	-996、-1634	3589	20.89
4	829、159	2892	439、1506	-728、-1157	2483	20.92
5	834、156	2734	419、1508	-637、-1165	2394	20.62

为清洁能源,因此在系统中优先上网,每个模式中风电功率均为4399 kW。综合对比以上各模式优化结果可以得出如下结论。

(1)相比于模式1,模式2固定选取0.95的置信水平(按本文鲁棒度与置信水平的关系,即鲁棒度为22.8)对系统鲁棒性进行人为主观控制,因此模式2中的鲁棒度过高,导致经济性不足,当决策者更注重系统成本时,并不是最佳的优化模式。而将鲁棒度作为优化目标得到的鲁棒度-经济 Pareto 最优解集,方便决策者综合考虑经济性和鲁棒性,避免鲁棒优化结果过于保守或过于激进。

(2)相比于模式1,模式3中用传统光伏电站代替 CSP 电站,假设光照强度相同且光伏方阵场区与 CSP 电站的光场面积相等,则模式3中的光伏电站与模式1中 CSP 电站收集到的热能相同,光伏电站中所收集的光能全部转换为电能,光电转换效率为19%,电站单位供电运维成本为0.15元/kW。在模式3中热负荷需求仅由电加热器满足,该模式中的净成本和电加热器耗电量均高于模式1。在大量的供热需求下供能系统安全性降低,且光伏电站出力不可控,无法实现热电双向流动,不能充分发挥风光互补特性。

(3)相比于模式1,模式4中电负荷没有参与需求响应。模式4中无削峰填谷功能,没有对负荷分布进行处理,导致常规机组出力偏高,给系统出力调控能力的提升造成极大障碍,甚至会对系统稳定运行造成影响,且该模式中从EM的购电量增大,净成本增高,源荷两侧的匹配度更低,供能压力更大。

(4)相比于模式1,模式5中撤去余热回收装置,CSP电站中汽轮机发电后的剩余热量不能回收,无法回流到储热装置继续推动汽轮机发电或供给热负荷,导致 CSP 电站的供电功率和供热功率均下

降,光能利用率低,增大了系统供电负担,降低了经济效益。

5 结论

为提高可再生能源消纳水平,应对风能与负荷的不确定性,本文构造 CSP-CHPMG 系统,提出基于机会约束 GMM 的 CSP-CHPMG 鲁棒经济调度模型,并针对多目标求解得到 Pareto 最优解集和最优折中解。所提模型和方法的优点如下。

(1)建立基于机会约束 GMM 的风电功率预测误差不确定性集合和负荷预测误差不确定性集合,更加真实地反映了风电功率预测误差和负荷预测误差,进而能更准确地反映鲁棒优化效果,提高系统稳定性。

(2)在系统中增加含余热回收装置的 CSP 电站提升了光能利用率,利用风光互补特性实现清洁能源优先上网,降低供能压力;CSP 电站与电加热器相互配合,实现热电双向流动,提升了系统出力灵活性和安全性;同时考虑价格型和激励型2种需求响应,降低了系统运行成本。

(3)加入鲁棒性目标函数,建立鲁棒-经济多目标优化调度模型,消除预先人为设定鲁棒度的主观性,综合考虑鲁棒性和经济性之间的制约关系,获得了更为合理的鲁棒经济优化调度方案。

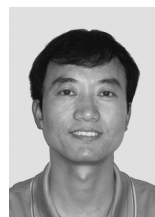
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈润泽,孙宏斌,李正烁,等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化,2014,38(19):1-7. CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.

- [2] 车泉辉, 姜素华, 吴耀武, 等. 计及条件风险价值的含储热光热电站与风电电力系统经济调度[J]. 电工技术学报, 2019, 34(10): 2047-2055.
CHE Quanhui, LOU Suhua, WU Yaowu, et al. Economic dispatching for power system of concentrated solar power plant with thermal energy storage and wind power considering conditional value-at-risk[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10): 2047-2055.
- [3] XU T, ZHANG N. Coordinated operation of concentrated solar power and wind resources for the provision of energy and reserve services[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1260-1271.
- [4] 刘继春, 周春燕, 高红均, 等. 考虑氢能-天然气混合储能的气-电综合能源微网日前经济调度优化[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 170-179.
LIU Jichun, ZHOU Chunyan, GAO Hongjun, et al. A day-ahead economic dispatch optimization model of integrated electricity-natural gas system considering hydrogen-gas energy storage system in microgrid[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 170-179.
- [5] 王佳颖, 史俊伟, 文福拴, 等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(1): 176-185.
WANG Jiaying, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(1): 176-185.
- [6] 陈建华, 吴文传, 张伯明, 等. 安全性与经济性协调的鲁棒区间风电调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1033-1040.
CHEN Jianhua, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A robust interval wind power dispatch method considering the tradeoff between security and economy[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1033-1040.
- [7] 吴巍, 汪可友, 李国杰. 考虑风电时空相关性的仿射可调鲁棒机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4089-4097, 4288.
WU Wei, WANG Keyou, LI Guojie. Affinely adjustable robust unit commitment considering the spatiotemporal correlation of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4089-4097, 4288.
- [8] PENG C H, XIE P, PAN L, et al. Flexible robust optimization dispatch for hybrid wind / photovoltaic / hydro / thermal power system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 751-762.
- [9] 梁子鹏, 陈皓勇, 王勇超, 等. 含电动汽车的微网鲁棒经济调度[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2647-2658.
LIANG Zipeng, CHEN Haoyong, WANG Yongchao, et al. Robust economic dispatch of microgrids containing electric vehicles[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2647-2658.
- [10] 彭春华, 刘兵, 孙惠娟. 基于分类不确定性集合的电力系统环境经济鲁棒调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(7): 2202-2212, 2399.
PENG Chunhua, LIU Bing, SUN Huijuan. Environmental / economic / robust dispatch of power system based on classification uncertainty sets[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(7): 2202-2212, 2399.
- [11] 林鹏, 赵书强, 谢宇琪, 等. 基于实测数据的风电功率曲线建模及不确定估计[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(4): 90-95.
LIN Peng, ZHAO Shuqiang, XIE Yuqi, et al. Wind power curve modeling based on measured data and uncertainty estimation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 90-95.
- [12] 许寅, 李佳旭, 王颖, 等. 考虑光伏出力不确定性的园区配电网日前运行计划[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(5): 85-94, 106.
XU Yin, LI Jiaxu, WANG Ying, et al. Day-ahead operation plan for campus distribution network considering uncertainty of photovoltaic output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5): 85-94, 106.
- [13] 刘媛媛, 隋军, 刘浩. 燃煤热电厂串并联耦合吸收式热泵供热系统研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(22): 6148-6155.
LIU Yuanyuan, SUI Jun, LIU Hao. Research on heating system of serial-parallel coupling absorption heat pump for coal fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22): 6148-6155.
- [14] 刘涤尘, 马恒瑞, 王波, 等. 含冷热电联供及储能的区域综合能源系统运行优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 113-120, 141.
LIU Dichen, MA Hengrui, WANG Bo, et al. Operation optimization of regional integrated energy system with CCHP and energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 113-120, 141.
- [15] 崔杨, 杨志文, 仲悟之, 等. 基于成本最优的含储热光热电站与火电机组联合出力日前调度[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 71-77.
CUI Yang, YANG Zhiwen, ZHONG Wuzhi, et al. Day-ahead dispatch for output of combined CSP with thermal storage system and thermal power units based on minimized operation cost[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 71-77.
- [16] 陈金富, 孙鑫, 段献忠, 等. 基于机会约束规划的含风电场电力系统可用输电能力计算[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(23): 6804-6814, 7094.
CHEN Jinfu, SUN Xin, DUAN Xianzhong, et al. A chance-constrained approach for available transfer capability evaluation for power systems with wind farm integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(23): 6804-6814, 7094.
- [17] YANG H M, ZHANG J, QIU J, et al. A practical pricing approach to smart grid demand response based on load classification[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(1): 179-190.
- [18] 张大, 彭春华, 孙惠娟. 大规模风电机组并网的多目标动态环境经济调度[J]. 华东交通大学学报, 2019, 36(5): 129-135.
ZHANG Da, PENG Chunhua, SUN Huijuan. Multi-objective dynamic economic emission dispatch of large-scale wind power integration[J]. Journal of East China Jiaotong University, 2019, 36(5): 129-135.
- [19] 刘路宁, 彭春华, 温泽之, 等. 基于配电网动态重构的分布式光伏消纳策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 56-62.
LIU Luning, PENG Chunhua, WEN Zezhi, et al. Distributed photovoltaic consumption strategy based on dynamic reconfiguration of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 56-62.

作者简介:



彭春华

彭春华(1973—),男,江西乐平人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统优化调度、配电网规划(E-mail: chinapch@163.com);

陈婧(1996—),女,江西抚州人,硕士研究生,研究方向为电力系统优化运行等(E-mail: 745248376@qq.com);

郑聪(1996—),男,浙江金华人,硕士研究生,研究方向为电力系统优化调度等(E-mail: 565269115@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第93页 continued on page 93)

Cooperative game-based coordinated operation strategy of smart energy community

FENG Changsen¹, SHEN Jiajing¹, ZHAO Chongjuan², LIU Ang³, WEN Fushuan⁴, ZHANG Youbing¹

(1. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China;

2. Huzhou Electric Power Design Institute Co., Ltd., Huzhou 313000, China;

3. Huzhou Power Supply Company of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Huzhou 313099, China;

4. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310007, China)

Abstract: Smart energy is one of the focal points of China's energy side reform, and SEC (Smart Energy Community) is a user-level smart energy system integrating large-scale proconsumers. In this context, a cooperative game-based coordinated operation strategy of SEC is proposed, which can effectively motivate the individual participants to cooperate with the whole community. Considering the uncertainty of renewable energy output, the cooperative game model of SEC is established, and the income allocation scheme of cooperative game model applicable to a large number of participants is designed, which significantly improves the computational efficiency and scalability of the model. The simulative and analysis results of SEC examples show that, the proposed model can effectively improve the total SEC income, and the nucleolus-based income allocation scheme is effective and feasible, which not only maximizes the economic benefit, but also promotes the local consumption of renewable energy.

Key words: smart energy community; cooperative game; flexible load; proconsumers; income allocation; coordinated operation

(上接第84页 continued from page 84)

Robust economic dispatch of CSP-CHPMG based on chance constrained Gaussian mixture model

PENG Chunhua, CHEN Jing, ZHENG Cong

(School of Electrical and Automation Engineering, East China Jiaotong University, Nanchang 330013, China)

Abstract: In order to improve the robustness of optimal dispatch of CSP-CHPMG (Concentrated Solar Power-Combined Heating and Power MicroGrid) in uncertain environment, the uncertain sets of wind power forecasting error and load forecasting error based on opportunity constraint Gaussian mixture model are constructed to realize accurate description of the robustness of dispatch scheme. Robustness is taken as the collaborative optimization target, and the robust economic multi-objective optimal dispatch model of CSP-CHPMG is built considering power demand response, which ensures the robustness and economy of the dispatch scheme and achieves the best balanced coordination. Case results verify the superiority of the proposed method.

Key words: concentrated solar power plant; Gaussian mixture model; opportunity constraint; demand response; robust optimization

附录：

表 A1 预测值小于 0.1 时各分布模型拟合精度对比

Table A1 Comparison of fitting accuracy among each distribution model when predicted value is less than 0.1

分布模型	E_{MAE}	E_{RMSE}	R^2
正态分布	7.938 90	2.817 60	0.483 30
威布尔分布	2.792 00	1.671 20	0.723 31
TSL 分布	1.109 20	1.053 20	0.798 84
柯西分布	0.745 65	0.863 51	0.853 38
GMM-6 分量	0.444 76	0.666 90	0.915 16
GMM-7 分量	0.275 30	0.524 69	0.945 13
GMM-8 分量	0.184 02	0.428 97	0.962 53

表 A2 各出力单元主要参数

Table A2 Main parameters of each output unit

参数	数值	参数	数值	参数	数值
$\eta_{l-h} / \%$	42	$\eta^r / \%$	75	$S_{\min}^{\text{es}} / (\text{kW} \cdot \text{h})$	20
$\eta_{\text{loss}} / \%$	0.032	$\eta^{\text{ls}} / \%$	10	$S_{\max}^{\text{es}} / (\text{kW} \cdot \text{h})$	150
$\eta^+ / \%$	98	$\eta_{h-e} / \%$	37.7	$p_{1,t}^{\text{DGmin}} / \text{kW}$	20
$\eta^- / \%$	102	$t_{\text{full}} / \text{h}$	8	$p_{2,t}^{\text{DGmin}} / \text{kW}$	47
$p_{1,t}^{\text{DGmax}} / \text{kW}$	80	$p_{2,t}^{\text{DGmax}} / \text{kW}$	160	$\varepsilon_{\text{csp}}^{\text{E}} / (\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.17
$p_{\text{csp}}^{\text{max}} / \text{kW}$	140	$p_{\text{csp}}^{\text{min}} / \text{kW}$	20	$\varepsilon_{\text{eh}} / (\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.018
$Q_{\text{cha}}^{\text{max}} / \text{kW}$	400	$Q_{\text{dis}}^{\text{max}} / \text{kW}$	400	$\varepsilon_{\text{csp}}^{\text{T}} / (\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.05
$p_{\text{max}}^{\text{esc}} / \text{kW}$	35	$p_{\text{max}}^{\text{esd}} / \text{kW}$	40	$\varepsilon_{\text{es}} / (\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.015

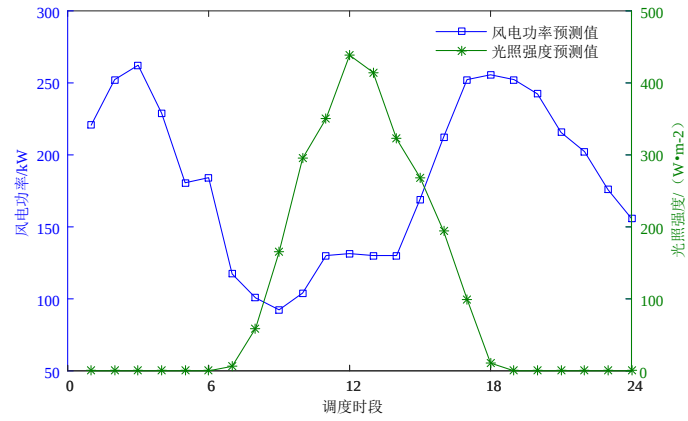


图 A1 风电功率预测值和光照强度预测值

Fig.A1 Forecast values of wind power and light intensity

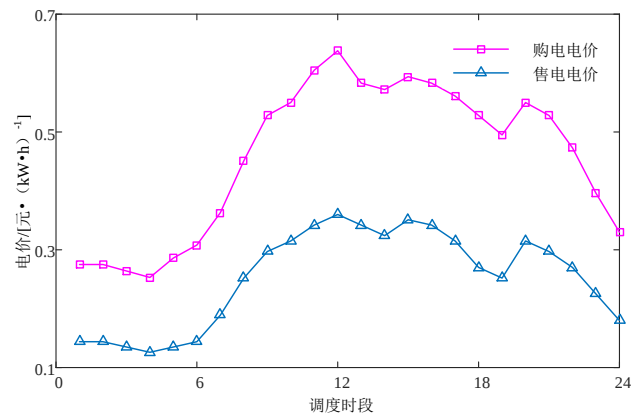


图 A2 能量市场交易电价

Fig.A2 Trading electricity prices in energy markets

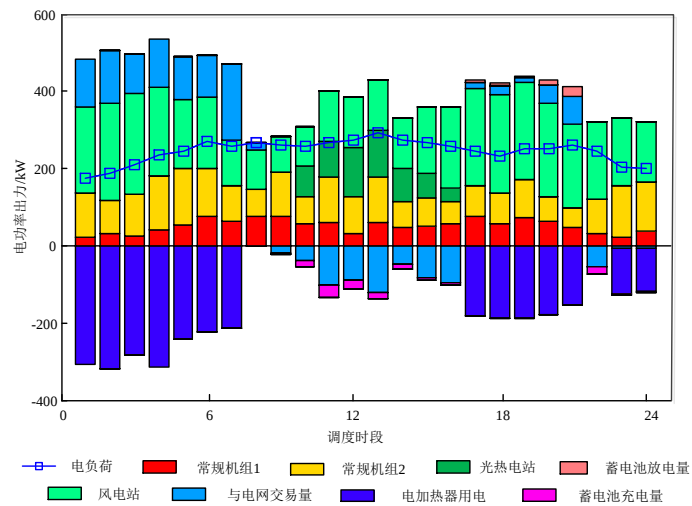


图 A3 各元件电功率水平（含电负荷）

Fig.A3 Electric power level of each component (including electric load)

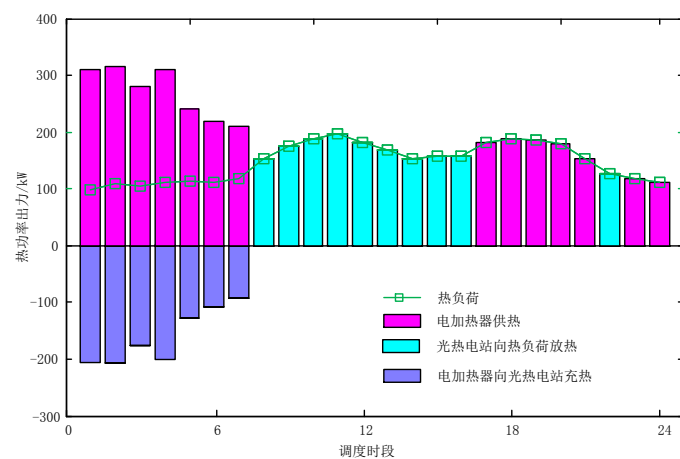


图 A4 各元件热功率水平（含热负荷）

Fig.A4 Thermal power level of each component (including thermal load)

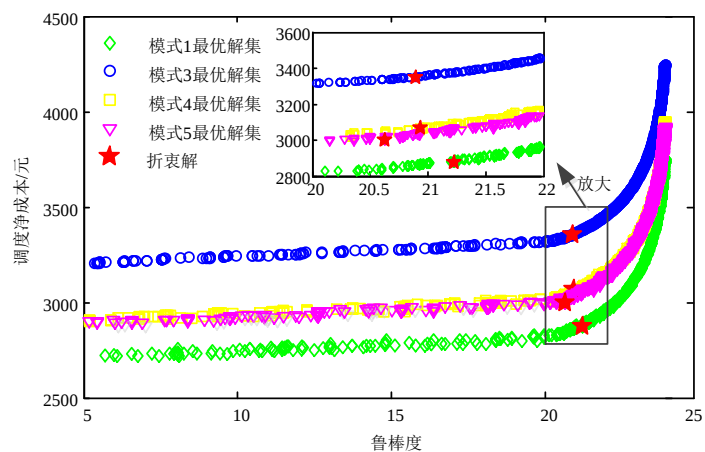


图 A5 鲁棒度-经济 Pareto 最优解集

Fig.A5 Robustness-economic Pareto optimal solution set