

基于随机经济模型预测控制的电热综合能源系统运行优化

刘玉奇^{1,2,3}, 臧传治^{1,2,3}, 王悦⁴, 刘鼎^{1,3,5}, 曾鹏^{1,3}, 胡博⁶

(1. 中国科学院 网络化控制系统重点实验室, 辽宁 沈阳 110016;

2. 中国科学院 沈阳自动化研究所, 辽宁 沈阳 110016;

3. 中国科学院 机器人与智能制造创新研究院, 辽宁 沈阳 110169;

4. 辽宁省防雷技术服务中心, 辽宁 沈阳 110010; 5. 中国科学院大学, 北京 100049;

6. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110000)

摘要:北方供暖地区存在大量热电联产机组,其“以热定电”的运行特性限制了机组调峰能力。同时,随着我国能源替代的提出以及风电的快速发展,建立包含风电的电热综合能源系统是降低电热耦合以及系统运行成本的重要手段。因此,建立电热综合能源系统模型,在满足用户电热负荷需求的基础上,综合考虑风电不确定性以及系统动态过程中的经济性,提出一种基于情景树结构的随机经济模型预测控制策略。为了降低风电功率随机性干扰和风电功率变化难以描述的问题,提出采用一种改进的非线性变换方法建立风电功率非高斯分布模型,在此基础上建立基于情景树结构的风电功率变化显式表达结构,在保证鲁棒性的同时降低了优化过程中风电随机性的干扰。最后,通过累计节约成本的复合单步增长率指标验证所提策略的有效性。

关键词:电热综合能源系统;随机经济模型预测控制;情景树结构;风电;非高斯分布模型

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202105023

0 引言

目前,冬季我国供暖地区大量通过热电联产CHP(Combined Heat and Power)机组满足用户的热负荷需求,由于CHP机组具有“以热定电”的运行特性,所以其消耗了大量不可再生能源。同时,风电出力随机性、间歇性的特性限制了大规模风电并网运行,供热期内为了满足热负荷需求而提高机组发电功率,导致弃风现象严重。以辽宁省为例,供热期内运行电源中,供热机组占比75%、风电占比7%、核电占比10%、纯凝机组占比8%,其中供热机组发电占比大,热能供应方式较为单一,具有大量可优化潜力。为了提高能源利用效率,减少化石能源消耗,降低CHP机组的热电耦合特性对供暖期发电调度的限制,研究包含多种类型电源、热源的灵活性资源组合的综合能源系统优化运行方式具有重要意义。

综合能源系统是促进能源可持续发展的新型一体化能源系统^[1-3]。目前,在综合能源系统优化调度策略算法研究方面,主要为多时间尺度分层调度^[4-6]。文献[7]建立热网和配电网协调的电热系统日前经济调度模型,并提出相应的粒子群优化求解方法;文献[8]考虑能量市场和旋转备用市场,建立区域综合能源日前优化调度模型,并制定运行计划和安排备用资源;文献[9]通过日前优化调度得到机组有功出力及天然气量参考值,日内利用模型预测控制方法

进行多时段滚动优化。对于包含风电机组的综合能源系统,上述基于日前、日内优化调度的多时间尺度分层优化方法的策略制定需要严重依赖于日前风力发电预测,但是日前预测准确度较低,以此为跟踪设定值进行日内跟踪优化会产生更大的调节成本。另外,随着综合能源系统中新能源渗透率的提高,开环调度模型的性能会逐步降低^[10]。为解决此问题,文献[11]采用场景生成技术获得大量随机初始样本,通过牺牲计算性能来降低新能源出力不确定性对优化调度的不利影响,但这种方法会产生大量随机样本,需要进行场景削减以降低计算负荷,仍增加了大量优化时间。文献[12]基于模型预测控制方法设计了一种双层结构的微电网最优调度策略,上层采用情景树方法考虑光伏、负荷不确定性制定储能电池出力计划设定值,下层模型预测控制器接受上层的优化设定值实现系统跟踪。但这种跟踪的目标函数往往忽略了系统动态过程中的经济性能,且只考虑了光伏、负荷的不确定性,具有一定的局限性。文献[13]通过建立风电出力区间预测模型,得到风电出力上下界约束,进而进行调度优化问题求解,但损失了风力发电的真实发电分布特性。

近年来,经济模型预测控制EMPC(Economic Model Predictive Control)得到了广泛关注,其本质是将采用传统分层结构的模型预测控制模型中上层的经济性信息代入下层,其目标函数不再是传统的二次型形式,解决了传统分层模型只能保证系统的稳态达到经济最优,而忽略在动态跟踪过程中的经济性问题,能够得到更好的全局经济性能^[14]。因此,需设计考虑动态系统跟踪过程中经济性的优化控制

收稿日期:2020-09-09;修回日期:2021-03-22

基金项目:国家重点研发计划项目(2017YFB0902104)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2017YFB0902104)

算法。

以上述问题为背景,本文针对包含风电机组的电热综合能源优化调度问题,提出一种基于情景树结构的随机经济模型预测控制 SSEMPC (Scenario tree structure based Stochastic EMPC)策略。首先,为了描述风电功率的不确定性,提出一种改进的风电序列非高斯变换方法,从而得到风电功率的非高斯分布模型;然后,为了降低风电随机性在系统优化调度中的干扰,设计具有鲁棒时域的情景树结构显式表示风电的随机变化情况;最后,基于所建立的电热综合能源系统模型,提出一种 SSEMPC 方法降低总运行成本,并采用累计节约成本的复合单步增长率 CCS-CSSGR (Cumulative Cost Savings-Compound Single Step Growth Rate)指标评价所提方法与 EMPC 方法的差异,证明所提方法的有效性。

1 电热综合能源系统

电热综合能源系统通过多种灵活性资源组合来降低“以热定电”的运行约束限制,主要由常规发电机组、CHP 机组、新能源发电机组、电热转换设备、储能系统组成。

设优化调度周期为 T ,则系统在无穷时域上按调度周期 T 被划分为 $[iT, (i+1)T)$ 、 $[(i+1)T, (i+2)T)$ 等子区间,其中 i 为非负整数。首先,基于各子系统实际运行特性建立其数学模型。

1.1 CHP 机组模型

CHP 机组由燃气轮机和余热锅炉共同组成,采用定热电比模式。CHP 机组功率方程为:

$$P_{\text{CHP},i}^k = \eta_{\text{GT}} H_{\text{ng}} F_{\text{CHP},i}^k \quad (1)$$

其中, $P_{\text{CHP},i}^k$ 为 k 时刻第 i 台 CHP 机组的发电功率; η_{GT} 为 CHP 机组中燃气轮机综合转化效率; H_{ng} 为天然气高热值; $F_{\text{CHP},i}^k$ 为 k 时刻第 i 台 CHP 机组消耗的天然气流量。

定热电比模式下,CHP 机组发热功率与机组输出电功率有关,可表示为:

$$Q_{\text{CHP},i}^k = c_{\text{CHP}} P_{\text{CHP},i}^k \quad (2)$$

其中, $Q_{\text{CHP},i}^k$ 为 k 时刻第 i 台 CHP 机组的发热功率; c_{CHP} 为 CHP 机组热电比。

1.2 锅炉模型

锅炉是电热综合能源系统中重要组成单元,一般包括燃气锅炉、电锅炉等。其中,燃气锅炉通过消耗燃气为用户供热,电锅炉采用直供电模式为用户供热,建立模型如下:

$$Q_{\text{GB},i}^k = \eta_{\text{GB}} H_{\text{ng}} F_{\text{GB},i}^k, \quad Q_{\text{EB},i}^k = \eta_{\text{EB}} P_{\text{EB},i}^k \quad (3)$$

其中, $Q_{\text{GB},i}^k$ 、 $Q_{\text{EB},i}^k$ 分别为 k 时刻第 i 台燃气锅炉、电锅炉的发热功率; η_{GB} 为燃气锅炉转化效率; η_{EB} 为电锅炉的电热转换效率; $F_{\text{GB},i}^k$ 为 k 时刻第 i 台燃气锅炉消耗的天然气流量; $P_{\text{EB},i}^k$ 为 k 时刻第 i 台电锅炉用电

功率。

1.3 储能系统模型

在电热综合能源系统实时调度中,利用储能系统响应速度快的特点能够补偿系统在干扰下的功率平衡偏差,是综合能源系统的重要组成部分。储能系统充放电功率模型可描述为:

$$E_i^{k+1} = E_i^k + TP_{\text{E},i}^k [\eta_c s_{\text{E},i}^k - (1 - s_{\text{E},i}^k) / \eta_d] \quad (4)$$

其中, E_i^k 为 k 时刻第 i 个储能系统容量; $P_{\text{E},i}^k$ 为 k 时刻第 i 个储能系统充放电功率; η_c 、 η_d 分别为储能系统充电、放电效率; $s_{\text{E},i}^k$ 为 k 时刻第 i 个储能系统充放电状态, $s_{\text{E},i}^k = 1$ 时表示储能系统处于充电状态, $s_{\text{E},i}^k = 0$ 则表示储能系统处于放电状态^[15]。

1.4 电负荷平衡约束

在北方供暖地区,电热综合能源系统运行过程中需通过调整各发电方式出力比例同时满足用户的电负荷与热负荷需求。电负荷平衡约束表示为:

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{\text{G},i}^k + \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}^k + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{\text{WT},i}^k + \sum_{i=1}^{N_E} (-1)^{s_{\text{E},i}^k} P_{\text{E},i}^k - \sum_{i=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{EB},i}^k = D_{\text{P}}^k \quad (5)$$

其中, $P_{\text{G},i}^k$ 、 $P_{\text{WT},i}^k$ 分别为 k 时刻第 i 台常规发电机组、第 i 台风力发电机组的发电功率; D_{P}^k 为 k 时刻系统用电负荷; N_G 、 N_{CHP} 、 N_{WT} 、 N_E 、 N_{EB} 分别为系统内常规发电机、CHP 机组、风力发电机组、储能系统、电锅炉数量。

1.5 热负荷平衡约束

电热综合能源系统需同时满足用户的电负荷与热负荷需求,热负荷平衡约束可表示为:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{EB}}} Q_{\text{EB},i}^k + \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} Q_{\text{CHP},i}^k + \sum_{i=1}^{N_{\text{GB}}} Q_{\text{GB},i}^k = D_{\text{Q}}^k \quad (6)$$

其中, D_{Q}^k 为 k 时刻系统热负荷功率; N_{GB} 为系统内燃气锅炉数量。

1.6 设备运行约束

电热综合能源系统内各设备在运行各时刻需满足设备自身功率上下限约束,具体表示为:

$$\begin{cases} P_{\text{G},i}^{\min} \leq P_{\text{G},i}^k \leq P_{\text{G},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_G \\ P_{\text{CHP},i}^{\min} \leq P_{\text{CHP},i}^k \leq P_{\text{CHP},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_{\text{CHP}} \\ P_{\text{WT},i}^{\min} \leq P_{\text{WT},i}^k \leq P_{\text{WT},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_{\text{WT}} \\ P_{\text{E},i}^{\min} \leq P_{\text{E},i}^k \leq P_{\text{E},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_E \\ P_{\text{EB},i}^{\min} \leq P_{\text{EB},i}^k \leq P_{\text{EB},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_{\text{EB}} \\ Q_{\text{GB},i}^{\min} \leq Q_{\text{GB},i}^k \leq Q_{\text{GB},i}^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_{\text{GB}} \\ E_i^{\min} \leq E_i^k \leq E_i^{\max} & i = 1, 2, \dots, N_E \end{cases} \quad (7)$$

其中, $P_{\text{G},i}^{\max}$ 和 $P_{\text{G},i}^{\min}$ 、 $P_{\text{CHP},i}^{\max}$ 和 $P_{\text{CHP},i}^{\min}$ 、 $P_{\text{WT},i}^{\max}$ 和 $P_{\text{WT},i}^{\min}$ 、 $P_{\text{EB},i}^{\max}$ 和 $P_{\text{EB},i}^{\min}$ 、 $Q_{\text{GB},i}^{\max}$ 和 $Q_{\text{GB},i}^{\min}$ 分别为第 i 台常规发电机组、CHP 机组、风力发电机组、电锅炉、燃气锅炉的运行功率上限值和下限值; $P_{\text{E},i}^{\max}$ 和 $P_{\text{E},i}^{\min}$ 分别为第 i 个储能系统充放电功率的上限值和下限值; E_i^{\min} 和 E_i^{\max} 分别为第 i 个储能系统充放电容量的上限值和下限值。

1.7 功率变化率约束

系统内各设备需满足安全运行限制,定义 $u_{G,i}^k$ 、 $u_{\text{CHP},i}^k$ 、 $u_{\text{WT},i}^k$ 、 $u_{\text{EB},i}^k$ 、 $u_{\text{GB},i}^k$ 分别为第 i 台常规发电机组、CHP机组、风力发电机组、电锅炉、燃气锅炉在单位调度周期 T 内的功率变化,需满足如下约束:

$$\begin{cases} u_{G,i}^{\min} \leq u_{G,i}^k \leq u_{G,i}^{\max} & i=1,2,\dots,N_G \\ u_{\text{CHP},i}^{\min} \leq u_{\text{CHP},i}^k \leq u_{\text{CHP},i}^{\max} & i=1,2,\dots,N_{\text{CHP}} \\ u_{\text{WT},i}^{\min} \leq u_{\text{WT},i}^k \leq u_{\text{WT},i}^{\max} & i=1,2,\dots,N_{\text{WT}} \\ u_{\text{EB},i}^{\min} \leq u_{\text{EB},i}^k \leq u_{\text{EB},i}^{\max} & i=1,2,\dots,N_{\text{EB}} \\ u_{\text{GB},i}^{\min} \leq u_{\text{GB},i}^k \leq u_{\text{GB},i}^{\max} & i=1,2,\dots,N_{\text{GB}} \end{cases} \quad (8)$$

其中, $u_{G,i}^{\max}$ 和 $u_{G,i}^{\min}$ 、 $u_{\text{CHP},i}^{\max}$ 和 $u_{\text{CHP},i}^{\min}$ 、 $u_{\text{WT},i}^{\max}$ 和 $u_{\text{WT},i}^{\min}$ 、 $u_{\text{EB},i}^{\max}$ 和 $u_{\text{EB},i}^{\min}$ 和 $u_{\text{GB},i}^{\max}$ 和 $u_{\text{GB},i}^{\min}$ 分别为第 i 台常规发电机组、CHP机组、风力发电机组、电锅炉、燃气锅炉在单位调度周期 T 内的功率变化上限值和下限值。

2 电热综合能源调度系统的EMPC模型

电热综合能源调度系统运行过程中,在满足用户实时电、热负荷需求及系统内各组成设备的自身运行约束条件下,以提高风电消纳、降低综合运行费用为目标,优化各设备参与调节供需平衡的发电、发热功率。EMPC策略作为一种以提高系统动态经济性能为目标的优化控制策略,可以有效满足电热综合能源系统的各项优化调度目标^[16-17]。

EMPC策略是以当前系统状态为初始状态,对系统未来 N_p 个状态进行预测,同时,优化系统未来 N_p 个时刻上的经济性能指标之和,从而求得最优的调度策略。电热综合能源调度系统经济性成本主要考虑 k 时刻系统内发电和发热设备的燃料量购买成本 F_{ng}^k 、各设备运行维护成本 F_{om}^k 以及用电设备的购电成本 F_g^k ,可分别表示为:

$$F_{\text{ng}}^k = \frac{R_{\text{ng}}}{H_{\text{ng}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{GT}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}^k + \frac{1}{\eta_{\text{GB}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{GB}}} Q_{\text{GB},i}^k \right) T \quad (9)$$

$$F_{\text{om}}^k = \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}^k R_{\text{CHP}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{GB}}} Q_{\text{GB},i}^k R_{\text{GB}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{\text{WT},i}^k R_{\text{WT}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{EB},i}^k R_{\text{EB}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{E}}} P_{\text{E},i}^k R_{\text{E}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} R_{\text{G},i}^k \right) T \quad (10)$$

$$F_g^k = R_p \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{EB},i}^k + \sum_{i=1}^{N_{\text{E}}} P_{\text{E},i}^k \right) T \quad (11)$$

$$R_{G,i}^k = a_i + b_i P_{G,i}^k + c_i (P_{G,i}^k)^2 \quad i=1,2,\dots,N_G$$

其中, R_{ng} 为系统燃气购买价格; R_{CHP} 、 R_{GB} 、 R_{WT} 、 R_{EB} 、 R_{E} 分别为CHP机组、燃气锅炉、风力发电机组、电锅炉、储能系统单位功率运维成本; R_p^k 为 k 时刻系统购电电价; $R_{G,i}^k$ 为 k 时刻第 i 台常规发电机组的运行成本; a_i 、 b_i 、 c_i 为与机组运行相关的参数^[13,18]。

则 k 时刻系统经济性能指标 l_k 可表示为:

$$l_k = F_{\text{ng}}^k + F_{\text{om}}^k + F_g^k \quad (12)$$

选取 k 时刻系统内各组成设备的实时功率及储能系统容量为系统状态变量 \mathbf{x}_k ,定义为:

$$\mathbf{x}_k = [P_{G,1}^k, P_{G,2}^k, \dots, P_{G,N_G}^k, P_{\text{CHP},1}^k, P_{\text{CHP},2}^k, \dots, P_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^k, P_{\text{EB},1}^k, P_{\text{EB},2}^k, \dots, P_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^k, Q_{\text{GB},1}^k, Q_{\text{GB},2}^k, \dots, Q_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^k, E_1^k, E_2^k, \dots, E_{N_E}^k]^T \quad (13)$$

选取单位调度周期 T 内各设备功率变化量为系统优化控制变量 \mathbf{u}_k ,定义为:

$$\mathbf{u}_k = [u_{G,1}^k, u_{G,2}^k, \dots, u_{G,N_G}^k, u_{\text{CHP},1}^k, u_{\text{CHP},2}^k, \dots, u_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^k, u_{\text{EB},1}^k, u_{\text{EB},2}^k, \dots, u_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^k, u_{\text{GB},1}^k, u_{\text{GB},2}^k, \dots, u_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^k, P_{E,1}^k, P_{E,2}^k, \dots, P_{E,N_E}^k]^T \quad (14)$$

则电热综合能源调度系统的EMPC在线优化问题为:

$$\min_{\mathbf{x}_{k+j|k}, j=0,1,\dots,N_p-1} J(\mathbf{x}_k) = \sum_{j=0}^{N_p-1} l_{k+j|k} = \sum_{j=0}^{N_p-1} \mathbf{x}_{k+j|k}^T \mathbf{Q} \mathbf{x}_{k+j|k} + \mathbf{q}^T \mathbf{x}_{k+j|k} \quad (15)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{x}_{k+j+1|k} = \mathbf{A} \mathbf{x}_{k+j|k} + \mathbf{B} \mathbf{u}_{k+j|k} \\ \xi_{k+j|k}^* = \mathbf{C} \mathbf{x}_{k+j|k} + \mathbf{D} \mathbf{w}_{k+j|k} \\ \mathbf{p}_x \mathbf{x}_{k+j|k} \leq \mathbf{q}_x, \quad \mathbf{p}_u \mathbf{u}_{k+j|k} \leq \mathbf{q}_u \end{cases} \quad (16)$$

其中, N_p 为系统的预测时域; $J(\mathbf{x}_k)$ 为 k 时刻EMPC的优化目标函数。其他各变量含义详见附录A。

电热综合能源调度系统通过求解上述EMPC在线优化问题(式(15))得到 k 时刻系统最优的运行调度策略,该策略能够在考虑系统功率平衡约束、各设备安全运行约束的同时最小化经济性能指标,但是风电功率 $w_{k+j|k}$ ($w_{k+j|k}$ 为 k 时刻计算得到的 $k+j$ 时刻的风电功率预测值)的随机性使其成为电热综合能源系统优化调度的不确定性来源,同时限制了风电并网容量的增加。此外,风电功率的随机性给上述EMPC在线优化问题的求解带来了挑战。传统意义上EMPC通过选取当前时刻风电功率应用于整个预测时域上来求解优化问题,但这种求解方式会导致系统不能时刻满足约束,闭环经济性能较差。因此,为了提高风电消纳率,同时最小化电热综合能源系统调度成本,需显式处理风电功率不确定性,构造SSEMPC方法,通过形象化表示未来时刻风电功率的变化情况来保证系统闭环经济性。

3 评价指标

复合年均增长率CAGR(Compound Annual Growth Rate)是评价特定时期内的年度增长率指标,通常用来评估投资收益。本文采用该指标评估仿真时间内所提方法的单步累计节约成本情况,即复合单步增长率,计算公式为:

$$L(t_0, t_N) = \left(\frac{V(t_N)}{V(t_0)} \right)^{\frac{1}{t_N - t_0}} - 1 \quad (17)$$

其中, $L(t_0, t_N)$ 为仿真时间 $t_0 - t_N$ 期间的累计节约成本复合单步增长率; t_0, t_N 分别为仿真开始、结束时间; $V(t_N)$ 为仿真时间内 t_N 时刻的累计节约成本。

4 电热综合能源调度系统的 SSEMPC 建模

为了降低风电功率不确定性对综合能源系统优化调度结果的影响,采用 SSEMPC 方法,该方法显式表示了系统未来时刻的控制量输出依赖于之前时刻风电出力的不确定性程度,是一种闭环的鲁棒控制策略。

4.1 情景树建模

具有鲁棒时域的描述系统随机性的情景树结构如附录 B 图 B1 所示。其形象描述了风电功率这一不确定性变量在预测时域上的动态变化,表示出未来时刻的控制量依赖于之前时刻的风电功率信息,因此, SSEMPC^[17] 可以提高系统的闭环经济性能。

k 时刻系统状态 \mathbf{x}_k 在不同风电功率随机量 w_k^i 的作用下产生 n 条情景树分支,对应系统的 n 个不同运行状态 $x_{k+1}^i (i=1, 2, \dots, n)$ 。类似地,情景树在 $k+2$ 时刻存在 n^2 个分支。为了防止情景过多导致的计算量呈指数型增长,选择合适的鲁棒时域 $N_r \leq N_p (N_r$ 为鲁棒时域) 以及情景树单个节点分支数 n , 并使不确定性变量在鲁棒时域后保持不变,在保证闭环性能的同时降低负荷计算量。

图 B1 所示的情景树结构虽然无法表示风电功率变化的所有可能性,但根据历史风电功率信息设计一种有效选取各节点分支情景的方法,可以更好地表征未来时刻系统不确定动态变化情况。由于实际风电功率输出序列不满足标准高斯分布^[19],且无法用一种已知分布进行建模。因此,在文献[13, 20]所提方法的基础上,本文提出一种改进的风电非高斯概率变换模型,将不满足标准高斯分布的风电序列变换为满足标准高斯分布的新序列,基于此模型选取情景树分支可以更准确地描述风电功率变化特征,模型表示为:

$$\bar{P}_{WT,i} = f_i(P_{WT,i}) = P_{WT,i} + \frac{\psi_1}{P_{WT,i}} \tanh[\psi_2(P_{WT,i} + \psi_3)] \quad (18)$$

其中,非线性变换函数 $f_i(\cdot)$ 将第 i 台风电机组发电功率历史非高斯分布序列 $P_{WT,i}$ 变换为高斯分布序列 $\bar{P}_{WT,i}$; $\psi_1 - \psi_3$ 为变换参数,且 $\psi_1, \psi_2 \geq 0$ 。因此,变换后序列 $\bar{P}_{WT,i}$ 可表示为如下高斯分布模型:

$$p(\bar{P}_{WT,i}) = N(\mu_{\bar{P}_{WT,i}}, \sigma_{\bar{P}_{WT,i}}^2) \quad (19)$$

其中, $\mu_{\bar{P}_{WT,i}}, \sigma_{\bar{P}_{WT,i}}^2$ 分别为变换后高斯分布序列 $\bar{P}_{WT,i}$ 的均值、方差。

根据式(19)计算得到的原始非高斯形式的风电功率分布模型的概率密度函数可表示为^[13]:

$$p_i(\bar{P}_{WT,i}) = \frac{\nabla f_i(P_{WT,i})}{\sqrt{2\pi\sigma_{\bar{P}_{WT,i}}^2}} \exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{f_i(P_{WT,i}) - \mu_{\bar{P}_{WT,i}}}{\sigma_{\bar{P}_{WT,i}}}\right)^2\right) \quad (20)$$

由于实际风电功率值均大于等于 0,因此非线性变换函数 $f_i(\cdot)$ 在定义域上单调变化,即反函数在可行域内存在数值解,对于每一个符合式(19)的高斯分布随机值,均能找到一个符合该风电序列原始分布的值与之对应。

综上所述,通过分析风电功率历史数据序列的统计规律,能够计算得到更准确描述风电功率变化的真实分布。根据该分布规律,可产生多条情景树分支来形象描述风电功率这一不确定性变量在预测时域上的动态变化,从而构造更符合系统实际运行情况的随机经济模型预测控制 SEMPC (Stochastic EMPC) 模型。

4.2 SEMPC

k 时刻, SEMPC 在预测时域上的控制变量 $\tilde{\mathbf{u}}_k$ 为:

$$\tilde{\mathbf{u}}_k = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{k|k}^1 & \cdots & \mathbf{u}_{k|k}^s & \cdots & \mathbf{u}_{k|k}^{N_s} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{u}_{k+j|k}^1 & \cdots & \mathbf{u}_{k+j|k}^s & \cdots & \mathbf{u}_{k+j|k}^{N_s} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{u}_{k+N_p-1|k}^1 & \cdots & \mathbf{u}_{k+N_p-1|k}^s & \cdots & \mathbf{u}_{k+N_p-1|k}^{N_s} \end{bmatrix}_{(N_p \times N_A) \times N_s} \quad (21)$$

$$N_A = N_G + N_{CHP} + N_{EB} + N_{GB} + N_E$$

其中, N_s 为情景树分支总数,即系统优化路径总数; s 为情景树分支序号; j 为预测时域上时刻序号。

对应的预测状态变量 $\tilde{\mathbf{x}}_k$ 为:

$$\tilde{\mathbf{x}}_k = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_{k|k}^1 & \cdots & \mathbf{x}_{k|k}^s & \cdots & \mathbf{x}_{k|k}^{N_s} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{x}_{k+j|k}^1 & \cdots & \mathbf{x}_{k+j|k}^s & \cdots & \mathbf{x}_{k+j|k}^{N_s} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{x}_{k+N_p|k}^1 & \cdots & \mathbf{x}_{k+N_p|k}^s & \cdots & \mathbf{x}_{k+N_p|k}^{N_s} \end{bmatrix}_{[N_A \times (N_p+1)] \times N_s} \quad (22)$$

则 SSEMPC 优化问题表示如下:

$$\min_{\tilde{\mathbf{u}}_k, \tilde{\xi}_{k+j|k}^s} \tilde{J}(\mathbf{x}_k) = \sum_{s=1}^{N_s} \omega_s \sum_{j=0}^{N_p-1} \tilde{l}_{k+j|k} = \sum_{s=1}^{N_s} \omega_s \sum_{j=0}^{N_p-1} (\mathbf{x}_{k+j|k}^s)^T \mathbf{Q} \mathbf{x}_{k+j|k}^s + \mathbf{q}^T \mathbf{x}_{k+j|k}^s + \lambda \left\| \tilde{\xi}_{k+j|k}^s - \xi_{k+j|k}^* \right\|^2 \quad (23)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} \mathbf{x}_{k+j+1|k}^s = \mathbf{A} \mathbf{x}_{k+j|k}^s + \mathbf{B} \mathbf{u}_{k+j|k}^s \\ \tilde{\xi}_{k+j|k}^s = \mathbf{C} \mathbf{x}_{k+j|k}^s + \mathbf{D} \mathbf{u}_{k+j|k}^s \\ \mathbf{p}_x \mathbf{x}_{k+j|k}^s \leq \mathbf{q}_x \\ \mathbf{p}_u \mathbf{u}_{k+j|k}^s \leq \mathbf{q}_u \\ \mathbf{u}_{k|k}^s = \mathbf{u}_{k|k}^h \\ \mathbf{u}_{k+j|k}^s = \mathbf{u}_{k+j|k}^h \quad w_{k+j-1|k}^s = w_{k+j-1|k}^h \\ \forall s, h \in \mathbf{Z}^{N_s}; s \neq h; j \in \mathbf{Z}^{N_p-1} \end{cases} \quad (24)$$

其中, ω_s 为按 4.1 节所提方法得到的不同风电功率情景发生概率; 为保证求解上述优化问题可行性, 引入松弛变量 $\xi_{k+j|k}^s$; λ 为惩罚因子; $\tilde{l}_{k+j|k}$ 为引入松弛变量后修正的经济性能指标; $\tilde{J}(\mathbf{x}_k)$ 为 N_s 组不同风电功率情景下经济性能指标的加权求和。式(24)第 1、2 个公式为 N_s 组情景下的电热综合能源系统模型; 式(24)第 3、4 个公式为任意一种不确定情景下系统均需满足的约束; 式(24)第 5、6 个公式为“不可测约束”, 即由于系统无法准确预测未来时刻不确定变量的大小, 就无法据此选择相应控制量, 因此在每个情景树节点处采用相同的控制变量 \mathbf{u}_k 来满足风速的“未来不可测性”。附录 B 图 B1 中不确定变量 $w_k^i \in \{w_k^1, w_k^2, \dots, w_k^n\} (i = 1, 2, \dots, n)$ 为系统在状态 \mathbf{x}_k 时的 n 个风电功率不确定性变量的可能取值。

本文假设鲁棒时域中每一个节点处场景分支数相同。至此, 可以建立考虑系统内风电功率不确定性的 SSEMPC 方法。本文所提算法流程图具体如图 1 所示。

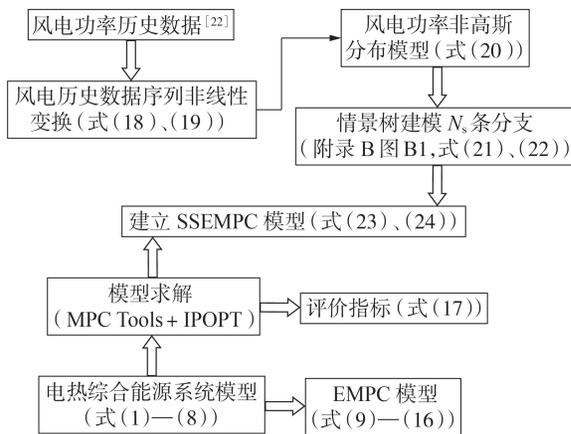


图1 本文所提算法流程图

Fig.1 Flowchart of proposed algorithm

5 算例分析

5.1 算例简介

图 2 为本文所研究的电热综合能源系统结构, 包括 3 台常规发电机组 (G_1 — G_3)、1 台风电机组 (WT_1)、2 台燃气轮机与 2 台余热锅炉构成的 2 台 CHP 机组 (CHP_1 和 CHP_2)、1 台电锅炉 (EB_1)、1 台燃气锅炉 (GB_1)、1 个储能系统 (ESS_1)。其中, 储能系统和电锅炉采用电网直供电模式, 具体设备参数如附录 B 表 B1 和表 B2 所示。

附录 B 表 B3 所示的参数设置主要参考文献 [21], 附录 B 表 B4 展示了日阶梯电价情况。本文实际风电功率数据使用 Elia Group 提供的开源数据 [22], 采样周期为 15 min, 仿真时间为连续的 3 d, 每天 96 个采样点, 选取预测时域 N_p 为 16, 即提前 4 h 调度。4.2 节中动态优化问题(式(23)、(24))采用基于

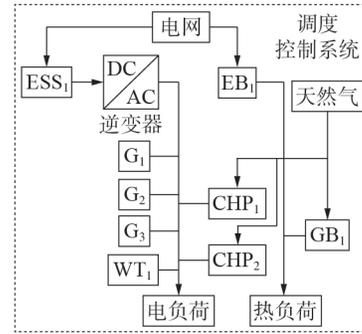


图2 电热综合能源系统算例结构图

Fig.2 Structure diagram of electricity-heating integrated energy system example

CasADi 技术的 IPOPT 求解器进行求解。CasADi 为一个便于自动微分和最优控制求解的软件框架, IPOPT 求解器为一种有效用于非线性优化求解的求解器。硬件环境为 Intel Core i5-7400, 6 GB RAM, MATLAB 2018a。

5.2 风电功率不确定性建模

根据 4.1 节所提方法, 为了描述风电功率变化的随机性, 首先, 本文对 3 a 时间内、间隔为 15 min 的风电历史数据 [22] 进行统计分析, 验证其分布规律, 结果如附录 B 图 B2(a) 所示, 可以明显看出风电历史数据不满足标准高斯分布。因此, 应用 4.1 节提出的非线性变换方法对该风电功率数据集做非线性变换, 该变换结果无实际物理意义。变换后结果的统计特性如附录 B 图 B2(b) 所示, 表明变换后序列满足均值为 3.28、方差为 10.45 的标准高斯分布, 可用式(19)进行建模。

图 3 应用正态分布 Q-Q 图展示了风电数据集非线性变换前后的概率特性变化, 观察得到变换前风电功率数据大量集中在零点附近, 不符合任意一种已知分布。变换后数据集各元素基本分布在正态分布直线附近, 即可用式(19)所示标准高斯分布建模, 以此来描述实际运行过程中风电的随机性变化, 并

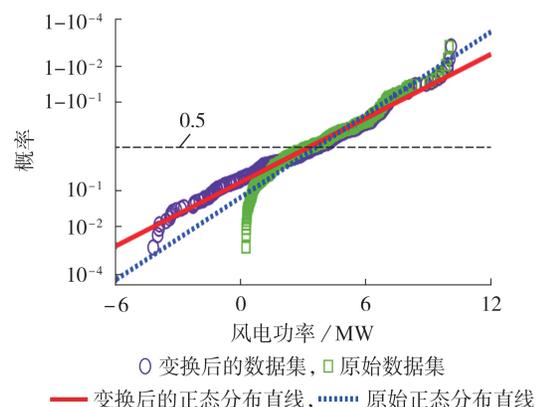


图3 变换前、后风电数据 Q-Q 图

Fig.3 Q-Q diagram of wind power data before and after transformation

得到非线性变换后满足标准高斯分布的数据集,根据式(19)计算得到其均值 $\mu_{\bar{p}_{wt,i}}$ 、方差 $\sigma_{\bar{p}_{wt,i}}^2$ 。

综上,应用式(18)~(20)可得到符合原分布的风电功率预测数据集,以描述风电分布随机性。

5.3 电热综合能源系统优化调度结果

图4、5分别为基于SSEMPC的电热综合能源系统优化调度结果中的发电功率与发热功率变化情况。图中,GT₁、GT₂为燃气轮机。可见调度策略通过调整各发电、发热单元的有功功率,满足用户的电、热负荷平衡。附录B图B3为电负荷平衡与热负荷平衡结果。可见本文所提调度策略能够满足电负荷需求,基本满足热负荷需求。由于用户对热供应的不敏感特性,允许热负荷平衡出现较小偏差,降低了系统为保持热负荷平衡所产生的调节成本。

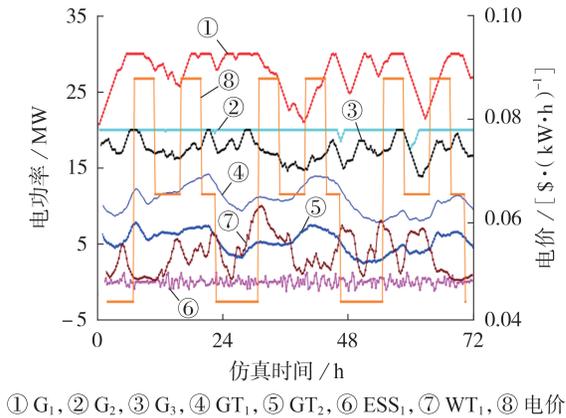


图4 基于SSEMPC的电热综合能源系统优化调度(电功率)
Fig.4 Optimal dispatching of electricity-heating integrated energy system based on SSEMPC (electric power)

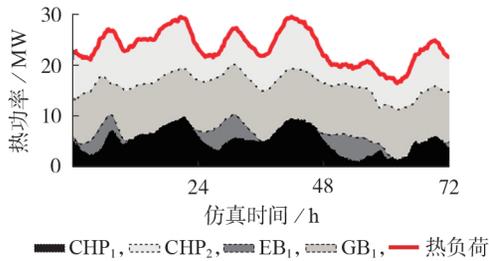


图5 基于SSEMPC的电热综合能源系统优化调度(热功率)
Fig.5 Optimal dispatching of electricity-heating integrated energy system based on SSEMPC (heating power)

5.4 经济性验证

为了验证本文所提SSEMPC优化调度策略的经济性,选取EMPC策略进行对比分析。基于SSEMPC的调度策略充分考虑系统中随机性的影响,在预测时段内计算系统全局最优性从而给出调度指令。表1

为EMPC与SSEMPC策略在仿真时间内的经济性对比。

表1 EMPC与SSEMPC策略在仿真时间内累计节约成本对比

Table 1 Comparison of cumulative cost saving between EMPC and SSEMPC in simulation time

控制策略	累计成本 / \$		
	1 d	2 d	3 d
EMPC	1.508 1×10 ⁶	3.011 2×10 ⁶	4.322 5×10 ⁶
SSEMPC	1.492 6×10 ⁶	2.968 1×10 ⁶	4.244 0×10 ⁶

图6展示了仿真时间内基于EMPC与SSEMPC的累计经济性能比较结果,图7展示了仿真时间内SSEMPC方法相较于EMPC方法的累计成本节约情况,可见随时间呈明显上升趋势。按式(17)计算得到的仿真时间内累计节约成本的复合单步增长率约为4%,具有明显的成本节约效用。

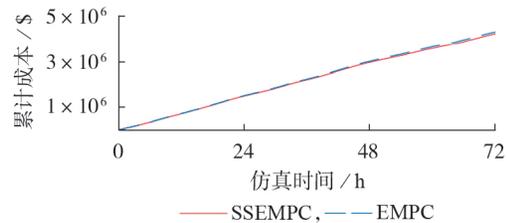


图6 EMPC与SSEMPC经济性能比较
Fig.6 Economic performance comparison between EMPC and SSEMPC

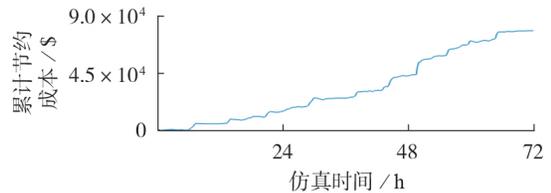


图7 仿真时间内SSEMPC相较于EMPC的累计节约成本
Fig.7 Cumulative cost saving of SSEMPC in comparison with EMPC in simulation time

6 结论

针对电热综合能源系统的运行优化问题,为了降低风电功率随机性的影响,以及考虑系统动态过程中的经济性,本文提出一种SSEMPC策略。其中,为了描述风电随机性变化,提出一种基于非线性变换的风电随机性非高斯建模方法。相比基于EMPC的调度策略,基于SSEMPC的调度策略能够在保证鲁棒性的前提下考虑风电随机性影响并提升系统经济性能,是一种闭环优化方法。在仿真时间3 d内累计节约成本复合单步增长率约为4%,具有显著的经济效益。

在后续研究中,将针对SSEMPC计算效率问题提出解决方案,即对多综合能源站间的协调调度方

法展开进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 曾鸣. 构建综合能源系统[N]. 人民日报, 2018-04-09(7).
- [2] 黄子硕, 何桂雄, 闫华光, 等. 园区级综合能源系统优化模型功能综述及展望[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(1): 10-18.
HUANG Zishuo, HE Guixiong, YAN Huaguang, et al. Overview and prospect of optimization model function for community-scale integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 10-18.
- [3] 于壮状, 曾鸣, 刘英新, 等. 基于分层次DBSCAN-VBSO算法的区域综合能源系统两阶段调度优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(12): 63-72.
YU Zhuangzhuang, ZENG Ming, LIU Yingxin, et al. Two-stage dispatching optimization of regional integrated energy system based on hierarchical DBSCAN-VBSO algorithm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 63-72.
- [4] 顾伟, 陆帅, 姚帅, 等. 综合能源系统混合时间尺度运行优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 203-213.
GU Wei, LU Shuai, YAO Shuai, et al. Hybrid time-scale operation optimization of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 203-213.
- [5] 税月, 刘俊勇, 高红均, 等. 考虑风电不确定性的电气能源系统两阶段分布鲁棒协同调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 43-50, 75.
SHUI Yue, LIU Junyong, GAO Hongjun, et al. Two-stage distributed robust cooperative dispatch for integrated electricity and natural gas energy systems considering uncertainty of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 43-50, 75.
- [6] 黄弦超, 封钰. 考虑机组灵活性的独立微网日前日内协调优化调度[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(4): 125-131.
HUANG Xianchao, FENG Yu. Day-ahead and intra-day coordinated optimal scheduling of stand-alone microgrid considering unit flexibility[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 125-131.
- [7] 王丹, 智云强, 贾宏杰, 等. 基于多能源站协调的区域电力-热力系统日前经济调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 59-67.
WANG Dan, ZHI Yunqiang, JIA Hongjie, et al. Day-ahead economic dispatch strategy of regional electricity-heating integrated energy system based on multiple energy stations[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 59-67.
- [8] 黄伟, 葛良军, 华亮亮, 等. 参与双重市场的区域综合能源系统日前优化调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 68-82.
HUANG Wei, GE Liangjun, HUA Liangliang, et al. Day-ahead optimal scheduling of regional integrated energy system participating in dual market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12): 68-82.
- [9] 梅建春, 卫志农, 张勇, 等. 电-气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 36-42.
MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Dynamic optimal dispatch with multiple time scale in integrated power and gas energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 36-42.
- [10] ZHANG Di, SHAH N, PAPAGEORGIOU L G. Efficient energy consumption and operation management in a smart building with microgrid[J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74: 209-222.
- [11] 张彦, 张涛, 刘亚杰, 等. 基于随机模型预测控制的能源局域网优化调度研究[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(13): 3451-3462.
ZHANG Yan, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Stochastic model predictive control for energy management optimization of an energy local network[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(13): 3451-3462.
- [12] PETROLLESE M, VALVERDE L, COCCO D, et al. Real-time integration of optimal generation scheduling with MPC for the energy management of a renewable hydrogen-based microgrid[J]. Applied Energy, 2016, 166: 96-106.
- [13] KOU Peng, LIANG Deliang, GAO Lin. Distributed EMPC of multiple microgrids for coordinated stochastic energy management[J]. Applied Energy, 2017, 185: 939-952.
- [14] 崔靖涵, 刘向杰, 孔小兵. 锅炉-汽轮机系统的模糊经济模型预测控制[J]. 控制理论与应用, 2018, 35(3): 308-316.
CUI Jinghan, LIU Xiangjie, KONG Xiaobing. Fuzzy economic model predictive control of boiler-turbine system[J]. Control Theory & Applications, 2018, 35(3): 308-316.
- [15] 马瑞, 王京生. 智慧社区多能流随机响应面模型预测控制方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 121-127.
MA Rui, WANG Jingsheng. Model predictive control method for multi-energy flow of smart community combined with stochastic response surface method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 121-127.
- [16] LIU Xiangjie, CUI Jinghan. Economic model predictive control of boiler-turbine system[J]. Journal of Process Control, 2018, 66: 59-67.
- [17] 崔靖涵, 刘向杰. 变速风力发电机组的经济模型预测控制[J]. 控制工程, 2019, 26(3): 431-439.
CUI Jinghan, LIU Xiangjie. Economic model predictive control of variable-speed wind energy conversion systems[J]. Control Engineering of China, 2019, 26(3): 431-439.
- [18] LUCIA S, ANDERSSON J A E, BRANDT H, et al. Handling uncertainty in economic nonlinear model predictive control: a comparative case study[J]. Journal of Process Control, 2014, 24(8): 1247-1259.
- [19] LANGE M. On the uncertainty of wind power predictions—analysis of the forecast accuracy and statistical distribution of errors[J]. Journal of Solar Energy Engineering, 2005, 127(2): 177-184.
- [20] SNELSON E, GHAHRAMANI Z, RASMUSSEN C E. Warped Gaussian processes[C]//Advances in Neural Information Processing Systems. Cambridge, MA, USA: MIT Press, 2004: 337-344.
- [21] GU Wei, WANG Zhihe, WU Zhi, et al. An online optimal dispatch schedule for CCHP microgrids based on model predictive control[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(5): 2332-2342.
- [22] Elia Group. Elia Group [DB/OL]. [2020-06-10]. <https://www.elia.be>.

作者简介:



刘玉奇

刘玉奇(1991—), 男, 吉林长春人, 助理研究员, 硕士, 通信作者, 主要研究方向为强化学习与最优控制(**E-mail**: liuyuqi@sia.cn);

臧传治(1977—), 男, 江苏连云港人, 副研究员, 博士, 主要研究方向为强化学习与电力系统优化调度(**E-mail**: zangcz@sia.cn);

刘鼎(1992—), 男, 山东菏泽人, 博士研究生, 主要研究方向为强化学习与电网调度(**E-mail**: liuding@sia.cn)。

(编辑 李玮)

Optimal operation of electricity-heating integrated energy system based on stochastic economic model predictive control

LIU Yuqi^{1,2,3}, ZANG Chuanzhi^{1,2,3}, WANG Yue⁴, LIU Ding^{1,3,5}, ZENG Peng^{1,3}, HU Bo⁶

- (1. Key Laboratory of Networked Control Systems, Chinese Academy of Sciences, Shenyang 110016, China;
 2. Shenyang Institute of Automation, Chinese Academy of Sciences, Shenyang 110016, China;
 3. Institutes for Robotics and Intelligent Manufacturing, Chinese Academy of Sciences, Shenyang 110169, China;
 4. Liaoning Lightning Protection Technical Service Center, Shenyang 110010, China;
 5. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China;
 6. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110000, China)

Abstract: In the northern heating area, there are a large number of combined heat and power units, of which the operating characteristics of “power determined by heat” restrict the peak load regulation capacity of these units. At the same time, with the proposal of energy substitution and the increasing penetration of wind power in China, the establishment of an electricity-heating integrated energy system including wind power is an important means to reduce the electricity-heating coupling and operating cost of system. Therefore, the model of the electricity-heating integrated energy system is developed. On the basis of satisfying consumers’ demand for both electric and heating, the stochastic economic model predictive control strategy is proposed, which considers the wind power uncertainty and the operating cost during the dynamic process of system. Specifically, an improved nonlinear transformation method is proposed to establish a non-Gaussian distribution model of wind power, which can reduce the impact of intermittent wind power production and the difficulty of accurately representing the variability of wind power. Moreover, an explicit expression structure that describes the variation of wind power based on scenario tree structure is established, which ensures the robustness of algorithm and reduces the impact of wind power variability. Finally, the effectiveness of the proposed strategy is verified by the compound single-step growth rate index of cumulative cost saving.

Key words: electricity-heating integrated energy system; stochastic economic model predictive control; scenario tree structure; wind power; non-Gaussian distribution model

(上接第 13 页 continued from page 13)

Dynamic-tightened convex relaxation algorithm of operation optimization for integrated electricity and natural gas system

CHEN Yuwei¹, XIANG Ji¹, LI Yanjun²

- (1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;
 2. School of Information and Electrical Engineering, Zhejiang University City College, Hangzhou 310015, China)

Abstract: A dynamic-tightened convex relaxation algorithm is proposed to solve the operation model of an integrated electricity and natural gas system. The proposed model considers the operating constraints of renewable energy and storage in the power system and the operating constraints of the line-pack and gas flow directions. The proposed model employs second-order cone relaxation and convex hull relaxation to convexify the non-convex natural gas flow model. Using the dynamic-tightened algorithm, the operation model becomes a mixed-integer second-order cone programming problem in the constructed relaxed solution region. Computational results of two test systems, which are composed of modified IEEE 39-bus and IEEE 118-bus power system and Belgium 20-node natural gas system, verify the accuracy, feasibility and efficiency of the proposed algorithm.

Key words: integrated electricity and natural gas system; second-order cone relaxation; convex hull relaxation; dynamic-tightened algorithm; mixed-integer programming

附录 A

电热综合能源调度系统的经济模型预测控制在线优化问题(式(15)-(19))中，具体变量参数释义如下。

$$\begin{aligned} \mathbf{Q} &= \text{diag}\{c_1, c_2, \dots, c_{N_G}, 0, \dots, 0\} \\ \mathbf{q} &= [b_1, \dots, b_{N_G}, \underbrace{\beta_{\text{CHP},1}, \dots, \beta_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}}_{N_{\text{CHP}}}, \underbrace{\beta_{\text{EB},1}, \dots, \beta_{\text{EB},N_{\text{EB}}}}_{N_{\text{EB}}}, \underbrace{\beta_{\text{GB},1}, \dots, \beta_{\text{GB},N_{\text{GB}}}}_{N_{\text{GB}}}, \underbrace{\beta_{\text{E},1}, \dots, \beta_{\text{E},N_{\text{E}}}}_{N_{\text{E}}}]^T \\ \beta_{\text{CHP}} &= \frac{R_{\text{ng}}}{H_{\text{ng}} \eta_{\text{GT}}} + R_{\text{CHP}}, \quad \beta_{\text{EB}} = R_{\text{EB}} + R_{\text{P}} \\ \beta_{\text{GB}} &= \frac{R_{\text{ng}}}{H_{\text{ng}} \eta_{\text{GB}}} + R_{\text{GB}}, \quad \beta_{\text{E}} = R_{\text{E}} + s_{\text{E}} R_{\text{P}} \end{aligned}$$

式(16)为电热综合能源系统的状态空间方程，其中有：

$$\begin{aligned} \mathbf{A} &= \mathbf{I}_{N_A \times N_A}, \quad \mathbf{B} = [\underbrace{T, \dots, T}_{N_B}, T\eta_{\text{E},1}^k, \dots, T\eta_{\text{E},N_{\text{E}}}^k] \\ N_A &= N_G + N_{\text{CHP}} + N_{\text{EB}} + N_{\text{GB}} + N_{\text{E}} \\ N_B &= N_G + N_{\text{CHP}} + N_{\text{EB}} + N_{\text{GB}} \\ \eta_{\text{E},i}^k &= \eta_{\text{c}} s_{\text{E}}^k - (1 - s_{\text{E}}^k) / \eta_{\text{d}} \end{aligned}$$

其中， $\eta_{\text{E},i}^k$ 为 k 时刻第 i 个储能系统充电或放电效率。

式(17)为根据式(5)、(6)得到的电热平衡方程，其中有：

$$\begin{aligned} \mathbf{C} &= [\mathbf{d}_p, \mathbf{d}_Q]^T, \quad \mathbf{D} = [1, 0]^T \\ \mathbf{d}_p &= \text{diag}\{ \underbrace{1, \dots, 1}_{N_G + N_{\text{CHP}}}, \underbrace{-1, \dots, -1}_{N_{\text{EB}}}, \underbrace{0, \dots, 0}_{N_{\text{GB}}}, \eta_{\text{E},1}^k, \dots, \eta_{\text{E},N_{\text{E}}}^k \} \\ \mathbf{d}_Q &= \text{diag}\{ \underbrace{0, \dots, 0}_{N_G}, \underbrace{c_{\text{CHP},1}, \dots, c_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}}_{N_{\text{CHP}}}, \underbrace{\eta_{\text{EB},1}, \dots, \eta_{\text{EB},N_{\text{EB}}}}_{N_{\text{EB}}}, \underbrace{1, \dots, 1}_{N_{\text{GB}}}, \underbrace{0, \dots, 0}_{N_{\text{E}}} \} \\ w_{k+j|k} &= \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{\text{WT},i}^{k+j|k} \\ \boldsymbol{\xi}_{k+j|k}^* &:= [D_{\text{P}}^{k+j|k}, D_{\text{Q}}^{k+j|k}]^T \end{aligned}$$

其中， $\boldsymbol{\xi}_{k+j|k}^*$ 为未来各时刻电热负荷指令； $w_{k+j|k}$ 为预测时域上风力发电功率值。

式(18)、(19)为式(7)、(8)所述设备功率约束及调度周期 T 内功率变化量约束，其中有：

$$\begin{aligned} \mathbf{p}_x &= \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{N_A \times N_A} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & -\mathbf{I}_{N_A \times N_A} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{p}_u = \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{N_A \times N_A} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & -\mathbf{I}_{N_A \times N_A} \end{bmatrix} \\ \mathbf{q}_x &= [P_{\text{G},1}^{\max}, \dots, P_{\text{G},N_{\text{G}}}^{\max}, P_{\text{CHP},1}^{\max}, \dots, P_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^{\max}, P_{\text{EB},1}^{\max}, \dots, P_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^{\max}, \\ & Q_{\text{GB},1}^{\max}, \dots, Q_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^{\max}, E_1^{\max}, \dots, E_{N_{\text{E}}}^{\max}, -P_{\text{G},1}^{\min}, \dots, -P_{\text{G},N_{\text{G}}}^{\min}, \\ & -P_{\text{CHP},1}^{\min}, \dots, -P_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^{\min}, -P_{\text{EB},1}^{\min}, \dots, -P_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^{\min}, \\ & -Q_{\text{GB},1}^{\min}, \dots, -Q_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^{\min}, -E_1^{\min}, \dots, -E_{N_{\text{E}}}^{\min}]^T \\ \mathbf{q}_u &= [u_{\text{G},1}^{\max}, \dots, u_{\text{G},N_{\text{G}}}^{\max}, u_{\text{CHP},1}^{\max}, \dots, u_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^{\max}, u_{\text{EB},1}^{\max}, \dots, u_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^{\max}, \\ & u_{\text{GB},1}^{\max}, \dots, u_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^{\max}, P_{\text{E},1}^{\max}, \dots, P_{\text{E},N_{\text{E}}}^{\max}, -u_{\text{G},1}^{\min}, \dots, -u_{\text{G},N_{\text{G}}}^{\min}, \\ & -u_{\text{CHP},1}^{\min}, \dots, -u_{\text{CHP},N_{\text{CHP}}}^{\min}, -u_{\text{EB},1}^{\min}, \dots, -u_{\text{EB},N_{\text{EB}}}^{\min}, \\ & -u_{\text{GB},1}^{\min}, \dots, -u_{\text{GB},N_{\text{GB}}}^{\min}, -P_{\text{E},1}^{\min}, \dots, -P_{\text{E},N_{\text{E}}}^{\min}]^T \end{aligned}$$

附录 B

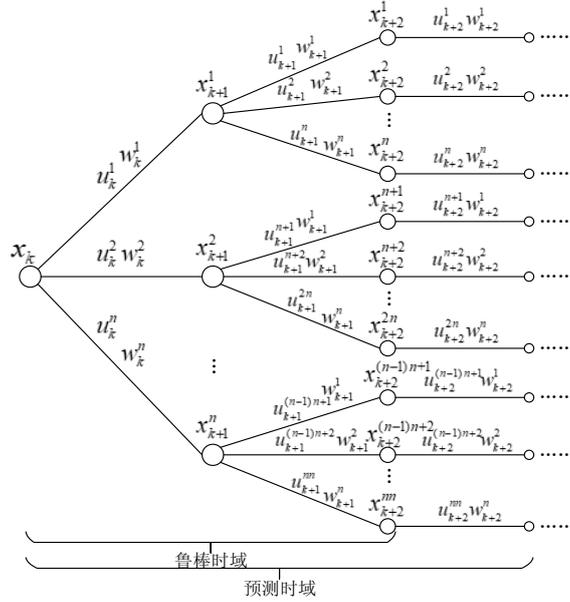


图 B1 具有鲁棒时域的描述系统随机性的情景树结构

Fig.B1 Scenario tree structure with robust time domain to describe randomness of system

表 B1 常规发电机组设备信息

Table B1 General generator equipment information

设备	$P_{G,max}$ /MW	$P_{G,min}$ /MW	$u_{G,max}$ /MW	$u_{G,min}$ /MW	a	b	c
G ₁	30	5	2	-2	0	2	0.02
G ₂	20	5	2	-2	0	1.75	0.0175
G ₃	20	5	2	-2	0	1	0.0625

表 B2 其他设备信息

Table B2 Other equipment information

设备	P_{max} /MW	P_{min} /MW	u_{max} /MW	u_{min} /MW
CHP ₁	20	0	2	-2
CHP ₂	10	0	2	-2
GB	10	0	2	-2
EB	5	0	1	-1
WT	10	0	2	-2

表 B3 参数信息

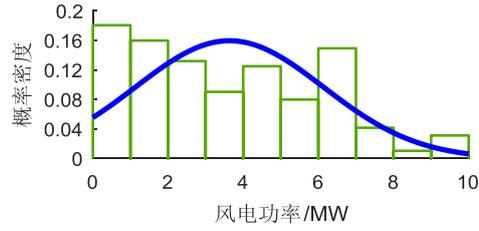
Table B3 Parameter information

参数	数值	参数	数值
η_{GT}	0.043	H_{ng}	9.78 kW h/m ³
η_{GB}	0.73	R_{ng}	0.5 \$/m ³
η_{EB}	0.95	R_{CHP}	0.026 \$/m ³
c_{CHP}	1.4	R_{GB}	0.027 \$/m ³
ψ_1	1	R_{WT}	0.008 \$/m ³
ψ_2	4	R_{EB}	0.002 \$/m ³
ψ_3	-2	R_E	0.0106 \$/m ³

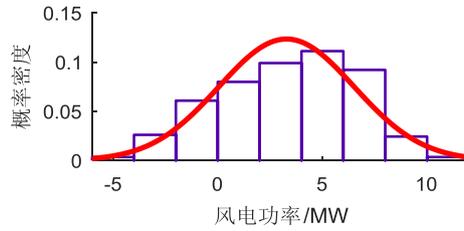
表 B4 阶梯电价

Table B4 Ladder electricity price

时段	电价/[$\$/(\text{kW h})^{-1}$]
00:00-08:00	0.059
08:00-12:00	0.169
12:00-17:00	0.112
17:00-21:00	0.169
21:00-24:00	0.112



(a)真实风电数据分布规律统计



(b)变换后风电数据分布规律统计

图 B2 真实与变换后风电数据分布规律统计

Fig.B2 Distribution of real and transformed wind data set

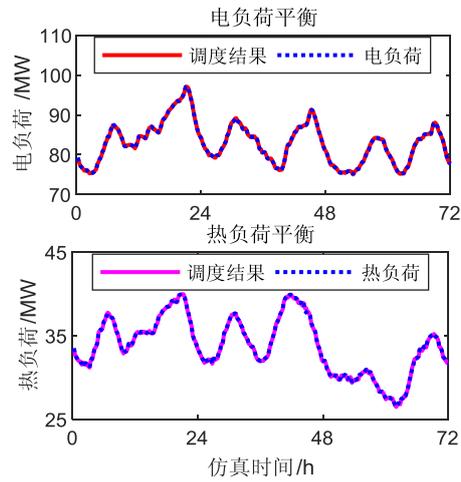


图 B3 电负荷平衡与热负荷平衡仿真结果

Fig.B3 Simulative results of electricity load balance and thermal load balance