考虑风电消纳的热电联供型微网日前鲁棒经济调度

朱嘉远,刘 洋,许立雄,蒋卓臻,马晨霄 (四川大学电气信息学院,四川省成都市 610065)

摘要:针对热电联供型微网中的风电不确定性,文中构建双层鲁棒模型从而得到最恶劣风电出力 场景下的微网最优日前调度方案。模型考虑了可控机组运行成本、功率交互成本,并将弃置的风电 功率以惩罚的形式引入目标以提高微网对风电的消纳能力。鉴于模型内外层之间是相互影响的, 文中将原问题分解为日前计划调度主问题以及计及风电出力不确定性的执行调控子问题从而进行 求解。在求解过程中,利用线性优化强对偶理论对 max-min 结构的子问题进行转化,并引入 Big-M 法将所得对偶模型线性化,然后采用列约束生成算法对主问题和子问题进行交互迭代从而获得 最优解。最后,通过算例验证了所提模型的有效性。

关键词:微网(微电网);双层鲁棒优化;预测偏差控制;列约束生成算法;强对偶理论;Big-M法

0 引言

微网运行灵活,能够实现高度自治,是热电联产 (combined heat and power,CHP)以及风力发电的 有效管理单元^[1-4]。其中,含风电的热电联供型微网 可通过配置储能、接入电锅炉与 CHP 机组协调供 热等方法提升风电消纳空间^[5]。由于多种可控单元 的存在,如何对微网进行优化调度成为现阶段研究 的重点。

目前,对于微网调度的研究多以提高可再生能 源(renewable energy source, RES)利用率以及优化 总运行成本为主[6-13]。文献[6-8]侧重于优化模型 的建立及求解,并基于 RES 的预测值进行计算。考 虑到实际调度过程中,RES 的随机特性会给微网运 行带来极大的挑战[14],因此需要对其进行有效应 对。常用的方法主要包括随机规划方法以及场景分 析法[9-13]。文献[9-11]针对风、光、负荷等不确定因 素,建立机会约束规划(chance constrained programming, CCP)模型,其以最小化微网运行成 本为目标,优化各微源出力,获得最佳运行方式。然 而 CCP 所需的精确概率密度函数通常不易获取,最 终导致优化结果与实际需求存在一定偏差。文献 「12-13]采用蒙特卡洛模拟法以及场景削减技术生 成多个 RES 出力的特征场景,该方法有效降低了微 网运行成本并提高了调度的准确性。但是采用场景 分析法生成具有代表性的场景往往较为困难,而且

在场景削减过程中可能会丢失部分极端场景的信息^[15],最终导致模型无法反应实际情况。

近年来,鲁棒优化由于对不确定参数的刻画简 单,在微网经济调度中受到了广泛的应用^[16-18]。文 献[16]提出静态鲁棒优化模型,并基于 Soyster 鲁 棒优化框架将模型中的不确定变量转化为确定性变 量,但静态鲁棒优化方法所得结果通常偏保守。文 献[17]构建了微网广义能量优化鲁棒模型,提出多 阶段的端点场景优化方法。然而该方法需生成大量 场景,计算量较大。文献[18]构建了 min-max-min 结构的鲁棒优化模型,其通过 max-min 优化问题搜 寻最恶劣场景,并引入可调鲁棒参数供决策人员调 控调度方案的保守程度。其在求解过程中根据决策 变量类型对主问题和子问题进行划分,所对应的两 阶段问题的物理意义较为模糊。

本文构建了热电联供型微网日前经济调度双层 鲁棒优化模型,模型引入了针对最恶劣场景的调控 层,并将日前调度方案均归类为外层鲁棒决策变量 以使得模型决策类型与实际需求更为贴合。对于双 层鲁棒问题,本文以模型分解以及迭代的思想进行 有效应对,并引入线性优化强对偶理论、Big-M 法以 及列约束生成算法对模型进行转化及求解,最后通 过算例验证了本文方法的正确性。

1 热电联供型微网日前经济调度鲁棒模型

1.1 热电联供型微网系统结构

本文热电联供型微网的系统结构如附录 A 图 A1 所示。系统包含了分布式风电机组、溴冷机、 微型燃气轮机(micro turbine, MT)、燃料电池(fuel

收稿日期:2018-02-14;修回日期:2018-06-19。 上网日期:2019-01-10。

cell, FC)、电锅炉(electric boiler, EB)、电储能(electrical energy storage, EES)和热储能(heat storage, HS)等运行单元^[19]。其中, EB在适当时刻协调供热,增加电负荷,有助于提升微网的风电消纳空间。

1.2 日前经济调度双层鲁棒模型概述

上述热电联供型微网的日前经济调度,通常可 描述成一个以微网日前运行成本最小为目标的优化 问题,模型可简写如下:

$$\begin{cases} \min_{x} C_{da}(x) \\ \text{s.t.} \quad H_{da}(x) = 0 \\ G_{da}(x) \leqslant 0 \end{cases}$$
(1)

式中:目标函数 $C_{da}(x)$ 为微网的日前运行成本;约 束条件 $H_{da}(x)$ 和 $G_{da}(x)$ 包括了微网的能量平衡约 束、微网各运行单元自身的相关约束等;优化变量 x为日前调度方案,包括 MT,FC 和 EB 的开停机状 态及出力、储能的充放状态及功率以及日前购售电 计划等。式(1)模型中分布式风电机组的出力作为 已知量,通常采用预测值。

但在现有技术条件下,风电出力预测误差不可 避免。上述基于风电预测出力得到的日前经济调度 方案在执行时,因风电预测出力与实际出力的偏差 将产生不平衡功率需要额外调控^[20],由此将产生一 定的调控成本。在当前风电出力预测精度难以有效 保证的情形下,若仅依据风电预测出力制定日前经 济调度方案,可能与实际最优方案偏差较大,影响最 终调度结果的经济性。因此在制定日前经济调度方 案时,需要考虑因风电出力不确定而带来的额外调 控成本,即

$$\begin{cases} \min_{x} \{ C_{da}(x) + \min_{y} C_{rt}(u, y) \} \\ \text{s.t.} \quad H_{da}(x) = 0 \\ G_{da}(x) \leqslant 0 \\ H_{rt}(x, u, y) = 0 \\ G_{rt}(x, u, y) \leqslant 0 \end{cases}$$
(2)

式中:内层最小化的目标函数 $C_n(u,y)$ 为日前调度 方案 x 的执行调控成本;新增约束 $H_n(x,u,y)=0$ 和 $G_n(x,u,y)$ 包括了微网的能量平衡约束、微网各 可控运行单元的调控约束等;内层优化变量 y 为日 前调度方案 x 的执行调控方案,包括 MT,FC 和 EB 的出力调控量、储能的充放电功率调整量以及购售 电计划调整量等;为提高微网对风电的消纳能力,内 层引入了弃风惩罚项,该项包含了不确定参数 u,为 微网内分布式风电机组的出力。

上述双层优化模型的内层,为包含了不确定量 的最小化问题,对此进一步采用可调鲁棒优化方法 进行处理,最终可得如下的热电联供型微网日前经 济调度双层鲁棒模型:

$$\begin{cases} \min_{x} \{ C_{da}(x) + \max_{u} \min_{y} C_{rt}(u, y) \} \\ \text{s.t.} \quad H_{da}(x) = 0 \\ G_{da}(x) \leq 0 \\ H_{rt}(x, u, y, \Gamma) = 0 \\ G_{rt}(x, u, y, \Gamma) \leq 0 \end{cases}$$
(3)

式(3)模型的外层为日前经济调度主问题,搜寻 风电出力最恶劣场景下的微网最经济日前调度方 案,其优化变量 x 为日前调度方案;内层为因风电 出力不确定而引起的日前调度方案 x 的执行调控 子问题,搜寻日前调度方案 x 下的风电出力最恶劣 场景及对应的最经济调控方案,其优化变量为日前 调度方案 x 的调控方案 y 以及对应风电出力场景 u。 Γ 为可调鲁棒参数,用于协调鲁棒性与经济性。

综上所述,为了获得具有一定鲁棒性的微网日前调度方案,引入了考虑风电出力不确定性的模拟 调度问题,构建了 min-max-min 结构的双层鲁棒优 化模型,外层和内层分别对应了日前鲁棒决策变量 以及新引入的辅助调控变量。其中内层 max-min 结构模型通过搜寻最恶劣风电出力场景以及相应的 调控策略,影响外层的日前调度方案,保证日前调度 方案的鲁棒性。

1.3 不确定参数

鉴于风电本身存在的较大随机性与不确定性, 在现阶段预测技术支持下,其预测误差往往会高于 负荷等其他因素,因而本文主要考虑了风电出力的 不确定性。所以,式(3)模型中的不确定参数 *u* 具 体体现为微网中分布式风电机组的出力,不确定的 主要原因是风速预测的误差。本文采用文献[21-22]的不确定集合表征方法,将风速数据以区间形式 描述如下:

$$v \in [v^{\text{pre}} - v^{\text{width}}, v^{\text{pre}} + v^{\text{width}}]$$
 (4)

式中:v^{pre}为预测风速;v^{width}为风速波动量。

根据风电输出功率与风速之间的分段函数关系 式(5),可得风电出力区间如式(6)所示:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v < v_{\text{in}}^{\text{cut}} \vec{x} v > v_{\text{out}}^{\text{cut}} \\ \frac{v - v_{\text{in}}^{\text{cut}}}{v_{\text{rated}} - v_{\text{in}}^{\text{cut}}} \varphi_i & v_{\text{in}}^{\text{cut}} \leqslant v \leqslant v_{\text{rated}} \\ \varphi_i & v_{\text{rated}} < v \leqslant v_{\text{out}}^{\text{cut}} \\ P_{\text{Wind}} \in [P_{\min}(v), P_{\max}(v)] \end{cases}$$
(5)

式中: v_{in}^{cut} 和 v_{out}^{cut} 分别为风机切入、切出风速; v_{rated} 为风机额定风速; φ_i 为装机容量; P_{Wind} 为风机出力; $P_{min}(v)$ 和 $P_{max}(v)$ 分别为风机出力下上限。

当考虑多个连续的时段,不确定参数往往不可 能同时取到最恶劣情况,为了防止优化结果出现这 种过于保守的情况,引入可调鲁棒参数 Γ 对风电各 时段的出力取值进行约束。由此风电各时段的出力 还需满足如下约束:

$$\sum_{t} \left(\frac{P_{\text{wind}}(t) - P_{\text{wind}}(t)}{p_{t}^{+}} \rho_{t}^{+} + \frac{P_{\text{wind}}^{\text{pre}}(t) - P_{\text{wind}}(t)}{p_{t}^{-}} \rho_{t}^{-} \right) \leqslant \Gamma$$

$$(7)$$

式中: $P_{Wind}^{Pre}(t)$ 为t时刻风机预测出力; p_t^+ 和 p_t^- 分 别为风机出力上下波动范围; ρ_t^+ 和 ρ_t^- 为0-1变量, 若风机出力大于预测出力, $\rho_t^+ = 1$, $\rho_t^- = 0$,反之 $\rho_t^+ = 0$, $\rho_t^- = 1$ 。

1.4 目标函数

上述式(3)模型中目标函数的日前运行成本 C_{da} 主要包括 MT 发电成本 C_{MT} 、FC 发电成本 C_{FC} 以及日前市场功率交互成本 C_{Grid} , MT 和 FC 的发 电成本均采用线性函数近似表示^[23]。为了提升微 网的风电消纳水平,式(3)模型中目标函数的调控成 本 C_{rr} 引入了弃风成本 C_{Wind}^{loss} ,此外还包括微网中各 可控机组(controllable generator, CG)上调成本 C_{CC}^{rec} 和下调成本 C_{CC}^{down} 、平衡市场功率交互成本 $C_{Balance}$ 。其中 CG 主要包括 MT,FC 和 EB。由于储 能系统较为灵活,本文不计其调控成本。各项具体 表达如式(9)、式(10)所示:

$$\begin{cases} C_{da}(x) = C_{MT} + C_{FC} + C_{Grid} \\ C_{rt}(u, y) = C_{CG}^{up} + C_{CG}^{down} + C_{Balance} + C_{Wind}^{loss} \end{cases}$$

$$\begin{cases} C_{MT} = \sum_{t} (a_{MT}P_{MT}(t) + b_{MT})\Delta t \\ C_{FC} = \sum_{t} (a_{FC}P_{FC}(t) + b_{FC})\Delta t \\ C_{Grid} = \sum_{t} (\lambda_{Grid}^{buy}(t)P_{Grid}^{buy}(t) - \lambda_{Grid}^{sell}(t)P_{Grid}^{sell}(t))\Delta t \end{cases}$$

$$(9)$$

$$\begin{cases} C_{\text{CG}}^{\text{up}} + C_{\text{CG}}^{\text{down}} = \sum_{t} (\lambda_{\text{CG},i}^{\text{up}} P_{\text{CG},i}^{\text{up}}(t) + \lambda_{\text{CG},i}^{\text{down}} P_{\text{CG},i}^{\text{down}}(t)) \Delta t \\ C_{\text{Balance}} = \sum_{t} (\lambda_{\text{Balance}}^{\text{hup}}(t) P_{\text{Balance}}^{\text{hup}}(t) - \lambda_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t) \cdot P_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t)) \Delta t \\ P_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t)) \Delta t \\ C_{\text{Wind}} = \sum_{t} \lambda_{\text{Wind}}^{\text{loss}} (P_{\text{Wind}}(t) - P_{\text{Wind}}^{\text{get}}(t)) \Delta t \end{cases}$$

(10)

式中: Δt 为时间步长; $a_{MT} \pi b_{MT}$ 为 MT 机组的成本 系数; $P_{MT}(t)$ 为 MT 机组在 t 时刻的输出电功率; $a_{FC} \pi b_{FC}$ 为 FC 机组的成本系数; $P_{FC}(t)$ 为 FC 机组 在 t 时刻的输出功率; $\lambda_{Grad}^{sel}(t) \pi \lambda_{Grad}^{sel}(t)$ 分别为 t 时 刻日前市场购、售电价; $P_{Grad}^{sel}(t) \pi P_{Grad}^{sel}(t)$ 分别为 t 时刻微网在日前市场的购、售电功率; $\lambda_{Grad}^{vert} \pi \lambda_{Grad}^{corr}$ 分 别为可控机组 i 上、下调控惩罚单价; $P_{Grad}^{vert}(t)$ 和 $P_{Grad}^{corr}(t)$ 分别为 t 时刻可控机组 i 的上、下调控量; $\lambda_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t),\lambda_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t)分别为 t 时刻平衡市场购、售电$ $价; <math>P_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t)$ 和 $P_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t)$ 分别为 t 时刻微网在平衡 市场的购、售电功率; $\lambda_{\text{Wind}}^{\text{loss}}$ 为弃风惩罚单价; $P_{\text{Wind}}^{\text{set}}(t)$ 为风电机组在 t 时刻注入微网的功率。

1.5 约束条件

1.5.1 日前调度约束

式(3)模型中前两项约束为日前调度约束,主要 包括能量平衡约束、可控机组运行约束、储能运行约 束以及与主网的交互功率约束等。

1)能量平衡约束

 $P_{\rm MT}(t) + P_{\rm FC}(t) + P_{\rm EES}^{\rm dis}(t) + P_{\rm Wind}^{\rm pre}(t) + P_{\rm Grid}^{\rm buy}(t) = P_{\rm Load}(t) + P_{\rm EFS}^{\rm ch}(t) + P_{\rm Grid}^{\rm sell}(t) + P_{\rm FB}(t)$ (11)

 $Q_{\rm MT}(t) + Q_{\rm EB}(t) + Q_{\rm HS}^{\rm dis}(t) = Q_{\rm Load}(t) + Q_{\rm HS}^{\rm ch}(t)$ (12)

式中: $P_{\text{EES}}^{\text{e}}(t)$ 和 $P_{\text{EES}}^{\text{e}}(t)$ 分别为 EES 在 t 时刻充、 放电功率; $Q_{\text{HS}}^{\text{e}}(t)$ 和 $Q_{\text{HS}}^{\text{e}}(t)$ 分别为 HS 在 t 时刻的 充、放热功率; $P_{\text{Load}}(t)$ 和 $Q_{\text{Load}}(t)$ 为 t 时刻电、热负 荷量; $P_{\text{EB}}(t)$ 为 t 时刻 EB 用电功率; $Q_{\text{MT}}(t)$ 和 $Q_{\text{EB}}(t)$ 分别为 t 时刻 MT 和 EB 的制热功率。

对于 MT 和 EB,前者能以热电联供的形式运 行以提高能源利用效率,其发电过程中产生的高温 烟气被送入溴冷机进行制热。对于该热电联供系 统,热电输出比一般为定值^[7],表达式如式(13)所 示。而 EB 在适当时刻启动运行增加电负荷并协调 供热,有助于提高微网对风电的消纳能力,使系统运 行更为经济,其电热转化模型如式(14):

$$\frac{Q_{\rm MT}(t)}{P_{\rm MT}(t)} = \eta_{\rm MT} \tag{13}$$

$$Q_{\rm EB}(t) = P_{\rm EB}(t) \eta_{\rm FB} \tag{14}$$

式中: η_{MT} 为 MT 机组热电比; η_{EB} 为 EB 的电热转换 效率。

2)可控机组运行约束

在运行过程中,可控机组主要受到功率上下限 以及爬坡速率约束^[24]:

 $S_{CG,i}(t) P_{CG,i}^{min} \leq P_{CG,i}(t) \leq S_{CG,i}(t) P_{CG,i}^{max}$ (15) $-R_{CG,i}^{down} \leq P_{CG,i}(t) - P_{CG,i}(t-1) \leq R_{CG,i}^{up}$ (16) 式中: $P_{CG,i}^{max}$ 和 $P_{CG,i}^{min}$ 分别为可控机组*i*的出力上下 限; $S_{CG,i}(t)$ 为可控机组*i*在*t*时刻的运行状态,为 0-1变量; $R_{CG,i}^{up}$, $R_{CG,i}^{down}$ 分别为可控机组*i*的上下爬坡 功率极限。

3)储能运行约束

储能系统具有对能量进行双向调节的能力,能 对其进行时空平移。本文热电联供型微网中主要包 括电储能和热储能。储能单元运行过程中各时段充 放能功率需满足上下限约束,且其*t*时刻的剩余容 量与*t*-1时刻密切相关^[25]。与此同时,为保证储 能系统持续稳定运行,在某个固定运行周期始末,储 能系统的剩余能量状态应保持平衡,见式(21)。

$$S_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch}}(t)P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch},\min} \leqslant P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch}}(t) \leqslant S_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch}}(t)P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch},\max} \quad (17)$$

$$S_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis}}(t)P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis},\min} \leqslant P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis}}(t) \leqslant S_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis}}(t)P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis},\max}$$
(18)
$$E_{\mathrm{S},i}(t) = (1 - \delta_{\mathrm{S},i})E_{\mathrm{S},i}(t-1) +$$

$$\left(\eta_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch}} P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{ch}}(t-1) - \frac{P_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis}}(t-1)}{\eta_{\mathrm{S},i}^{\mathrm{dis}}}\right) \Delta t \quad (19)$$

$$E_{\mathrm{S},i}^{\min} \leqslant E_{\mathrm{S},i}(t) \leqslant E_{\mathrm{S},i}^{\max}$$
(20)

$$E_{S,i}(T) = E_{S,i}(0) \tag{21}$$

式中: $P_{s,i}^{ch}(t)$ 和 $P_{s,i}^{dis}(t)$ 分别为储能*i*在*t*时刻的充 放功率,其中储能主要包括EES和HS; $P_{s,i}^{ch,max}$, $P_{s,i}^{ch,min}$, $P_{s,i}^{dis,max}$, $P_{s,i}^{dis,min}$ 分别为储能*i*充放功率上下 限; $S_{s,i}^{ch}(t)$ 和 $S_{s,i}^{dis}(t)$ 分别为储能*i*在*t*时刻的充放 状态; $E_{s,i}(t)$ 为储能*i*在*t*时刻的容量; $\delta_{s,i}$, $\eta_{s,i}^{ch}$, $\eta_{s,i}^{dis}$ 分别为储能自损耗率和充放能效率; $E_{s,i}^{s,i}$ 和 $E_{s,i}^{min}$ 分别为储能容量上下限;T为固定运行周期。

4)与主网的交互功率约束

$$0 \leqslant P_{\text{Grid}}^{\text{buy}}(t) \leqslant S_{\text{Grid}}^{\text{buy}}(t) P_{\text{Grid}}^{\text{max}}$$
(22)

$$0 \leqslant P_{\text{Grid}}^{\text{sell}}(t) \leqslant S_{\text{Grid}}^{\text{sell}}(t) P_{\text{Grid}}^{\text{max}}$$
(23)

式中: P_{Grid} 为微电网与大电网交互功率最大值; $S_{\text{Grid}}^{\text{buy}}(t)$ 和 $S_{\text{Grid}}^{\text{sell}}(t)$ 分别为微电网 t 时刻购售电状态。

1.5.2 调控约束

式(3)模型中后两项约束为调控约束,主要为基 于日前调度方案 *x* 的能量平衡约束、分布式风电机 组出力约束、各可控运行单元的调控约束以及与主 网交互功率的调整约束等。由于在日前阶段,调度 日的实际风电出力是未知的,因而本文所描述的调 控量均为针对风电最恶劣场景的模拟调整量,且其 不作为调度方案实施。而各单元实时调整方案需要 在调度日另行制定,不为本文研究范畴。

1)能量平衡约束

调控阶段能量平衡约束对应于最恶劣风电出力 场景下,各可控机组经过出力调控后依旧满足电、热 功率平衡。约束类型与式(11)、式(12)相同,仅在其 基础上添加各个单元出力调整变量如下。

$$P_{MT}(t) + P_{MT}^{up}(t) - P_{MT}^{down}(t) + P_{FC}(t) + P_{FC}(t) + P_{FC}^{up}(t) - P_{FC}^{down}(t) + P_{EES}^{dis}(t) + P_{EES}^{dis,up}(t) - P_{FC}^{dis,down}(t) + P_{Wind}^{get}(t) + P_{Grid}^{big}(t) + P_{Balance}^{big}(t) = P_{Load}(t) + P_{EES}^{ch}(t) + P_{EES}^{ch}(t) - P_{EES}^{ch,down}(t) + P_{EB}^{sell}(t) + P_{EB}^{sell}(t) + P_{EB}^{sell}(t) - P_{EB}^{down}(t) + Q_{EB}^{ell}(t) - Q_{MT}^{down}(t) - Q_{MT}^{down}(t) + Q_{EB}^{ell}(t) + Q_{EB}^{up}(t) - Q_{HS}^{dis,down}(t) = Q_{Load}(t) + Q_{HS}^{dis}(t) + Q_{HS}^{dis,up}(t) - Q_{HS}^{dis,down}(t) = Q_{Load}(t) + Q_{HS}^{ch}(t) + Q_{HS}^{ch,up}(t) - Q_{HS}^{ch,up}(t) - Q_{HS}^{ch,down}(t)$$

$$(25)$$

式中: $P_{MT}^{up}(t)$, $P_{EC}^{up}(t)$, $P_{EB}^{up}(t)$ 以及 $P_{MT}^{down}(t)$, $P_{FC}^{down}(t)$, $P_{EB}^{down}(t)$ 分别为 t 时刻 MT, FC, EB 的上 下调控量; $P_{EES}^{down}(t)$ 和 $P_{EES}^{ch,down}(t)$ 以及 $P_{EES}^{ds,up}(t)$ 和 $P_{EES}^{ds,down}(t)$ 分别为 t 时刻 EES 充放电上下调控量; $Q_{MT}^{up}(t)$ 和 $Q_{MT}^{down}(t)$ 以及 $Q_{EB}^{up}(t)$ 和 $Q_{EB}^{down}(t)$ 分别为 t 时刻 MT 和 EB 相应的制热功率上下变化量; $Q_{HS}^{ch,up}(t)$ 和 $Q_{HS}^{ch,down}(t)$ 以及 $Q_{ES}^{ds,up}(t)$ 和 $Q_{HS}^{ds,down}(t)$ 分 别为 t 时刻 HS 充放热上下调控量。

2)分布式风电机组出力约束

 $0 \leqslant P_{\text{Wind}}^{\text{get}}(t) \leqslant P_{\text{Wind}}(t)$ (26)

式中:*P*_{Wind}(*t*)为*t* 时刻的风电机组出力,是不确定的,详见第 1.3 节所述。

3)可控运行单元的调控约束

$$\begin{cases}
0 \leqslant P_{CG}^{up}(t) \leqslant S_{CG}^{up}(t) P_{CG}^{up,max}(t) \\
0 \leqslant P_{CG}^{down}(t) \leqslant S_{CG}^{down}(t) P_{CG}^{down,max}(t) \quad (27) \\
S_{CG}^{up}(t) + S_{CG}^{down}(t) \leqslant 1
\end{cases}$$

$$\begin{cases}
S_{CG}(t) P_{CG}^{min} \leqslant P_{CG}(t) + P_{CG}^{up}(t) - \\
P_{CG}^{down}(t) \leqslant S_{CG}(t) P_{CG}^{max} \\
R_{CG}^{down} \leqslant P_{CG}(t) + P_{CG}^{up}(t) - P_{CG}^{down}(t) - (28) \\
(P_{CG}(t-1) + P_{CG}^{up}(t-1) - \\
P_{CG}^{down}(t-1)) \leqslant R_{CG}^{up}
\end{cases}$$

式中: $S_{CG}^{up}(t)$ 和 $S_{CG}^{down}(t)$ 分别为可控机组t时刻上下 调控状态; $P_{CG}^{upmax}(t)$ 和 $P_{CG}^{down,max}(t)$ 分别为可控机组 t时刻上下调控极限。

式(28)保证可控机组出力经调整后依旧满足自 身功率约束以及爬坡约束。类似的,储能系统的调 控约束类型与式(17)至式(21)相同,仅在其计划出 力的基础上添加实时修正量,在此不再赘述。

4)与主网交互功率的调整约束

$$\begin{cases} 0 \leqslant P_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t) \leqslant S_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t) P_{\text{Balance}}^{\text{buy},\max}(t) \\ 0 \leqslant P_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t) \leqslant S_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t) P_{\text{Balance}}^{\text{sell},\max}(t) \\ S_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t) + S_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t) \leqslant 1 \end{cases}$$
(29)

$$\int_{0}^{0} \leqslant P_{\text{Grid}}^{\text{buy}}(t) + P_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t) \leqslant S_{\text{Grid}}^{\text{buy}}(t) P_{\text{Grid}}^{\text{max}}$$
(30)

 $\left\{ 0 \leqslant P_{\text{Grid}}^{\text{sell}}(t) + P_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t) \leqslant S_{\text{Grid}}^{\text{sell}}(t) P_{\text{Grid}}^{\text{max}} \right\}$

式中: $S_{\text{Balance}}^{\text{buy}}(t)$ 和 $S_{\text{Balance}}^{\text{sell}}(t)$ 分别为t时刻微网在调 控阶段的购售电状态; $P_{\text{Balance}}^{\text{buy,max}}(t)$ 和 $P_{\text{Balance}}^{\text{sell,max}}(t)$ 分别 为调控阶段t时刻购售电极限。

式(30)保证微网与主网的交互功率经调整后依 旧满足其上下限约束。

综合上述 1.4 节目标函数各具体表达式(8)至 式(10)和 1.5 节约束条件各具体表达式(11)至 式(30),并整理成矩阵形式描述,所提的热电联供型 微网日前经济调度双层鲁棒模型可描述如下:

$$\min_{x} \{ \boldsymbol{c}^{\mathsf{T}} \boldsymbol{x} + \max_{\boldsymbol{u}} \min_{\boldsymbol{y}} (\boldsymbol{d}^{\mathsf{T}} \boldsymbol{y} + \boldsymbol{e}^{\mathsf{T}} \boldsymbol{u}) \}$$
s.t. $\boldsymbol{A} \boldsymbol{x} = \boldsymbol{g}$

$$\boldsymbol{B} \boldsymbol{x} \leqslant \boldsymbol{h}$$

$$\boldsymbol{C} \boldsymbol{x} + \boldsymbol{D} \boldsymbol{y} = \boldsymbol{i}$$

$$\boldsymbol{E} \boldsymbol{x} + \boldsymbol{F} \boldsymbol{y} \leqslant \boldsymbol{j}$$

$$\boldsymbol{G} \boldsymbol{y} \leqslant \boldsymbol{u}$$

$$(31)$$

式中:c,d,e为目标函数中的系数矩阵;A,C,D为

等式约束的系数矩阵,g和i为等式约束的常数列 向量;B,E,F,G为不等式约束的系数矩阵,h和j 为不等式约束的常数列向量;u为不确定参数;x为 外层优化变量,对应于最终所需的日前调度方案;y 为内层优化变量,对应于最恶劣风电出力场景下的 调控量(不为实际调控量,且不作为调度方案实施)。 x和y具体如下:

$$\begin{cases} \mathbf{x} = \begin{bmatrix} P_{\mathrm{MT}}(t), S_{\mathrm{MT}}(t), P_{\mathrm{FC}}(t), S_{\mathrm{FC}}(t), P_{\mathrm{EB}}(t), S_{\mathrm{EB}}(t), P_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), P_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{EES}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{HS}}^{\mathrm{dis}}(t), S_{\mathrm{HS}$$

2 模型分层迭代求解

上述的热电联供型微网日前经济调度双层鲁棒 模型,内层风电出力最恶劣场景的最经济调控是在 外层给出的日前调度方案的基础上进行的,外层的 优化结果决定了内层的优化结果;而内层优化结果 (风电出力最恶劣场景的最经济调控方案)对应的调 控成本又影响了外层的优化结果(日前调度最经济 方案)。

模型内外两层无法同时一次求解,为此采用列 约束生成算法(column and constraint generation, C&-CG)^[26]将原式(31)模型分解成主子两问题交互 迭代求解。分解后的主问题(如式(33)所示)对应于 原式(31)模型的外层最小化问题。分解后的子问题 对应于原式(31)模型的内层最大最小化问题,为便 于求解利用线性优化强对偶理论进一步为转化为单 层优化问题(如式(34)所示)。子问题的日前调度方 案(式(34)目标函数中的 x)取自主问题的求解结 果,而子问题的求解结果又作为约束被引入到主问 题中(式(33)约束中跟 y 相关的项)。

$$\begin{cases} \min_{x} (c^{\mathsf{T}} x + \theta) \\ \text{s.t.} \quad \theta \ge d^{\mathsf{T}} y + e^{\mathsf{T}} u \\ Ax = g \\ Bx \le h \\ Cx + Dy = i \\ Ex + Fy \le j \\ Gy \le u \end{cases}$$

$$\begin{cases} \max_{u,a,\beta,\gamma} (u^{\mathsf{T}} \xi + i^{\mathsf{T}} a - x^{\mathsf{T}} C^{\mathsf{T}} a + j^{\mathsf{T}} \beta - x^{\mathsf{T}} E^{\mathsf{T}} \beta) \\ \text{s.t.} \quad D^{\mathsf{T}} a + F^{\mathsf{T}} \beta + G^{\mathsf{T}} \gamma = d \\ \beta \le 0 \\ \gamma \le 0 \\ \xi = e + \gamma \end{cases}$$

$$(33)$$

式中: α , β , γ 为对偶变量, ξ 为辅助变量,均无实际

意义。

求解时,预先假设某一风电出力场景为风电出 力最恶劣场景求解主问题:在求得的主问题解的基 础上求解子问题获得相应的风电出力最恶劣场景, 并在主问题中增加关于该场景的约束;主问题在获 得新的恶劣场景后重新求解,如此往复迭代直到收 敛。随着迭代的进行,可能代表最恶劣情形的风电 出力场景不断地被引入到主问题:当迭代收敛时,主 问题所考虑的场景约束中包含了与之结果相对应的 风电出力最恶劣场景,主问题的结果即为所需的日 前经济调度鲁棒方案。对于子问题对偶式(34)模型 目标函数中的双线性项,由于不确定参数 u 为简单 区间,为使目标达到最大,ξ中每一个正数都应当对 应u的上界,每一个负数都应当对应u的下界,即风 电出力需取到区间端点处。该双线性项可采用 Big-M法进行线性化处理。同时,根据前文所述引入可 调鲁棒参数 Γ 对不确定区间进行约束,最终模型转 化如下:

$$\begin{aligned} & \sum_{\boldsymbol{u}:\boldsymbol{a},\boldsymbol{\beta},\boldsymbol{\gamma}} \left\{ \boldsymbol{u}^{\boldsymbol{u}\boldsymbol{p}}\boldsymbol{\xi}^{+} + \boldsymbol{u}^{\operatorname{down}}\boldsymbol{\xi}^{-} + \boldsymbol{u}^{\operatorname{pre}}(1 - \boldsymbol{\xi}^{+} - \boldsymbol{\xi}^{-}) + \boldsymbol{i}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\alpha} - \boldsymbol{x}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\alpha} + \boldsymbol{j}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\beta} - \boldsymbol{x}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{E}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\beta} \right\} \\ & \text{s.t. } \mathbf{D}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\alpha} + \mathbf{F}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\beta} + \mathbf{G}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\gamma} = \boldsymbol{d} \\ & \boldsymbol{\beta} \leq 0 \\ & \boldsymbol{\gamma} \leq 0 \\ & \boldsymbol{\xi} = \boldsymbol{e} + \boldsymbol{\gamma} \\ & -M(1 - \boldsymbol{\mu}_{i}^{+}) + \boldsymbol{\xi}_{i} \leq \boldsymbol{\xi}_{i}^{+} \leq M(1 - \boldsymbol{\mu}_{i}^{+}) + \boldsymbol{\xi}_{i} \\ & -M(1 - \boldsymbol{\mu}_{i}^{-}) + \boldsymbol{\xi}_{i} \leq \boldsymbol{\xi}_{i}^{-} \leq M(1 - \boldsymbol{\mu}_{i}^{-}) + \boldsymbol{\xi}_{i} \\ & -M\boldsymbol{\mu}_{i}^{+} \leq \boldsymbol{\xi}_{i}^{+} \leq M\boldsymbol{\mu}_{i}^{+} \\ & -M\boldsymbol{\mu}_{i}^{-} \leq \boldsymbol{\xi}_{i}^{-} \leq M\boldsymbol{\mu}_{i}^{-} \\ & \boldsymbol{\mu}_{i}^{+} + \boldsymbol{\mu}_{i}^{-} \leq 1 \\ & \sum_{i} (\boldsymbol{\mu}_{i}^{+} + \boldsymbol{\mu}_{i}^{-}) \leq \Gamma \end{aligned}$$

(35)

式中:u^{up}和 u^{down}分别为风电出力不确定区间上下 限; ξ^+ , ξ^- 分别代表 ξ 的正负取值; μ^+ 和 μ^- 为新 引入的 0-1 辅助变量。

由上式可以看出,当 μ_{\pm}^+ 为1, μ_{\pm}^- 为0时,风电 功率取到最大值,其对应的 ξ ,为正;相反,风电功率 取到最小值,其对应的 ξ 为负;若两者都为0,则风 电功率取为预测值。而 μ^+ 与 μ^- 的取值受到 Γ 的 约束, Γ 代表了在调度周期内风电出力能取到波动 区间边界的时段数, Γ 越大说明模型考虑的风电出 力情况越恶劣,最终调度方案也就更为保守,反之则 更冒险。

经过上述转换,原问题解耦为混合整数线性优 化主问题式(33)和子问题式(35)。综上,模型分解 后的具体求解步骤可简单描述如下。

步骤 1:设定初始恶劣场景 u1:初始优化问题上 下界 $U_0 = +\infty, L_0 = -\infty$; 置迭代次数 k = 1; 收敛 间隙为较小正数λ。

步骤 2:将恶劣场景集 u/代入主问题进行求解, 获得最优解 (x_k, y_l) ,将主问题求解所得目标设为新 的下界 L_k ,其中 $l=1,2,\dots,k$ 。

步骤 3:将 x,作为已知参数代入子问题获得最 优解(u_k° , y_k°),取最恶劣场景 u_{k+1} 为 u_k° ,并将子问题 的目标函数值与主问题所得 $c^{\mathsf{T}}x_{\mathfrak{s}}$ 之和设为新的上 界 U_k 。

步骤 4:判断 $U_k - L_k \leq \lambda$ 是否成立,若成立,返 回最优解;否则,增加与最恶劣场景 u_{k+1} 对应的调 控变量 \mathbf{y}_{k+1} 及如下约束并置 k = k+1,返回步骤 2。

$$\begin{cases} \boldsymbol{\sigma} \leq \boldsymbol{a} \quad \boldsymbol{y}_{k+1} + \boldsymbol{e} \quad \boldsymbol{u}_{k+1} \\ \boldsymbol{C} \boldsymbol{x} + \boldsymbol{D} \boldsymbol{y}_{k+1} = \boldsymbol{i} \\ \boldsymbol{E} \boldsymbol{x} + \boldsymbol{F} \boldsymbol{y}_{k+1} \leq \boldsymbol{j} \\ \boldsymbol{G} \boldsymbol{y}_{k+1} \leq \boldsymbol{u}_{k+1} \end{cases}$$
(36)

算例分析 3

为验证本文提出的双层鲁棒优化模型的正确 性,在 MATLAB R2014b 下进行建模,并利用算法 包 CPLEX12.6.3 进行计算,系统硬件环境为 Intel Core I5 CPU, 3.30 GHz, 8 GB 内存, 操作系统为 Win10 64 bit.

本文采用的微网系统如附录 A 图 A1 所示;负 荷波动曲线如附录 A 图 A2 所示;风电机组各项参 数如附录 A 表 A1 所示[23,26];风速不确定区间如附 录 A 图 A3 所示: CG 参数如附录 A 表 A2 所示^[27]: EB转化效率为 80%;最大交互功率取为 300 kW; 分时电价如附录 A 表 A3 所示[18];储能装置运行参 数如附录 A 表 A4 所示^[19]。

3.1 鲁棒优化经济调度方案

设定可调鲁棒参数 Γ 为 10。根据本文所提双

层鲁棒优化模型,C&CG 算法经过 8 次交互迭代获 得最优解。迭代过程中上下界变化如附录 A 表 A5 所示。优化所得日前调度方案中,MT,FC,EB和 HS的日前计划出力以及日前市场购售电功率如 图1所示。EES的计划充放功率如图2所示。上 述图中,可控机组功率为正表示其向微网供电,反之 则表示耗电:储能功率为正表示充能,为负则表示放 能;交互功率为正表示微网向上级电网购电,为负则 表示售电。



各单元功率及微网与主网交互功率 图 1 Fig.1 Output power of units and the exchange power of micro-grid with main network



Fig.2 Charging and discharging power of EES

进一步在未配置 HS 的情况下另行优化,并将 优化结果中 MT 机组的出力与含有 HS 情况的出力 进行对比,如图 3 所示。图中 MT 机组功率正负值 的意义与图1相同。



图 3 Fig.3 Output power of MT with and without HS

上述日前调度方案的运行成本约为5 370.8 元, 方案执行的调控成本为1 551.2 元。在可调鲁棒参 数约束下,采用蒙特卡洛法生成1 000 个实时场景 (包含 10 个极端场景),计算各个场景在上述日前调 度方案下的执行调控成本,并与所提双层鲁棒优化 所得最恶劣场景的执行调控成本进行比较,结果如 附录 A 图 A4 所示。由图可见所生成场景的执行调 控成本均小于所提双层鲁棒优化所得最恶劣场景的 执行调控成本,表明双层鲁棒优化能够得到日前调 度方案对应的风电出力最恶劣场景。

针对上述优化结果,对各单元进一步分析如下。

1)由图 1 可见,在风电出力较大而电负荷较小 的夜间,电锅炉启动运行,增加电负荷并协调供热, 由此将多余电能转化为热能,大量减少弃风,提升了 微网的风电消纳空间。

2)由图 2 可见,电储能具有对电功率进行双向 调节的能力,能在低电价时段储存电能留待高电价 时段使用,减少了微网的总购电成本。

3)由图 3 可见,当不含热储能时,CHP 机组出 力会受到热负荷需求的刚性约束。所以,热储能的 存在改变了以往热电联供型系统"以热定电"的生产 方式,缓解了热电不匹配的矛盾。

3.2 调度方案经济性对比

为体现本文鲁棒优化结果的优越性,采用蒙特 卡洛法生成1000个随机实时场景对鲁棒调度方案 和确定性调度方案的经济性进行比较。所有场景总 运行成本散点图如图4所示。



由图 4 可见,鲁棒优化方案在不同场景下总成 本散点较为密集,波动区间较小,而确定性方案各场 景下总成本波动区间较大,且高于鲁棒优化方案总 成本的散点较多。对上图中各场景运行结果的各项 平均值进行计算可知,虽然鲁棒优化方案的日前运 行成本(5 370.8 元)比确定性优化方案(5 170.3 元) 高,但其平均实时调控成本(422.2 元)比确定性优 化方案(951.3 元)更低,由此相应的总成本比后者 低 328.5 元,总经济性较优,这是由于鲁棒模型在制 定日前调度方案时考虑了风电出力不确定性,优化 结果在保证经济性的同时具有较强的应对不确定风 险的能力。

为体现本文鲁棒模型对微网风电消纳能力的提升,对上述两种优化方案在不同场景下的弃风成本 进行比较。其中,鲁棒方案下的各场景的弃风成本 平均值(9.9元)和最大值(84.6元)均小于确定性优 化(24.4元/101.9元)。由此可见,本文双层鲁棒模 型有助于拓展微网的风电消纳空间。

3.3 鲁棒参数调整

为体现本文模型对不确定因素具有灵活的调节 能力,另取两组可调鲁棒参数 $\Gamma(\Gamma=0,\Gamma=24)$ 进行 优化,并同样采用蒙特卡洛法生成场景,进行经济性 分析。其中不同调节参数下优化结果对比见表1。

表 1 优化结果及其经济性 Table 1 Optimization results and economy

类型	日前运行成本/元	实时调控成本/元	总成本/元
$\Gamma = 0$	5 170.2	949.8	6 120.0
$\Gamma = 10$	5 370.8	422.2	5 793.0
$\Gamma = 24$	5 650.4	386.5	6 036.9

由上表可见当 Γ 取为0时,鲁棒优化结果与确 定性优化等效。该方案下总运行成本为6120.0元, 场景选取的随机性造成该结果与3.2节确定性优化 存在一定偏差;当 Γ 取为24时,鲁棒优化结果最保 守。这是由于随着可调鲁棒参数的增大,在日前调 度时将考虑更多的风电出力不确定性,从而导致日 前运行成本随之增加,与其相应的总运行成本比 $\Gamma=10$ 时更高,则相应的经济性更劣,这是可调鲁棒 参数的选择相对保守导致的。

3.4 不同预测误差下的鲁棒优化结果对比分析

此外,为了分析不确定区间范围大小对鲁棒优 化造成的影响,在调节参数 Γ =10,风速预测误差分 别取为 0,10%,20%,30%,40%和 50%时进行优化 计算,由优化结果(附录 A 图 A5)可见,随着预测误 差的增大,鲁棒优化所得日前调度方案的运行成本 将不断提高。

4 结语

本文构建了考虑风电消纳的热电联供型微网日前经济调度双层鲁棒优化模型,并将日前鲁棒调度 问题与针对恶劣场景的调控问题进行了分层,使其 与实际情况更为契合。最终通过算例仿真得出以下 结论。

1) 热电联供型微网中 MT, EB, EES 和 HS 等 单元协调运行, 使得微网运行经济性得到了较大的 提升, 且拓展了风电的消纳空间。 2)鲁棒优化方法具有较强的应对不确定风险的 能力,且有助于减少弃风。可调鲁棒参数的引入使 得调度人员能够灵活调节日前调度方案的保守性。

3)鲁棒优化结果与风速预测误差有关。一定范围内,预测误差越大,日前调度方案运行成本越高。

本文侧重于针对风电出力不确定性构建双层鲁 棒模型并求解,下一步将综合考虑光伏出力、电热负 荷等多种不确定因素,并对热力系统中的动态过程 以及非线性问题等进行更为深入的探究。

附录见本刊网络版(http://www.aeps-info. com/aeps/ch/index.aspx)。

参考文献

[1] 郭宇航,胡博,万凌云,等.含热泵的热电联产型微电网短期最优 经济运行[J].电力系统自动化,2015,39(14):16-22.DOI: 10.7500/AEPS20141127011.

GUO Yuhang, HU Bo, WAN Lingyun, et al. Optimal economic short-term scheduling of CHP microgrid incorporating heat pump[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 16-22. DOI: 10.7500/AEPS20141127011.

- [2] LAASSETER R H, AKHIL A, MARNAY C, et al. Integration of distributed energy resources: the CERTS microgrid concept
 [R]. Berkeley, USA: Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, 2002.
- [3] 王成山,洪博文,郭力,等.冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J].中国电机工程学报,2013,33(31):26-33.
 WANG Chengshan, HONG Bowen, GUO Li, et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling, heating and power microgrid [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(31): 26-33.
- [4] 茆美琴,丁勇,王杨洋,等.微网一未来能源互联网系统中的"有 机细胞"[J].电力系统自动化,2017,41(19):1-11.DOI:10.7500/ AEPS20170417007.

MAO Meiqin, DING Yong, WANG Yangyang, et al. Microgrid—an "organic cell" for future energy interconnection system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 1-11. DOI: 10.7500/AEPS20170417007.

[5] 崔杨,陈志,严干贵,等.基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J].中国电机工程学报,2016,36(15): 4072-4081.

CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4072-4081.

[6] 黄伟,熊伟鹏,闫彬禹,等.不同时间尺度下虚拟微网优化调度策略[J].电力系统自动化,2017,41(19):12-19.DOI:10.7500/ AEPS20170409001.

HUANG Wei, XIONG Weipeng, YAN Binyu, et al. Multi-time scale optimization scheduling strategy for virtual microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(19): 12-19. DOI: 10.7500/AEPS20170409001.

[7] 吴雄,王秀丽,王建学,等.微网经济调度问题的混合整数规划方

法[J].中国电机工程学报,2013,33(28):1-8.

WU Xiong, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Economic generation scheduling of a microgrid using mixed integer programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 1-8.

 [8] 裴玮,邓卫,沈子奇,等.可再生能源与热电联供混合微网能量协 调优化[J].电力系统自动化,2014,38(16):9-15.DOI:10.7500/ AEPS20130903010.
 PEI Wei, DENG Wei, SHEN Ziqi, et al. Energy coordination and optimization of hybrid microgrid based on renewable energy

and CHP supply[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(16): 9-15. DOI: 10.7500/AEPS20130903010.

[9] 刘方,杨秀,黄海涛,等.含热电联产热电解耦运行方式下的微网 能量综合优化[J].电力系统及其自动化学报,2016,28(1):51-57.

LIU Fang, YANG Xiu, HUANG Haitao, et al. Energy comprehensive optimization of micro-grid including CHP with thermoelectric decoupling operation mode[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(1): 51-57.

- [10] 刘小平,丁明,张颖媛,等.微网系统的动态经济调度[J].中国电机工程学报,2011,31(31):77-84.
 LIU Xiaoping, DING Ming, ZHANG Yingyuan, et al. Dynamic economic dispatch for microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(31): 77-84.
- [11] 王锐,顾伟,吴志.含可再生能源的热电联供型微网经济运行优 化[J].电力系统自动化,2011,35(8):22-27.
 WANG Rui, GU Wei, WU Zhi. Economic and optimal operation of a combined heat and power microgrid with renewable energy resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(8): 22-27.
- [12] TALARI S, YAZDANINEJAD M, HAGHIFAM M R. Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads [J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2015, 9(12): 1498-1509.
- [13] XU L, YANG G, XU Z, et al. Combined scheduling of electricity and heat in a microgrid with volatile wind power[J]. Automation of Electric Power Systems (in Chinese), 2011, 35(9): 53-60.
- [14] 谭津,邓长虹,杨威,等.微电网光伏发电的 Adaboost 天气聚类 超短期预测方法[J].电力系统自动化,2017,41(21):33-39.
 DOI:10.7500/AEPS20170217006.
 TAN Jin, DENG Changhong, YANG Wei, et al. Ultra-shortterm photovoltaic power forecasting in microgrid based on Adaboost clustering [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21): 33-39. DOI: 10.7500/ AEPS20170217006.
- [15] LIU Y, JIANG C, SHEN J, et al. Coordination of hydro units with wind power generation using interval optimization [J]. IEEE Transaction on Sustainable Energy, 2015, 6(2): 443-453.
- [16] 彭春华,谢鹏,詹骥文,等.基于改进细菌觅食算法的微网鲁棒 经济调度[J].电网技术,2014,38(9):2392-2398.

PENG Chunhua, XIE Peng, ZHAN Jiwen, et al. Robust economic dispatch of microgrid using improved bacterial foraging algorithm [J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2392-2398.

[17] 向月,刘俊勇,魏震波,等.考虑可再生能源出力不确定性的微 电网能量优化鲁棒模型[J].中国电机工程学报,2014,34(19): 3063-3072.

XIANG Yue, LIU Junyong, WEI Zhenbo, et al. Robust model of microgrid energy optimization with uncertain renewable energy sources[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(19): 3063-3072.

[18] 刘一欣,郭力,王成山.微电网两阶段鲁棒优化经济调度方法
 [J].中国电机工程学报,2018,38(14):4013-4022.
 LIU Yixin, GUO Li, WANG Chengshan. Economic dispatch

of microgrid based on two stage robust optimization [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4013-4022.

- [19] 李正茂,张峰,梁军,等.含电热联合系统的微电网运行优化[J]. 中国电机工程学报,2015,35(14):3569-3576.
 LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3569-3576.
- [20] 赵波,薛美东,陈荣柱,等.高可再生能源渗透率下考虑预测误 差的微电网经济调度模型[J].电力系统自动化,2014,38(7):1-8.DOI:10.7500/AEPS201210254.

ZHAO Bo, XUE Meidong, CHEN Rongzhu, et al. An economic dispatch model for microgrid with high renewable energy resource penetration considering forecast errors [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(7): 1-8. DOI: 10.7500/AEPS201210254.

- [21] 温俊强,曾博,张建华,等,配电网中分布式风电可调鲁棒优化 规划[J].电网技术,2016,40(1):227-233.
 WEN Junqiang, ZENG Bo, ZHANG Jianhua, et al. Adjustable robust optimization for distributed wind power planning in distribution network [J]. Power System Technology, 2016,
- [22] 高红均,刘俊勇,魏震波.主动配电网分层鲁棒规划模型及其求 解方法[J].中国电机工程学报,2017,37(5):1389-1400. GAO Hongjun, LIU Junyong, WEI Zhenbo. A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution

40(1): 227-233.

method[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(5): 1389-1400.

- [23] XIANG Y, LIU J, LIU Y. Robust energy management of micro-grid with uncertain renewable generation and load[J]. IEEE Transaction on Smart Grid, 2016, 7(2): 1034-1043.
- [24] MOHAMED F A, KOIVO H N. Online management of microgrid with battery storage using multiobjective optimization [C]// Proceedings of 2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, April 12-14, 2007, Setubal, Portugal; 231-236.
- [25] CARRION M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 2(3): 1371-1378.
- [26] 仉梦林,胡志坚,李燕,等.基于可行性检测的考虑风电和需求 响应的机组组合鲁棒优化方法[J].中国电机工程学报,2018, 38(11):55-65.
 ZHANG Menglin, HU Zhijian, LI Yan, et al. A robust optimization method for unit commitment considering wind power and demand response based on feasibility testing[J].
 Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 55-65.
- [27] GAO H, LIU J, WANG L. Decentralized energy management for networked microgrids in future distribution systems [J].
 IEEE Transaction on Power Systems, 2018, 33(4): 3599-3610.

朱嘉远(1993—),男,硕士研究生,主要研究方向:含新 能源微网的规划与运行。E-mail: zhujy@stu.scu.edu.cn

刘 洋(1982—),男,博士,副教授,硕士生导师,主要研 究方向:电力系统高性能计算及算法优化。E-mail: yang.liu @scu.edu.cn

许立雄(1982—),男,通信作者,博士,讲师,主要研究方向:电力系统稳定与控制。E-mail: xulixiong@163.com

(编辑 代长振)

Robust Day-ahead Economic Dispatch of Microgrid with Combined Heat and Power System Considering Wind Power Accommodation

ZHU Jiayuan, LIU Yang, XU Lixiong, JIANG Zhuozhen, MA Chenxiao

(College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: To address the uncertainty of wind power in the microgrid with the combined heat and power system, a bi-level robust model is presented to obtain the optimal scheduling scheme in the worst-case scenario. The objective function inside the model is designed by considering the costs of controllable generators and electricity purchasing (selling). To improve the ability of microgrid to accommodate the wind power, the abandoned wind curtailment cost is introduced into the objective function. Considering that the inner and outer layers of model interact with each other, the primal problem is decomposed into the day-ahead scheduling problem and the sub-problem which considers the uncertainty of wind power. In the solving process, the strong duality theorem is employed to transform the sub-problem with max-min structure into an equivalent problem. In addition, the bilinear terms in the dual problem is converted into linear terms by using the Big-M method. Finally, the problem is solved by the column and constraint generation (C&-CG) algorithm. Experiment results indicate the effectiveness of the proposed method.

Key words: microgrid; bi-level robust optimization; predictive deviation control; column and constraint generation algorithm; strong duality theorem; Big-*M* method