232

考虑多风电场出力耦合特性的热电联合优化调度

潘 扬¹,石立宝¹,姚诸香²,倪以信¹

(1. 清华大学 深圳研究生院 电力系统国家重点实验室深圳研究室,广东 深圳 518055;2. 国网江西省电力有限公司,江西 南昌 330077)

摘要:建立了一种考虑多风电场出力耦合特性的热电联合优化调度模型。该模型的目标函数为最小化火电 及热电联产机组煤耗成本,并在电功率平衡约束中引入多风电场出力及电负荷的随机特性。模型求解过程 中,基于Copula相关理论推导了考虑多风电场总出力耦合特性的概率模型,然后采用两阶段随机规划处理含 随机量的等式约束,并应用一种自适应进化规划算法对所提出的优化模型进行求解。算例仿真结果表明了 所提模型及方法的有效性。

DOI:10.16081 / j.epae.201908045

0 引言

近年来,中国风电产业发展十分迅速,根据国家 能源局公布的《2018年风电并网情况》^[1],在2018 年,全国新增风电并网容量高达2.059×10⁷ kW,累计 并网容量达到了1.84×10⁸ kW。然而,在中国风电产 业迅猛增长的同时,风电消纳问题依然十分突出。

由于风电的不确定性和波动性,风电并网对电 网调度的灵活性提出了更高的要求^[2-3]。而在中国 三北地区,冬季气候寒冷,热力需求巨大,因此普遍 采用热电联产 CHP(Combined Heat and Power)机组 在供电的同时满足供热的需求。通常,CHP机组出 力受"以热定电"运行模式的约束,降低了系统的灵 活性,再加上电负荷、热负荷存在相反的峰谷特性, 导致在电力负荷低谷的夜间,必须停运较多的风电 机组,从而导致风电弃风现象更为严重^[4-5]。因此, 为了提高系统的灵活性并增加电网消纳风电能力, 有必要对 CHP 机组进行热电解耦。目前热电解耦 的方案主要有两大类^[6]:第一类是平移热负荷,这类 方案的典型做法是配置储热装置;第二类是进行电 热转换,这类方案的典型做法是配置热泵、电锅炉等 热电转换装置。

国内外学者们对 CHP 中配置储热装置以提高 电网消纳风电的能力进行了深入的研究^[7-11]。文献 [7-8]提出在 CHP模型中配置储能,提高系统的灵活 性;文献[9]通过对储能环节的控制,打破了"以热定 电"的电-热刚性耦合关系,提升了风电的消纳水平; 文献[10]提出一种风电场与含储热的 CHP 联合运 行的优化调度模式以进一步提升系统的调节能力。

收稿日期:2019-04-09;修回日期:2019-07-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777103) Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777103) 考虑到储热效率以及储热成本的问题,有些学者研究了第二类方案,即通过电热转换来提升风电消纳能力^[6.11-13]。文献[11-12]提出一种电力驱动空调热泵,从而将多余的风电供给这部分负荷,减少了弃风。但是这种做法的主要问题在于空调热泵配置在终端用户侧,不方便电网的调度;文献[6,13]提出通过给热电厂配置电锅炉来解耦"以热定电"约束,从而提升电网消纳风电能力。在已有的含多风电场接入的热电联合调度研究中,一般不考虑多风电场出力的耦合特性或者对出力耦合特性的研究还不够系统、全面,因此有必要在这方面进行更为深入的研究和探讨。

本文建立了一种考虑多风电场出力耦合特性的 热电联合优化调度模型。通过在模型中配置电锅 炉,实现过剩风电转换成热能以满足相应的热负荷 需求。对于所建模型等式约束中存在多类随机变量 的问题,本文提出了系统等效负荷的解析模型并结 合两阶段随机规划方法,最终将原随机优化模型转 换成确定性优化问题。最后,通过应用一种自适应 进化规划算法进行求解,并通过算例仿真分析验证 了所提模型与方法的有效性。

1 含多风电场的热电联合优化调度模型

1.1 目标函数

本文所建模型以火电机组和CHP机组的煤耗 成本最小为目标。其中,火电机组的煤耗成本采用 经典二次煤耗曲线求取;CHP机组采用抽汽式机组, 其发电成本与机组的发电功率和抽汽供热功率相 关,总的发电成本表达式如式(1)所示。

min
$$F_{\text{ori}} = \sum_{t=1}^{T} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} F_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} F_{\text{G},j}(t) \right)$$
 (1)

$$F_{\rm G} = a_0 + a_1 P_{\rm G} + a_2 P_{\rm G}^2 \tag{2}$$

$$F_{\rm CHP} = c_0 + c_1 P_{\rm CHP} + c_2 H_{\rm CHP} + c_3 P_{\rm CHP}^2 + c_4 P_{\rm CHP} H_{\rm CHP} + c_5 H_{\rm CHP}^2$$
(3)

其中, F_{ori} 为总成本;T为1个调度周期的总时段数; N_{CHP} 、 N_{th} 分别为 CHP 机组、传统火电机组的数量; $F_{CHP,i}(t)$ 、 $F_{G,j}(t)$ 分别为第i台 CHP 机组和第j台火电 机组在时段t的煤耗成本; F_{C} 为火电机组的煤耗成 本; P_{C} 为火电机组的有功功率; a_{0} — a_{2} 为传统火电 机组的费用系数; P_{CHP} 和 H_{CHP} 分别为 CHP 机组的发 电功率和抽汽供热功率; c_{0} — c_{5} 为抽汽式 CHP 机组 的成本系数。

1.2 约束条件

1.2.1 等式约束

(1)电功率平衡。

$$\sum_{i=1}^{N_{\rm CHP}} P_{\rm CHP,i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\rm th}} P_{\rm G,j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\rm EB}} P_{\rm e,l}(t) = \tilde{P}_{\rm load}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\rm th}} \tilde{P}_{\rm wf}(t)$$
(4)

其中, $P_{\text{CHP},i}(t)$ 为第i台 CHP 机组在时段t的发电功率; $P_{\text{G},j}(t)$ 为第j台火电机组在时段t的发电功率; N_{EB} 为系统中电锅炉的数量; $P_{\text{e},l}(t)$ 为第l台电锅炉在时段t的发电功率; $\tilde{P}_{\text{load}}(t)$ 和 $\sum \tilde{P}_{\text{wf}}(t)$ 分别为随机电负荷和多风电场的总出力,本文主要考虑2个风电场的随机功率。

(2)热功率平衡。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} H_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} H_{e,l}(t) = H_{\text{load}}(t)$$
(5)

$$H_{e,l}(t) = \eta P_{e,l}(t) \tag{6}$$

其中, $H_{CHP,i}(t)$ 为第i台 CHP 机组在时段t的发热功率; $H_{e,l}(t)$ 为电锅炉在时段t的发热功率; $H_{load}(t)$ 为系统在时段t的热力负荷; η 为电锅炉的转换效率。 1.2.2 不等式约束

(1)火电机组有功出力约束。

$$P_{G,j,\min} \leq P_{G,j}(t) \leq P_{G,j,\max} \tag{7}$$

其中, $P_{G,j,max}$ 、 $P_{G,j,min}$ 分别为第j台火电机组的出力上限和下限。

(2)CHP机组出力约束。

抽汽式CHP机组的出力特性可用图1描述^[13]。



图 1 中, $P_{CHP,max}$ 和 $P_{CHP,min}$ 分别为 CHP 机组发电 功率的上限和下限; $H_{CHP,max}$ 和 $H_{CHP,min}$ 分别为 CHP 机 组发热功率的上限和下限;H_{CHP,med}为CHP机组最小 发电功率对应的发热功率;c_{v1}、c_{v2}和c_m分别为各条直 线的斜率。则机组出力约束可描述为:

$$\begin{cases}
H_{CHP} \ge H_{CHP, \min} \\
H_{CHP} \le H_{CHP, \max} \\
P_{CHP} \le P_{CHP, \max} - c_{v2} (H_{CHP} - H_{CHP, \min}) \\
P_{CHP} \ge P_{CHP, \min} - c_{v1} (H_{CHP} - H_{CHP, med}) \\
P_{CHP} \ge c_{m} (H_{CHP} - H_{CHP, med}) + P_{CHP, \min}
\end{cases}$$
(8)

(3)电锅炉出力约束。

$$P_{e,l,\min} \leqslant P_{e,l} \leqslant P_{e,l,\max} \tag{9}$$

其中, $P_{e,l,\max}$ 和 $P_{e,l,\min}$ 分别为第l台电锅炉出力的上限和下限。

2 电力系统等效负荷概率建模

式(4)中,系统负荷 $\tilde{P}_{load}(t)$ 和多风电场总出力 $\sum \tilde{P}_{wf}(t)$ 均为随机变量(为便于表述,下文写为 \tilde{P}_{load} 、 $\sum \tilde{P}_{wf}$),使得等式约束式(4)难以得到满足,本文将 在第3节中采用两阶段随机规划方法对此进行处 理。其中,需要求取随机变量的概率分布,所以,这 里定义式(4)中等号右侧项为电力系统的等效负荷, 即 $\tilde{P}_{all}=\tilde{P}_{load}-\sum \tilde{P}_{wf}$ 。

2.1 考虑耦合特性的多风电场总出力概率建模

对于地理位置相互靠近的多个风电场,其风电 出力之间也具有较强的耦合特性。以2个风电场为 例,假设2个风电场的风速分别服从威布尔 (Weibull)分布和耿贝尔(Gumbel)分布,根据文献 [14],则可得到2个风电场出力的概率密度函数 PDF(Probability Density Function) $f_1(P_{wfl}), f_2(P_{wf2})$ 及 累积分布函数 CDF(Cumulative Distribution Function) $F_1(P_{wfl})$ 和 $F_2(P_{wf2})$ 的表达式。其中,风电场出 力的概率密度函数在0和额定出力处各有1个冲激, 在0与额定出力之间为连续函数。

令 2 个风电场的出力 P_{wf1} 和 P_{wf2} 的联合概率密 度函数和联合分布函数分别记为 $h(P_{wf1}, P_{wf2})$ 和 $H(P_{wf1}, P_{wf2})$,它们的总出力 $P_{wf}=P_{wf1}+P_{wf2}$ 的概率密度 函数记为 $f_w(P_{wf})$,则 $f_w(P_{wf})$ 可以由式(10)得到。

$$f_{w}(P_{wf}) = \int_{-\infty}^{\infty} h(P_{wf1}, P_{wf} - P_{wf1}) \, \mathrm{d}P_{wf1}$$
(10)

当 P_{wf1} 与 P_{wf2} 不独立时,根据Sklar定理,可以采用Copula函数对具有耦合特性的变量进行建模:

$$h(P_{wf1}, P_{wf2}) = \frac{\partial H(P_{wf1}, P_{wf2})}{\partial P_{wf1} \partial P_{wf2}} = \frac{\partial C(F_1(P_{wf1}), F_2(P_{wf2}))}{\partial P_{wf1} \partial P_{wf2}} =$$

 $c[F_1(P_{wf1}), F_2(P_{wf2})]f_1(P_{wf1})f_2(P_{wf2}) \quad (11)$

其中, $C(\cdot)$ 表示所选的Copula函数; $c(\cdot)$ 表示求偏导的结果。

将式(11)代入式(10),可以得到 P_{wf1} 与 P_{wf2} 不独 立时 $f_w(P_{wf})$ 计算式为:

$$f_{w}(P_{wf}) = \int_{-\infty}^{\infty} c(F_{1}(P_{wf1}), F_{2}(P_{wf} - P_{wf1})) \times f_{1}(P_{wf1}) f_{2}(P_{wf} - P_{wf1}) dP_{wf1}$$
(12)

考虑到边缘分布在 $P_{wf1}=0$ 、 $P_{wf2}=0$ 、 $P_{wf1}=P_{wf1}$ 与 $P_{wf2}=P_{wf2}$ 处的概率密度函数定义为冲激函数,故在 边界上的概率不能直接使用式(12)进行计算。本文 将先求出 P_{wf} 的累积分布函数,记为 $F_{w}(P_{wf})$,再将 $F_{w}(P_{wf})$ 对 P_{wf} 求导,从而得到 $f_{w}(P_{wf})$ 。

令 $F_w(P_{wf}^*)$ 为 $P_{wf}=P_{wf1}+P_{wf2} \leq P_{wf}^*$ 的概率,本文将此 概率分为边界上和内部的概率分别进行求解:

$$F_{w}(P_{wf}^{*}) = \Pr(P_{wf1} + P_{wf2} \leq P_{wf}^{*}) = F_{I}(P_{wf}^{*}) + F_{II}(P_{wf}^{*}) \quad (13)$$

$$F_{I}(P_{wf}^{*}) = \Pr(P_{wf1} > 0 \& P_{wf2} > 0 \& P_{wf1} + P_{wf2} \leq P_{wf}^{*}) \quad (14)$$

$$F_{II}(P_{wf}^{*}) = \Pr[(P_{wf1} = 0 || P_{wf2} = 0 || P_{wf1} = P_{wfr1} || P_{wf2} = P_{wfr2}) \& (P_{wf1} + P_{wf2} \leq P_{wf1}^{*})] \quad (15)$$

其中,Pr[·]表示求概率; $F_1(P_{wf}^*)$ 为区域内部的概率, 可由 $h(P_{wf1}, P_{wf2})$ 积分得到; $F_1(P_{wf}^*)$ 为区域边界上的 概率,可以使用联合分布函数的"对角差"方法^[15]求 取。根据边界的不同,以及4个不连续点,即 $P_{wf}=0$ 、 $P_{wf}=P_{wfr1}$ 、 $P_{wf}=P_{wfr2}$ 和 $P_{wf}=P_{wfr1}+P_{wfr2}$,可将风电出力区 域分成4个部分,如图2所示。



图 2 风电出力区域划分示意图 Fig.2 Schematic diagram of wind power output zone division

(1)区域 I 表示 $0 < P_{wf} < P_{wfrl}$, 在此区域内, 需要 考虑边界 $P_{wfl} = 0$ 和 $P_{wfl} = 0$ 的概率。

(2)区域 Ⅱ 表示 P_{wfrl}<P_{wf}<P_{wfr2},在此区域内,需要 考虑边界 P_{wf1}= 0、P_{wf2}= 0和 P_{wf1}=P_{wfr1}的概率。

(3)区域Ⅲ表示*P*_{wf2}<*P*_{wf}<*P*_{wfr1}+*P*_{wfr2}的概率,在此 区域内,需要考虑边界*P*_{wf1}= 0、*P*_{wf2}= 0、*P*_{wf1}=*P*_{wfr1}和 *P*_{wf2}=*P*_{wfr2}的概率。

(4)在4个不连续点 $P_{wf}=0$ 、 $P_{wf}=P_{wfr1}$ 、 $P_{wf}=P_{wfr2}$ 和 $P_{wf}=P_{wfr1}+P_{wfr2}$ 处需要求出冲激大小。

根据以上区域划分及求解方法,可得 $f_w(P_{wf})$ 为: $f_w(P_{wf})$ =

$$\begin{cases} \Phi(0) \,\delta(P_{\rm wf}) & P_{\rm wf} = 0 \\ \varphi_1(P_{\rm wf}) & 0 < P_{\rm wf} < P_{\rm wfr1} \\ \Phi(P_{\rm wfr1}) \,\delta(P_{\rm wf} - P_{\rm wfr1}) & P_{\rm wf} = P_{\rm wfr1} \\ \varphi_2(P_{\rm wf}) & P_{\rm wfr2} < P_{\rm wf} < P_{\rm wfr2} \\ \Phi(P_{\rm wfr2}) \,\delta(P_{\rm wf} - P_{\rm wfr2}) & P_{\rm wf} = P_{\rm wfr2} \\ \varphi_3(P_{\rm wf}) & P_{\rm wfr2} < P_{\rm wf} < P_{\rm wfr2} + P_{\rm wfr2} \\ \Phi(P_{\rm wfr1} + P_{\rm wfr2}) \,\delta(P_{\rm wf} - P_{\rm wfr1} - P_{\rm wfr2}) & P_{\rm wf} = P_{\rm wfr1} + P_{\rm wfr2} \end{cases}$$

(16)

$$\Phi(0) = H(0,0)$$
(17)

$$\Phi(P_{wfr1}) = H(P_{wfr1}, 0) - H(P_{wfr1}, 0)$$
(18)

$$\Phi(P_{\text{wfr2}}) = H(0, P_{\text{wfr2}}) - H(0, P_{\text{wfr2}})$$
(19)
$$\Phi(P_{\text{wfr2}}) = 1 - \frac{1}{2} \frac{U(P_{\text{wfr2}}) - P_{\text{wfr2}}}{2}$$

$$\Psi(F_{wfr1} + F_{wfr2}) = 1 - H(F_{wfr1}, F_{wfr2}) = H(P_{wfr1}, F_{wfr2}) = H(P_{wfr1}, P_{wfr2}) + H(P_{wfr1}, P_{wfr2}) (20)$$

$$\varphi_1(P_{wf}) = \frac{\partial C(F_1(0), F_2(P_{wf}))}{\partial F_2} f_2(P_{wf}) + \frac{\partial C(F_1(P_{wf}), F_2(0))}{\partial F_2} f_1(P_{wf}) + \frac{\partial C(F_1(P_{wf}), F_2(P_{wf}))}{\partial F_2} f_1(P_{wf}) + \frac{\partial C(F_1(P_{wf}), F_2(P_{wf}))}{\partial$$

$$\int_{0}^{P_{\rm wf}} h(P_{\rm wf1}, P_{\rm wf} - P_{\rm wf1}) \,\mathrm{d}P_{\rm wf1} \tag{21}$$

$$\varphi_{2}(P_{wf}) = \left[1 - \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}))}{\partial F_{2}}\right] \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(0), F_{2}(P_{wf}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(0), F_{2}(P_{wf}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(0), F_{2}(P_{wf}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wf}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wfr1}))}{\partial F_{2}} \times f_{2}(P_{wfr1}) + \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}($$

 ∂F .

$$f_{2}(P_{wf}) + \int_{0}^{r_{wfr1}} h(P_{wf1}, P_{wf} - P_{wf1}) dP_{wf1} \quad (22)$$

$$\varphi_{3}(P_{wf}) = \left[1 - \frac{\partial C(F_{1}(P_{wf} - P_{wfr2}), F_{2}(P_{wfr2}))}{\partial F_{1}}\right] \times f_{1}(P_{wf} - P_{wfr2}) + \left[1 - \frac{\partial C(F_{1}(P_{wfr1}), F_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}))}{\partial F_{2}}\right] \times f_{2}(P_{wf} - P_{wfr1}) + \int_{P_{x} - P_{wf1}}^{P_{wfr1}} h(P_{wf1}, P_{wf} - P_{wf1}) dP_{wf1}$$

其中, P⁻_{wfr1}、 P⁻_{wfr2}分别为风电场1和风电场2的额定功率左极限。

2.2 电力系统等效负荷的概率建模

本节将给出电力系统等效负荷 $\tilde{P}_{all} = \tilde{P}_{load} - \sum \tilde{P}_{wl}$ 的推导过程。对于系统负荷,一般假定其服从 正态分布,则其概率密度函数可表示为:

$$f_{\text{load}}(\tilde{P}_{\text{load}}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{(\tilde{P}_{\text{load}} - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (24)$$

其中, μ为系统负荷的均值; σ为系统负荷的标准差。

此外,本文还假定风电场出力与系统负荷相互 独立^[16],并记 \tilde{P}_{all} 的概率密度函数为 $f_{all}(\tilde{P}_{all})$,其可由 $f_{load}(\tilde{P}_{load})和f_w(-\sum \tilde{P}_{wf})进行卷积得到:$

$$f_{all}(\tilde{P}_{all}) = f_{load}(\tilde{P}_{load}) * f_{w}(-\sum \tilde{P}_{wf})$$
(25)

$$\Re \mathfrak{K}(16) \Re \mathfrak{K}(24) \Re \mathfrak{K} \mathfrak{K}(25), \Pi \Re \mathfrak{K} \mathfrak{K}$$
(16)
$$\Re \mathfrak{K}(-\sum \tilde{P}_{wf}) = \Phi(0) f_{load}(\tilde{P}_{all}) +$$

$$\Phi(P_{wfr1}) f_{load}(\tilde{P}_{all} + P_{wfr1}) + \Phi(P_{wfr2}) \times$$

$$f_{load}(\tilde{P}_{all} + P_{wfr2}) + \Phi(P_{wfr1} + P_{wfr2}) \times$$

$$f_{load}(\tilde{P}_{all} + P_{wfr1} + P_{wfr2}) + \int_{-\infty}^{\infty} f_{load}(\tilde{P}_{all} - \tilde{P}_{wf}) \times$$

$$(\varphi_{1}(-\tilde{P}_{wf}) + \varphi_{2}(-\tilde{P}_{wf}) + \varphi_{3}(-\tilde{P}_{wf})) d\tilde{P}_{wf}$$

$$(26)$$

234



其中,最后得到的结果有5项,前4项可以得到解析 表达式,但最后一项的积分很难获得解析式。因此, 本文采用高斯混合拟合的方法加以处理,并最终可 以得到所定义的电力系统等效负荷的概率密度函数 解析表达式。

2.3 蒙特卡洛抽样验证

本节将所提模型与蒙特卡洛抽样结果进行了对 比。所选参数如下:服从正态分布的系统负荷均值 取为0.6,标准差取为0.08;2个风电场的风速参数均 为切入风速 v_{ci} =3m/s、切出风速 v_{co} =25m/s、额定 风速 v_{r} =10.28m/s;第1个风电场的额定功率 P_{wfrl} = 0.2 p.u.,风速服从形状参数 k_w =2、尺度参数 λ_w =10的 Weibull分布;第2个风电场的额定功率 P_{wfrl} =0.3 p.u., 风速服从位置系数 μ_c =10、尺度系数 λ_c =8的Gumbel 分布。2个风电场的出力相关性用分布参数 α =3.65 的Gumbel Copula进行建模。本文所提方法与蒙特 卡洛抽样方法的比较结果如图3所示。图中,随机 总功率为标幺值。



由图3可以看出,当样本数目达到200000时, 本文所提方法的概率密度函数曲线与蒙特卡洛抽 样方法所得到的统计曲线基本吻合。在计算速度方 面,应用200000次蒙特卡洛抽样所需时间约为 20s,而本文所推导的解析模型仅耗时4s。

3 两阶段随机规划处理等式约束

如前文所述,本文将采用两阶段随机规划方法^[17-19]来对等式约束式(4)进行处理。对于原规划 模型:

$$\begin{cases} \min F_{\text{ori}} = \sum_{t=1}^{T} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} F_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} F_{\text{G},j}(t) \right) \\ \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{e},l}(t) = \tilde{P}_{\text{all}}(t) \end{cases}$$
(27)

其中,系统的等效负荷 \tilde{P}_{all} 是一个随机量,其真实值

在决策量 $P_{CHP,i}$ 、 $P_{G,j}$ 与 $P_{e,l}$ 确定后才能知道,因此规 划的结果一般不满足该等式约束。本文采用两阶段 随机规划方法进行求解。第一阶段在 \tilde{P}_{all} 确定前对 决策量进行决策;显然,在 \tilde{P}_{all} 的真实值 P_{all}^* 确定后, 第一阶段的决策结果不一定满足等式约束,因此,在 第二阶段引入偏差量y(t),如式(28)所示。

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{e},l}(t) + y(t) = P_{\text{all}}^{*}(t)$$
(28)

由于此时实际违反了原等式约束,违反的程度 可以用y(t)来衡量,为了使违反的程度得到控制,可 以在第二阶段引入对此违反的惩罚,则第二阶段规 划的目标就是使得惩罚最小,即:

 $\begin{bmatrix} \min & y(t) \end{bmatrix}$

$$\begin{cases} \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{e},l}(t) + y(t) = P_{\text{all}}^{*}(t) \\ y(t) \ge 0 \end{cases}$$

(29)

第二阶段对y(t)进行决策,且其是第一阶段决 策量以及 \tilde{P}_{all} 的真实值确定后进行决策,现实中不可 能提前知道第一阶段决策量以及 \tilde{P}_{all} 的真实值,而只 能知道 \tilde{P}_{all} 的分布情况,所以无法保证第二阶段总能 得到最优解;但是,根据 \tilde{P}_{all} 的分布情况,应该使得第 二阶段的最优解的期望最小。

当前许多两阶段随机规划的研究中,第二阶段 优化目标的期望值大多采用蒙特卡洛或者多场景分 析的方法进行估计,而本文则通过数学推导直接求 得第二阶段目标函数的期望值,并将原随机规划问 题转换为确定性规划问题。

令
$$\sum P = \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{dh}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{ER}}} P_{\text{e},l}(t)$$
,将偏

$$y_{i}^{+} = \begin{cases} \tilde{P}_{all} - \sum P & \tilde{P}_{all} - \sum P \ge 0\\ 0 & \tilde{P}_{all} - \sum P < 0 \end{cases}$$
(30)

$$y_i^{-} = \begin{cases} \sum P - \tilde{P}_{all} & \sum P - \tilde{P}_{all} > 0\\ 0 & \sum P - \tilde{P}_{all} < 0 \end{cases}$$
(31)

综合考虑2个阶段,可以将原规划模型转化为: $\min F_{ori} + E(f_i y_i^+ + g_i y_i^-)$

$$\begin{cases} \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP},i}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{\text{e},l}(t) + y(t) = P_{\text{all}}^{*}(t) \\ P_{\text{CHP},i}(t) \ge 0, P_{\text{G},j}(t) \ge 0, P_{\text{e},l}(t) \ge 0, y^{+} \ge 0, y^{-} \ge 0 \end{cases}$$

$$(32)$$

其中,f、g,分别为对正、负偏差量的惩罚系数。

根据概率论相关理论以及 \tilde{P}_{all} 的分布函数,推导求得第二阶段最优解的期望表达式,如式(33)所示。

 $E(f_iy_i^+ + g_iy_i^-) =$

$$f_i E(\tilde{P}_{all}) - f_i \sum P + (f_i + g_i) \int_{-\infty}^{\sum P} F_{\tilde{P}}(t) dt \quad (33)$$

其中, $F_{\tilde{p}}(t)$ 为 \tilde{P}_{all} 的分布函数。由此可以将原随机 规划模型转化为确定性规划模型,如式(34)所示。

$$\begin{cases} \min \sum_{t=1}^{T} \left[\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} F_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} F_{\text{G},j}(t) + f_{t}E(\tilde{P}_{\text{all}}) + \\ (f_{t} + g_{t}) \int_{-\infty}^{\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{e,l}(t)} F_{\tilde{p}}(y) \, \mathrm{d}y - \\ f_{t} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} P_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{j=1}^{N_{\text{th}}} P_{\text{G},j}(t) - \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} P_{e,l}(t) \right) \right] \\ \text{s.t.} \quad \sum_{i=1}^{N_{\text{CHP}}} H_{\text{CHP},i}(t) + \sum_{l=1}^{N_{\text{EB}}} H_{e,l}(t) = H_{\text{load}}(t) \\ H_{e,l}(t) = \eta P_{e,l}(t) \\ P_{\text{G},\min} \leqslant P_{\text{G}}(t) \leqslant P_{\text{G},\max} \\ P_{e,l,\min} \leqslant P_{e,l}(t) \leqslant P_{e,l,\max} \\ \left\{ \begin{array}{c} H_{\text{CHP}} \geqslant H_{\text{CHP},\max} \\ H_{\text{CHP}} \approx H_{\text{CHP},\max} \\ P_{\text{CHP}} \leqslant P_{\text{CHP},\max} - c_{v2}(H_{\text{CHP}} - H_{\text{CHP},\min}) \\ P_{\text{CHP}} \geqslant P_{\text{CHP},\min} - c_{v1}(H_{\text{CHP}} - H_{\text{CHP},\max}) \\ P_{\text{CHP}} \geqslant c_{\text{CH}}(H_{\text{CHP}} - H_{\text{CHP},\max}) + P_{\text{CHP},\min} \end{cases} \end{cases} \end{cases} \end{cases}$$

4 所建优化模型的计算智能求解方法

所建立优化模型具有高度非线性的特点,传统的解析性优化算法在求解该非线性优化模型时存在 一定的困难,而用于模拟自然界生物种群进化的计 算智能算法在求解此类优化问题时对目标函数和约 束条件无连续、可微的要求,所以在求取这类非线性 优化问题时具有优势,因此本文应用一种改进的自 适应进化规划算法^[20]进行求解,具体求解流程如图 4所示。

5 算例分析

对图 5 所示的 5 机 6 节点算例系统进行研究分析。根据实际情况,设计热负荷、电负荷和风电出力具有相反的峰谷特性,所设计的热负荷、电负荷和风电出力的期望曲线见图 6,系统具体参数详见附录A,其中时段 1—6分别对应 00:00—04:00、04:00—08:00、08:00—12:00、12:00—16:00、16:00—20:00以及 20:00—24:00。

经过仿真分析,发电成本随进化代数的变化曲 线如图7所示。从图7可以看出,本文算法具有良好 的收敛性能。

在此算例中,对加入电锅炉和不加入电锅炉的 场景进行了对比。2种场景下所得到的调度结果分 别如表1和表2所示,2种场景下的发电成本分别是



图4 所建模型的计算智能求解流程

Fig.4 Flowchart of computational intelligence solution of proposed model





Fig.7 Power generation cost varying along

with evolution generation

表1 加入电锅炉时的调度结果

Table 1 Scheduling results with electric boiler

时段	CHP机组功率/MW		火电机组1	火电机组2	电锅炉耗电
	发电功率	发热功率	出力/MW	出力/MW	功率/MW
1	81.23	187.50	202.34	327.43	250.00
2	92.35	191.09	232.75	329.79	219.89
3	125.64	221.86	241.83	343.40	134.87
4	152.67	320.00	262.30	290.03	0
5	167.39	360.00	187.65	263.96	0
6	131.26	137.50	214.32	358.42	250.00

表2 不加入电锅炉时的调度结果

Table 2 Scheduling results without electric boiler

中十月八	CHP机组	功率 / MW	火电机组1	火电机组2
刊权	发电功率	发热功率	出力/MW	出力/MW
1	147.75	425.00	100.00	250.00
2	132.25	400.00	100.00	250.00
3	115.43	350.00	134.45	326.12
4	112.45	320.00	187.02	405.53
5	125.21	360.00	149.52	344.27
6	135.20	375.00	102.34	250.13

\$8.2574×10⁵和\$8.0116×10⁵。

将2种场景下的电功率和热功率进行整理比较,结果分别如附录B中的图B1和图B2所示,图中,各段柱状为各机组的出力大小。图B1中电锅炉作为系统的负荷,所以其出力在0以下,图中带虚线框的阴影部分为电锅炉出力的平移,表示其抵消了部分机组出力。

由图 B1 和图 B2 可知:在不加入电锅炉时,所有的热负荷都由 CHP 机组提供,所以图 B2 中 CHP 机 组的发热功率与热负荷曲线完全重合,而 CHP 机组 的调节能力有限,导致在夜间(即时段1、2、6)风力 较大、电负荷较小,即"等效电负荷"较小时,CHP 机 组受"以热定电"运行模式的约束,必发电功率也比 较大,所以,在夜间时段,即使火电机组已经将出力 调至最小,所得到的机组总出力还是大于"等效电负 荷",因此不得不进行弃风,导致系统成本增加;而加 入电锅炉后,电锅炉功率跟随等效电负荷和热负荷 的变化,白天不开启电锅炉,夜间电锅炉将多余的风 电用来发热,减少了 CHP 机组的发热功率,同时,作 为一种电负荷,电锅炉还增加了系统的"等效负荷" (如图 B1 中带虚线框的阴影部分所示,电锅炉抵消 了部分机组出力),从而提高了风电消纳能力,并降 低了系统发电成本。

6 结论

本文研究了含多风电场接入的热电联合调度运 行模式,并考虑了多风电场出力的耦合特性。此外, 采用两阶段随机规划技术,将难以求解的随机规划 模型转换成确定模型。针对模型的高度非线性特 点,采用一种改进自适应进化规划算法进行求解。 算例研究结果表明,加入电锅炉进行热电转换,能够 有效进行电热解耦,并减小弃风,验证了所提模型和 求解方法的有效性与合理性。后续相关研究中,将 根据随机变量的实际情况,给出计及出力耦合与不 计及出力耦合的调度结果对比,从而进一步体现考 虑多风电场出力耦合的CHP优化调度实际意义。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1]国家能源局.2018年风电并网运行情况[EB/OL].[2019-04-05].http://www.nea.gov.cn/2019-01/28/c_137780779.htm.
- [2] ZHAO Xiaoli, WU Longli, ZHANG Sufang. Joint environmental and economic power dispatch considering wind power integration: empirical analysis from Liaoning Province of China [J]. Renewable Energy, 2013, 52:260-265.
- [3] 曲正伟,王京波,张坤,等.考虑不确定性成本的含风电场群电 力系统短期优化调度[J].电力自动化设备,2016,36(4): 137-144.

QU Zhengwei, WANG Jingbo, ZHANG Kun, et al. Short-term optimal dispatch considering uncertainty cost for power system with wind farms [J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36 (4):137-144.

[4] 龙虹毓,何国军,徐瑞林,等. 计及分布式电源热泵的热电联产协调优化调度与能效分析[J]. 电力系统自动化,2013,37 (14):38-42.
 LONG Hongyu, HE Guojun, XU Ruilin, et al. Cogeneration coordi-

nation optimal dispatch and energy efficiency analysis containing distributed electric heat pumps [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(14):38-42.

- [5]于婧,孙宏斌,沈欣炜.考虑储热装置的风电-热电机组联合优 化运行策略[J].电力自动化设备,2017,37(6):139-145.
 YU Jing, SUN Hongbin, SHEN Xinwei. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):139-145.
- [6] 邓佳乐,胡林献,李佳佳.采用二级热网电锅炉调峰的消纳弃 风机理及经济性分析[J].电力系统自动化,2016,40(18): 41-47.

DENG Jiale, HU Linxian, LI Jiajia. Analysis on mechanism of curtailed wind power accommodation and its economic operation based on electric boiler for peak-load regulation at secondary heat supply network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18):41-47.

[7] STRECKIENĖ G, MARTINAITIS V, ANDERSEN A N, et al. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market[J]. Applied Energy, 2009, 86(11):2308-2316.

第 39 卷

- [8] NUYTTEN T, CLAESSENS B, PAREDIS K, et al. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating[J]. Applied Energy, 2013, 104(4):583-591.
- [9]陈磊,徐飞,王晓,等.储热提升风电消纳能力的实施方式及效 果分析[J].中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290.
 CHEN Lei, XU Fei, WANG Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation [J].
 Proceedings of the CSEE,2015,35(17):4283-4290.
- [10] 戴远航,陈磊,闵勇,等.风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J].中国电机工程学报,2017,37(12):3470-3479.
 DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37 (12):3470-3479.
- [11] 龙虹毓,马建伟,吴锴,等. 含热电联产和风电机组的电网节能 调度[J]. 电力自动化设备,2011,31(11):18-22.
 LONG Hongyu, MA Jianwei, WU Kai, et al. Energy conservation dispatch of power grid with mass cogeneration and wind turbines
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(11):18-22.
- [12] 龙虹毓,徐瑞林,马建伟,等.基于采暖需求侧管理的风电机组 节能调度[J].太阳能学报,2012,33(4):609-613.
 LONG Hongyu, XU Ruilin, MA Jianwei, et al. Energy conservation regulation of wind turbines based on space heating end use management[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2012,33(4):609-613.
- [13] 吕泉,姜浩,陈天佑,等.基于电锅炉的热电厂消纳风电方案及 其国民经济评价[J].电力系统自动化,2014,38(1):6-12.
 LÜ Quan,JIANG Hao,CHEN Tianyou, et al. Wind power accommodation by combined heat and power plant with electric boiler and its national economic evaluation [J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(1):6-12.
- [14] SHI L, WENG Z, YAO L, et al. An analytical solution for wind farm power output[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014,29(6):3122-3123.
- [15] FERSON S, NELSON R B, HAJAGOS J, et al. Dependence in Dempster-Shafer theory and probability bounds analysis [R]. [S.l.]:Sandia National Laboratories, 2004.

- [16] PAPAEFTHYMIOU G, KUROWICKA D. Using copulas for modeling stochastic dependence in power system uncertainty analysis [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1):40-49.
- [17] BIRGE J R,LOUVEAUX F. Introduction to stochastic programming[M]. New York, USA: Springer, 1997:153-231.
- [18] 王海冰,王承民,张庚午,等.考虑条件风险价值的两阶段发电 调度随机规划模型和方法[J].中国电机工程学报,2016,36 (24):6838-6848,6939.
 WANG Haibing, WANG Chengmin, ZHANG Gengwu, et al. Twostage stochastic generation dispatching model and method considering conditional value-at-risk[J]. Proceedings of the CSEE,
- [19] MONTOYA-BUENO S,MUOZ J I,CONTRERAS J. A stochastic in-vestment model for renewable generation in distribution systems [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015,6(4):1466-1474.

2016,36(24):6838-6848,6939.

[20] 石立宝,徐国禹. 一种通用的全局寻优演化算法-自适应进化规划[J]. 数值计算与计算机应用,2002,23(1):1-5.
 SHI Libao, XU Guoyu. A general global or near global optimization method-self-adaptive evolutionary programming[J]. Journal on Numerical Methods and Computer Applications,2002,23(1):1-5.

作者简介:



潘 扬(1993—),男,海南定安人,硕 士研究生,主要研究方向为含大规模风电 并网的多能源互补发电优化调度(E-mail: panyang_1993@163.com);

石立宝(1971—),男,甘肃兰州人,副 教授,博士,主要研究方向为多能系统互补 协同与调度、电力信息物理系统、交直流电 网安全稳定(E-mail:shilb@sz.tsinghua.edu.

cn);

姚诸香(1967—),男,江西高安人,教授级高级工程师, 主要研究方向为能量管理系统、自动发电控制、自动电压控 制(**E-mail**:zhuxiagyao@qq.com)。

Optimal scheduling of combined heat and power system considering coupling characteristics of multiple wind farm outputs

PAN Yang¹, SHI Libao¹, YAO Zhuxiang², NI Yixin¹

(1. Graduate School at Shenzhen, Tsinghua University, Shenzhen 518055, China;

2. State Grid Jiangxi Electric Power Company, Nanchang 330077, China)

Abstract: An optimal scheduling model of CHP (Combined Heat and Power) system considering the coupling characteristics of multiple wind farm outputs is established. The objective function of the proposed model is to minimize the fuel costs of thermal power and CHP units, and the stochastic characteristics of multiple wind farm outputs and electric load are introduced into the electric power balance constraints. Based on the Copula theory, the probability model considering the coupling characteristics of the total output of multiple wind farms is derived during model solving process. Then a two-stage stochastic programming method is used to deal with the equality constraints with random quantities, and a self-adaptive evolutionary programming algorithm is applied to solve the proposed optimal model. The simulative results demonstrate the effectiveness of the proposed model and method.

Key words: wind power coupling; CHP; economic dispatch; two-stage stochastic programming; Copula theory

附录 A

	Table A1 Parameters of thermal power unit				
њГ	最小功率	最大功率		成本系数	
电)	$P_{\mathrm{G}, \min}/\mathrm{MW}$	$P_{\rm G-max}/{ m MW}$	$a_0 / [\$ \cdot (MW^2 h)^{-1}]$	$a_1 / [\$ \cdot (MW^2 h)^{-1}]$	a_{2} (\$ • h ⁻¹)
Gı	100	300	43	3.5	0.005
G_2	250	500	43	2.66	0.004

表 A1 火电厂相关参数

表 A2 热电厂相关参数

TableA2 Parameters of CHP unit

参数	参数值	参数	参数值
P _{CHP} , min/MW	34.45	C _m	0.30
P _{CHP} , max/MW	220	$c_0 / (\$ \cdot h^{-1})$	2.74×10^2
H _{CHP} . min/MW	0	$c_1/[\$ \cdot (MW^2 h)^{-1}]$	2.12
$H_{\rm CHP, med}/{ m MW}$	60	$c_2/[\$ \cdot (MW^2 h)^{-1}]$	3.84
H _{CHP} . max/MW	450	$c_{3}/[\$ \cdot (MW^{2}h)^{-1}]$	6.98×10^{-3}
$c_{\rm v1}$	0.50	$c_4/[\$ \cdot (MW^2 h)^{-1}]$	2.54×10^{-3}
$c_{\rm v2}$	0.15	$c_{5}/[$ \$ • (MW ² h) ⁻¹]	2.33×10^{-3}

表 A3 电锅炉相关参数

TableA3 Parameters of electric boiler

转换效率 η	最小功率 P _{e, min} /MW	最大功率 P _{e. max} /MW
0.95	0	250

表 A4 风电场相关参数

TableA4 Parameters of wind farm

时码	风电场	1 参数	风电场	2 参数	Cumbal Copula 相关系数
时权	λ_1	k_1	λ_2	k_2	Guillber Copula 相天东致
1	9.28	2.98	11.25	3.21	3.12
2	8.31	3.03	10.12	3.51	3.24
3	7.21	2.91	8.05	2.95	3.43
4	6.03	2.22	6.48	2.54	2.98
5	7.34	2.12	8.11	2.35	3.16
6	8.56	2.15	9.25	2.46	3.28

表 A5 电负荷分布参数

TableA5 Parameters of electrical load

时段	均值	方差	时段	均值	方差
1	650	11.5	4	823	10.2
2	695	12.1	5	810	11.4
3	760	10.8	6	688	11.3

	TableA6 Parameters	s of typic	cal daily head load
时段	热负荷/(MW・h)	时段	热负荷/(MW・h)
1	425	4	320
2	400	5	360
3	350	6	375

表 A6 典型日热负荷参数

TableA6 Parameters of typical daily head load



Fig.B1 Dispatching results of electric power



图 B2 热功率调度结果 Fig.B2 Dispatching results of heat