

# 考虑源荷两侧不确定性的含风电电力系统低碳调度

崔 杨<sup>1</sup>,周慧娟<sup>1</sup>,仲悟之<sup>2</sup>,李鸿博<sup>3</sup>,赵钰婷<sup>1</sup>

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室,吉林 吉林 132012;  
2. 中国电力科学研究院有限公司,北京 100192;3. 国网吉林省电力有限公司培训中心,吉林 长春 130022)

**摘要:**大规模风电并网是实现电力低碳环保发展的必然趋势,而风电与负荷的随机波动性对系统的影响不容忽视。提出一种考虑模糊机会约束的低碳型经济调度模型,同时计及源荷两侧不确定性对含风电电力系统低碳调度的影响。将阶梯型的碳交易成本引入目标函数中,旨在降低系统碳排放量,提高系统风电消纳量。针对风电并网后系统的不确定因素,引入模糊机会约束,将确定性约束松弛为含有模糊变量的系统约束,利用梯形模糊参数将其清晰化处理,并通过CPLEX对模型进行求解。算例分析表明所提模型可有效提高风电消纳水平以及降低碳排放。

**关键词:**风电;碳交易;不确定性;模糊机会约束;低碳调度

**中图分类号:**TM 614

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202009019

## 0 引言

节能减排、大力开发风电等新能源是电力行业发展的必然趋势<sup>[1-2]</sup>。但风电等新能源发电属于波动性电源,其不确定性给系统稳定运行带来了严重的安全隐患<sup>[3]</sup>。当风电大规模并网时,为保证电网安全运行会造成弃风现象,同时导致系统旋转备用容量大幅增加,极大降低了风电并网的经济性,因此含风电系统的不确定性问题成为调度决策者必须考虑的重要因素,如何兼顾含风电电力系统的可靠性、经济性以及环保性成为调度过程中面临的重要问题<sup>[4-5]</sup>。

在低碳背景下,将碳交易引入含有大规模风电的电力系统中,能够降低系统中火电机组和热电联产CHP(Combined Heat and Power)机组出力,提高风电上网空间,减少系统碳排放量。目前,针对碳交易机制国内外学者已进行了相关研究。文献[6]考虑碳交易成本,提出一种电-气互联综合能源系统调度模型。文献[7]综合考虑系统的经济性和低碳性,采用三阶段调度方法,建立核-火-虚拟电厂联合调度模型。文献[8]提出一种含有碳交易机制的多目标环境经济调度策略,将碳交易成本划分为碳权成本、碳收益和碳排惩罚,综合考虑碳和其他污染物的排放成本。上述研究均计及碳排放成本,对电力系统节能减排起到积极作用,但未对系统碳排放量具体划分区间。本文基于传统碳交易机制,引入阶梯型碳交易模型,进一步提高系统对风电等新能源发电的并网消纳量,降低碳排放量。

碳交易机制的引入提高了风电的并网消纳量,但风电的波动性和不确定性给调度决策带来的问题更加严重<sup>[9]</sup>。目前,针对风电波动性与不确定性的相关研究已取得了一定成果。文献[10]充分考虑风力发电的不确定性,对一些相互冲突的目标进行权衡,提出一种估算风力发电不确定性集的新方法。文献[11]考虑风、光发电的不确定性以及水、热、电的能量平衡,基于机会约束目标规划,构造含有风-光-水-气-火-储的联合调度模型。文献[12]基于含高比例可再生能源的电力系统,揭示功率平衡原理,提出灵活性裕度的概率模型。文献[13]采用七分段高斯分布模拟负荷和风速的预测误差值,进而求得最经济的机组出力方式。文献[14]针对含大规模可再生能源的调度模型,将约束条件中的功率平衡等式松弛为不确定环境下的不等式方程,并引入目标规划模型中。文献[15]引入净负荷概念,将蒙特卡洛模拟与解析法相结合,处理风、光、负荷的不确定性。

综上所述,考虑碳交易机制能够有效提高风电消纳量,但是随着风电并网容量的增大,其波动性对系统的影响愈加严重。目前针对提高系统环保性、降低碳排放的相关研究中,同时兼顾新能源并网给系统带来不确定影响的经济调度模型相对较少。因此,本文提出考虑风电和负荷不确定性的低碳型经济调度模型,该模型充分考虑碳排放成本、运行成本以及不确定因素,旨在提高风电等新能源发电的并网消纳量,同时降低碳排放量。

## 1 电力系统功率平衡特性分析

### 1.1 电力系统源荷不确定性分析

为实现电力系统安全稳定运行,需要确保电力系统内部电负荷平衡、热负荷平衡以及足够的旋转

收稿日期:2020-02-10;修回日期:2020-07-22

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777027)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777027)

备用容量。因此,在制定电力系统中各机组日前调度出力时要考虑系统的等式与不等式平衡约束。关于风电等不确定性电源和负荷的功率预测已有许多预测方法与技术,但受自然条件及其他外界未知因素的影响,预测得到的结果与实际的电源出力和负荷功率仍然存在误差。当风电大规模并网与负荷规模较大时,这些预测误差不能忽略。在电力系统日前调度模型中,风电出力和负荷功率都是不确定变量,需要引入风电模糊参数 $\tilde{P}_{wt}$ 和负荷模糊参数 $\tilde{P}_{L_t}$ 。

## 1.2 源荷不确定性对电力系统功率平衡的影响

热负荷的预测值相对较为准确,因此本文只考虑风电和电负荷的预测误差,严格的功率等式平衡与旋转备用不等式平衡约束为:

$$P_{f,L_t} + \varepsilon_{L_t} - (P_{f,wt} + \varepsilon_{wt} - \Delta P_{wt}) - \sum_{i=1}^M P_{it} - \sum_{j=1}^N P_{h,jt} = 0 \quad (1)$$

$$P_{f,L_t} + \varepsilon_{L_t} - (P_{f,wt} + \varepsilon_{wt} - \Delta P_{wt}) - \sum_{i=1}^M P_i^{\max} - \sum_{j=1}^N P_{h,j}^{\max} \leq 0 \quad (2)$$

其中, $P_{f,L_t}$ 为 $t$ 时刻系统的电负荷预测值; $\varepsilon_{L_t}$ 为 $t$ 时刻负荷的预测误差; $P_{f,wt}$ 为 $t$ 时刻风电预测值; $\varepsilon_{wt}$ 为 $t$ 时刻风电的预测误差; $\Delta P_{wt}$ 为 $t$ 时刻日前调度计划中风电的弃风量; $P_{it}$ 为常规火电机组 $i$ 在 $t$ 时刻的出力; $P_i^{\max}$ 为常规火电机组 $i$ 的最大出力; $M$ 为常规火电机组数量; $P_{h,jt}$ 为CHP机组 $j$ 在 $t$ 时刻归算到纯凝工况下的电功率; $P_{h,j}^{\max}$ 为CHP机组 $j$ 的最大电出力值; $N$ 为CHP机组数量。

由于系统功率平衡和旋转备用约束中含有不确定变量,确定条件下的功率平衡将不再适用,因此在安排系统日前调度出力时,应考虑系统不确定性因素的影响。本文采用一种模糊处理方法,引入风电模糊参数 $\tilde{P}_{wt}$ 与负荷模糊参数 $\tilde{P}_{L_t}$ ,将式(1)、(2)松弛为某一置信水平 $\alpha$ 条件下的功率约束平衡,使该平衡约束条件成立的可能性不小于 $\alpha$ ,以此构造出不确定因素集:

$$\min P_r \left\{ \tilde{P}_{L_t} - \tilde{P}_{wt} - \sum_{i=1}^M P_{it} - \sum_{j=1}^N P_{h,jt} = 0 \right\} \geq \alpha \quad (3)$$

$$\min P_r \left\{ \tilde{P}_{L_t} - \tilde{P}_{wt} - \sum_{i=1}^M P_i^{\max} - \sum_{j=1}^N P_{h,j}^{\max} \leq 0 \right\} \geq \alpha \quad (4)$$

其中, $P_r\{\cdot\}$ 表示事件的可信性。

式(3)、(4)的优化过程就是通过常规火电和CHP机组同时为负荷与风电的不确定性提供备用,使系统中总电源的功率与电负荷平衡的概率达到调度决策者能接受的程度。与确定性约束相比,系统可信性机会约束已包含对系统不确定因素的处理,常规火电机组和CHP机组的出力已包含备用功率,因此不需要单独设立备用功率<sup>[16]</sup>。

用模糊参数表示系统中的不确定变量,以常规机组出力满足含有模糊参数的不等式作为一个事

件,使因预测误差导致的不确定环境下的随机事件发生的概率满足预先设定的置信度水平,这就是模糊机会约束规划问题。

## 1.3 模糊机会约束规划求解不确定性问题的模型

模糊机会约束用于调度问题建模的思路是:允许调度结果在某种程度上不满足约束条件,但是要求调度结果成立的可能性不小于调度决策者提前设定的置信水平。

融入模糊变量的单目标机会规划模型为<sup>[17]</sup>:

$$\begin{cases} \min f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \\ \text{s.t. } P_r\{g(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \leq 0\} \geq \alpha \end{cases} \quad (5)$$

其中, $\mathbf{x}$ 为决策向量; $\boldsymbol{\xi}$ 为参数向量; $f(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$ 为目标函数; $g(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$ 为约束函数; $\alpha$ 为系统的置信度水平。

## 2 碳排放成本计算模型

碳交易机制是一种将碳排放量作为自由交易商品的减排机制。目前国内主要有2种碳交易配额分配方法,即历史法和基准线法。本文采用基准线法进行碳排放额的分配,近似认为系统碳排放配额与火电机组出力成正比<sup>[7]</sup>。系统碳排放配额计算公式为:

$$E_L = \sum_{t=1}^T \varepsilon P_t \quad (6)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^M P_{it} + \sum_{j=1}^N P_{h,jt} + P_{w,t} \quad (7)$$

其中, $E_L$ 为系统总的碳排放配额; $T$ 为一个运行周期时长; $\varepsilon$ 为单位电量排放配额; $P_t$ 为系统所有发电机组在 $t$ 时刻总的发电量; $P_{w,t}$ 为风电机组在 $t$ 时刻的发电功率。

风电作为无污染的绿色能源,不产生碳排放量,因此系统的碳排放量主要来源于常规火电机组和CHP机组,系统碳排放量计算公式为:

$$E_p = \sum_{t=1}^T \left( \sum_{i=1}^M \delta_i P_{it} + \sum_{j=1}^N \delta_{h,j} P_{h,jt} \right) \quad (8)$$

其中, $E_p$ 为一个调度周期内系统总的碳排放量; $\delta_i$ 为常规火电机组 $i$ 的碳排放强度; $\delta_{h,j}$ 为CHP机组 $j$ 的碳排放强度。

为了更好地控制系统碳排放量,本文采用阶梯型碳排放成本模型,将碳排放量分为3段。具体计算为:

$$C_4 = \begin{cases} \mu(E_p - E_L) & E_p \leq E_L + d \\ \mu d + (1+k)\mu(E_p - E_L - d) & E_L + d < E_p \leq E_L + 2d \\ (2+k)\mu d + (1+2k)\mu(E_p - E_L - 2d) & E_p > E_L + 2d \end{cases} \quad (9)$$

其中,  $C_4$  为系统碳排放成本;  $\mu$  为碳交易价格;  $d$  为碳排放量区间长度;  $k$  为碳排放量每上升 1 个阶梯碳交易价格的增长幅度。需要说明的是, 当  $E_p < E_L$  时,  $C_4$  为负值, 表示系统的实际碳排放量小于系统的配额, 可以将多余的碳排放配额以初始的碳排放价格在碳交易市场进行交易, 使系统获得碳收益。

### 3 考虑模糊机会约束的低碳经济调度模型

#### 3.1 目标函数

本文综合考虑常规火电机组的发电成本、CHP 机组的发电成本、风电的运行维护成本以及碳排放成本。目标函数为:

$$\min f = C_1(P_{it}) + C_2(P_{h,jt}) + C_3(P_{w,t}) + C_4(E_p) \quad (10)$$

其中,  $f$  为系统运行总成本;  $C_1$  为常规火电机组发电成本;  $C_2$  为 CHP 机组发电成本;  $C_3$  为风电运维成本。

常规火电机组的发电成本只考虑机组燃料费用:

$$C_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + c_i) \quad (11)$$

其中,  $a_i, b_i, c_i$  为常规火电机组  $i$  的燃料费用系数。

CHP 机组的运行成本只包括燃料成本, 运行时需要同时供热和供电, 所以计算燃料成本时要综合考虑热电出力, 将其转化为纯凝工况下的电功率进行求解, 计算公式为:

$$C_2 = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N (a_{h,j} P_{h,jt}^2 + b_{h,j} P_{h,jt} + c_{h,j}) \quad (12)$$

$$P_{h,jt} = P_{e,jt} + c_v (P_{h,jt}^l + P_{h,jt}^c) \quad (13)$$

其中,  $P_{e,jt}$  为 CHP 机组在  $t$  时刻电出力;  $P_{h,jt}^l$  为 CHP 机组在  $t$  时刻为热负荷提供的功率;  $P_{h,jt}^c$  为储热装置在  $t$  时刻的储热功率;  $a_{h,j}, b_{h,j}, c_{h,j}$  为 CHP 机组的燃料成本系数;  $c_v$  为进汽量不变、热出力增加时 CHP 机组电出力的减小值。

风力发电不消耗燃料, 因此只需考虑运行维护费用, 计算公式为:

$$C_3 = \sum_{t=1}^T k_w P_{w,t} \quad (14)$$

其中,  $k_w$  为风电场的运维成本系数。

#### 3.2 约束条件

(1) 常规火电机组相关约束。

机组出力约束:

$$P_{imin} \leq P_{it} \leq P_{imax} \quad (15)$$

其中,  $P_{imax}, P_{imin}$  分别为火电机组  $i$  的最大、最小出力值。

机组爬坡约束:

$$-\Delta P_{di} \leq P_{it} - P_{i(t-1)} \leq \Delta P_{ui} \quad (16)$$

其中,  $\Delta P_{di}, \Delta P_{ui}$  分别为火电机组最大向下、向上爬坡速率。

(2) CHP 机组约束。

CHP 机组运行时需要同时满足功率上下限和机组爬坡约束, 并且其爬坡与锅炉产汽量和汽轮机进汽量的变化有关, 因此在计算机组爬坡时需要将热、电功率折算到纯凝工况下。CHP 机组约束为:

$$\begin{cases} P_{e,jmin} \leq P_{e,jt} \leq P_{e,jmax} \\ P_{h,jmin}^r \leq P_{h,jt}^r \leq P_{h,jmax}^r \\ -\Delta P_{h,dj} \leq P_{h,jt} \leq \Delta P_{h,uj} \end{cases} \quad (17)$$

其中,  $P_{e,jmax}, P_{e,jmin}$  分别为 CHP 机组电出力的上、下限, 其值不是常数, 而是同时刻机组热出力的函数;  $P_{h,jt}^r$  为 CHP 机组的热出力值;  $P_{h,jmax}^r, P_{h,jmin}^r$  分别为 CHP 机组热出力的最大、最小值;  $\Delta P_{h,uj}, \Delta P_{h,dj}$  分别为 CHP 机组最大向上、向下爬坡率。

(3) 储热装置约束。

容量约束:

$$C_{min} \leq C_t \leq C_{max} \quad (18)$$

其中,  $C_{min}, C_{max}$  分别为储热装置最小、最大储热量;  $C_t$  为储热装置在  $t$  时刻的储热量。

储、放热功率约束:

$$\begin{cases} C_t - C_{t-1} \leq P_{hj,max}^c \\ C_{t-1} - C_t \leq P_{hj,max}^f \end{cases} \quad (19)$$

其中,  $P_{hj,max}^c, P_{hj,max}^f$  分别为储热装置的最大储、放热功率。

储热装置在同一时刻不能同时处于储、放热状态, 因此同一时刻储放热约束为:

$$P_{h,t}^c P_{h,t}^f = 0 \quad (20)$$

其中,  $P_{h,t}^c, P_{h,t}^f$  分别为储热装置在  $t$  时刻的储、放热功率。

储热装置始、末的储热量应该保持相等, 约束为:

$$C_0 = C_T \quad (21)$$

其中,  $C_0, C_T$  分别为一个调度周期内储热装置的始、末储热量。

(4) 线路传输容量约束。

$$-P_{ij,max} \leq B_{ij}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \leq P_{ij,max} \quad (22)$$

其中,  $B_{ij}$  为节点  $i, j$  之间的导纳;  $\theta_{i,t}$  和  $\theta_{j,t}$  分别为节点  $i, j$  的电压相角;  $P_{ij,max}$  为节点  $i, j$  之间线路的最大传输容量。

#### 3.3 模型求解

在求解模糊机会约束规划的过程中, 处理机会约束是重点, 其方法有 2 种: 针对简单问题, 可以将约束条件中的模糊参数与决策变量进行分离, 或者两者之间存在某种线性关系时, 可以将其转化为清晰等价类处理, 进而利用传统求解方法进行计算; 针对较复杂的问题, 采用随机模拟技术处理。模拟是一个近似的过程, 结果不精确, 对样本容量的大小不



易把握<sup>[17]</sup>。因此本文采用第一种处理方法,参考文献[18]中的模糊机会约束规划及其等价类处理方法。系统运行时对安全性要求很高,因此置信水平不宜过低,当 $\alpha \geq 1/2$ 时,机会约束 $P_r\{g(x, \xi) \leq 0\} \geq \alpha$ 的清晰等价类为:

$$(2-2\alpha) \sum_{k=1}^t (r_{k3} h_k^+(x) - r_{k2} h_k^-(x)) + (2\alpha-1) \sum_{k=1}^t (r_{k4} h_k^+(x) - r_{k1} h_k^-(x)) + h_0(x) \leq 0 \quad (23)$$

其中,  $h_k^+(x)$ 、 $h_k^-(x)$  为假设的2个函数;  $h_0(x)$  为函数  $g(x, \xi)$  的一部分,具体可以参考文献[18];  $r_{k1} - r_{k4}$  ( $k=1, 2, \dots, t, t \in \mathbf{R}$ ) 为隶属度参数。

梯形模糊参数的表达式为:

$$\tilde{P} = (r_1, r_2, r_3, r_4) = P_{fc}(w_1, w_2, w_3, w_4) \quad (24)$$

其中,  $\tilde{P}$  为系统中的模糊参数;  $P_{fc}$  为预测值;  $r_1 - r_4$  为各周期内风电和负荷的隶属度参数;  $w_1 - w_4$  为比例参数,一般由模糊参数的历史数据确定。

将式(3)、(4)按照梯形参数的转化方法转化为相应的清晰等价类,本文采用的是三角模糊参数下的清晰等价类。

功率平衡清晰等价类为:

$$(2-2\alpha)(P_{L3} - P_{w2}) + (2\alpha-1)(P_{L4} - P_{w1}) - \sum_{i=1}^M P_{it} - \sum_{j=1}^N P_{h,jt} = 0 \quad (25)$$

旋转备用清晰等价类为:

$$(2-2\alpha)(P_{L3} - P_{w2}) + (2\alpha-1)(P_{L4} - P_{w1}) - \sum_{i=1}^M P_{it} - \sum_{j=1}^N P_{h,jt} \leq 0 \quad (26)$$

其中,  $P_{w1}$ 、 $P_{w2}$  为风电的隶属度参数;  $P_{L3}$ 、 $P_{L4}$  为负荷的隶属度参数。

经过清晰等价类处理后,采用商业优化软件 CPLEX 对模型进行求解。

## 4 算例分析

### 4.1 基本数据和参数

为验证本文所提模型的有效性与可行性,选取 IEEE 30 节点系统进行算例分析,系统图见附录中图 A1,其中用2台 CHP 机组分别替换1、2号火电机组,参数见文献[2],风电场替换4号火电机组。其他3台火电机组参数见附录中表 A1,燃煤机组的碳排放强度见附录中表 A2<sup>[19]</sup>。储热装置的最大、最小储热值分别为 300、100 MW·h,最大储、放热功率均为 100 MW,储热装置始、末储热量均为 150 MW·h。

选取冬季中热负荷较高的某一天作为研究对象,该调度日内热负荷、电负荷以及风电出力的预测值见附录中图 A2。风电和电负荷的梯形模糊隶

属度参数取值见附录中表 A3<sup>[16]</sup>。在优化过程中,设定碳交易基准价格为 50 元/t,碳排量区间长度  $d=40$  t,每升高1个阶梯碳交易价格就增长基准价的 25%,该系统基准线排放因子为 0.75,选取风电运维成本为 150 元/MW。

### 4.2 算例调度结果分析

在可信性置信度水平为 0.95,考虑风电、负荷预测不确定性以及碳排放成本的情况下,系统的综合成本为 84.07 万元/d,碳排放成本为 14.38 万元/d,占综合成本的 17.1%,系统碳排放配额为 7612.8 t,实际碳排放量为 9938.9 t,系统弃风率为 6.96%。此时各机组电出力见附录中图 A3,CHP 机组和储热装置的热出力值如图 1 所示,风电实际消纳功率如图 2 所示。

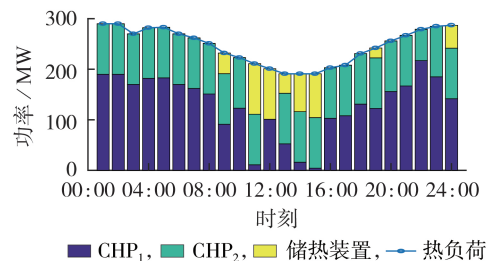


图1 CHP 机组与储热装置热出力调度值

Fig.1 Heat power scheduling value of CHP units and thermal energy storage system

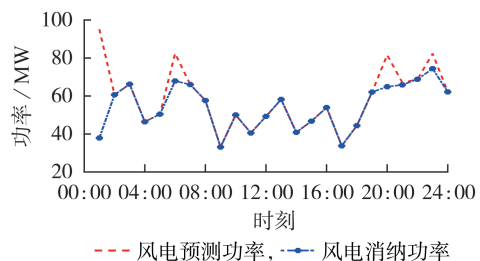


图2 风电预测功率及实际消纳功率

Fig.2 Forecasting and actual consumption power of wind power

各机组的调度出力中已包含对风电上网和负荷预测不确定性的备用容量。由于对热负荷的预测较准确,可忽略其误差,故将其作为实际值处理。因此由图 1 可知,该调度方式下,CHP 机组给负荷提供的热量与储热装置放热的总量等于热负荷。由电、热负荷预测曲线可知,当电负荷处于高峰期(08:00—16:00)时,热负荷处于低谷期;在 01:00—07:00、21:00—24:00 时段内,热负荷较高,电负荷处于低谷期。因此,在一个调度日内具有明显的“热电冲突”。

由于 CHP 机组热电出力具有一定的耦合特性,且其机组燃料成本较常规火电机组低,因此,对比图 1 与附录中图 A2 可知,在电负荷高峰、热负荷低谷期,储热装置放热供给热负荷,降低 CHP 机组的热

出力,以此增加其电出力,进而降低常规火电机组的电出力,实现减小系统运行费用的目的。

由图 2 可知,在热负荷高峰期(00:00—07:00、19:00—24:00),电负荷处于低谷期,系统出现明显的弃风现象。由于 CHP 机组具有明显的热电耦合特性,机组在提高热出力的同时也会造成电出力增加,因此压制了风电上网空间,同时由于风电存在高额运行维护成本,为了实现总成本最低,也会使系统产生弃风。

#### 4.3 不同模型对比

为验证本文调度模型引入碳交易机制与模糊机会约束的有效性,基于上述算例采取 3 种调度模型进行对比。

模型 1:采用功率平衡的确定性模型,为应对风电场出力与电负荷预测的不确定性,将系统旋转备用容量设为风电上网量的 20%与电负荷预测值的 10%,并将阶梯型碳交易成本计入目标函数中。

模型 2:采用模糊机会约束模型处理风电和负荷预测不确定性问题,在阶梯型碳交易模型下,目标函数仅包含系统运行成本,不包含碳交易成本。

模型 3:采用模糊机会约束模型处理风电和负荷预测的不确定性,并将阶梯型碳交易成本计入目标函数中。

设定模糊机会约束模型中置信水平  $\alpha=0.95$ ,此时 3 种模型调度结果如表 1 所示。

表 1 不同模型调度结果对比

Table 1 Scheduling results comparison among different models

模型	弃风量 / %	碳排放量 / t	综合成本 / 万元	总备用容量 / MW
1	77.44	12 301.0	125.30	2 493.9
2	41.03	10 272.0	86.36	1 127.6
3	6.96	9 938.9	84.07	1 244.0

由表 1 可知,本文所提出的模型 3 弃风量、碳排放量与综合成本均为最少。对比模型 1 与模型 2 可知,相较于确定性调度模型,考虑模糊机会约束的调度模型的综合成本降低了 31.1%,碳排放量减少了 16.5%,一个调度周期内总备用容量减少了 1 366.3 MW,风电消纳提高了 36.41%。传统基于功率绝对平衡的确定性模型只在风电和负荷预测误差为 0 时成立,在调度过程中,为保证系统安全运行,所提供的备用容量较大。

本文采用的模糊机会约束模型不局限于源荷两侧绝对相等关系,而是在调度过程中使系统在 0.95 置信水平下满足功率平衡关系,达到调度决策者的期望,因此本文引入的模糊机会约束调度模型优化范围更广,经济性更好,备用容量与碳排放量更少。

与模型 2 相比,模型 3 的弃风现象得到改善,风

电消纳提高了 34.07%,碳排放量减少 303.1 t,降低了 3%,综合成本减少 2.29 万元,降低了 2.7%,但此时机组总备用容量增加了 116.4 MW。综上可知,本文综合考虑模糊机会约束和碳交易成本的调度模型能够有效减少系统运行成本,提高风电消纳量,降低碳排放量,符合我国电力行业节能减排、低碳环保的发展理念。

置信水平对系统经济性、安全性有重要影响,以模型 3 为例,当改变系统置信水平  $\alpha$  时,系统调度结果如表 2 所示。

表 2 不同置信水平下的调度结果

Table 2 Scheduling results under different confidence levels

置信度	弃风率 / %	总成本 / 万元	总备用容量 / MW
0.65	23.73	75.00	724.4
0.70	20.56	76.32	806.2
0.75	17.52	77.72	890.3
0.80	14.62	79.20	976.5
0.85	11.83	80.76	1 064.5
0.90	9.33	82.37	1 153.6
0.95	6.96	84.07	1 244.0

由表 2 可见,随着  $\alpha$  增加,弃风率降低,备用容量不断增大,总成本也不断增加。本文所提模糊机会约束模型中,系统的备用容量由负荷和风电的模糊性共同决定,是通过计算模糊机会约束条件下的机组出力与确定性预测值下机组出力的差值得到的。

系统的备用容量是调度决策者出于系统的安全性考虑,防止因为负荷的正增长和风电场出力的负增长给系统造成不良影响而设置的额外容量。电力系统中,备用容量过少会不满足系统运行可靠性要求,备用冗余则会增加运行成本,因此,合理配置系统容量是降低系统风险、提高系统经济性的有效方法。

系统的备用容量与置信度水平密切相关,随着  $\alpha$  增加,系统备用容量与安全性增加,经济性降低,在调度过程中,应根据系统的实际需求,综合考虑安全性和经济性,选择合适的置信水平。

随着相关政策的出台,对电力行业减排要求更高,碳排放成本也会随之增大,改变碳交易价格,系统调度结果如图 3、4 所示。

由图 3、4 可知,本文调度模型 3 在  $\alpha=0.85$  时,随着碳交易价格的上升,风电消纳量逐渐提高,碳排放量下降,但系统的碳排放成本与总成本呈上升趋势。当碳交易价格在 0~30 元/t 范围内变化时,风电消纳量和碳排放量变化明显;当碳交易价格超过 30 元/t 时,系统对碳交易价格的变动不敏感,风电消纳率和碳排放量变化缓慢。这是由于随着碳交易价格提高,风电消纳量逐渐提高,备用成本随之增加,当碳交易价格增长到一定程度时,继续增加风电

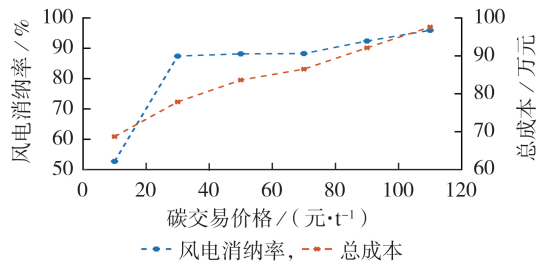


图3 碳交易价格对风电消纳率和总成本的影响

Fig.3 Impact of carbon trading price on wind power consumption rate and total cost

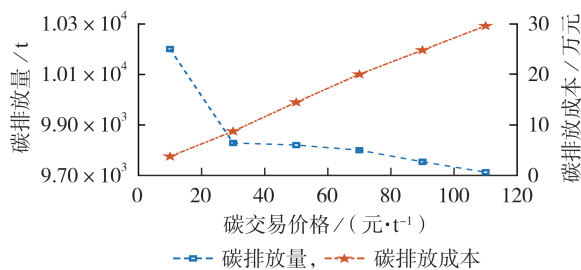


图4 碳交易价格对碳排放量和碳排放成本的影响

Fig.4 Impact of carbon trading price on carbon emission and carbon emission cost

消纳量给系统带来的经济优势甚微。此外,由于燃煤机组最小出力的限制,风电上网量不能无限增大,因此风电消纳趋势变缓。

综上,适当增加碳交易价格,虽然降低了系统的经济性,但风电消纳量得到明显提升,同时大幅减少了碳排放量,符合相关政策对电力行业节能减排的要求。

## 5 结论

针对大规模风电并网电力系统,本文同时计及源荷两侧不确定性,综合考虑各机组发电成本、碳排放成本以及系统不确定因素的影响,提出一种考虑模糊机会约束的含风电电力系统低碳调度模型,结论如下。

(1)本文综合考虑阶梯型碳交易成本与风电、负荷不确定性对电网调度运行的影响,有效提高了电网的环保性,同时兼顾了电网的经济性。通过设置置信水平控制系统的风险水平,提高了系统风电消纳量。

(2)相较于传统不考虑碳交易成本与系统不确定性的调度模型,本文模型能够明显降低碳排放量,增加风电消纳量。算例分析表明,本文所提模型的综合成本降低了32.9%,风电消纳量提高了70.48%,碳排放量减少了19.2%。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

[1] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):8-13,22.

QIN Ting,LIU Huaidong,WANG Jinqiao,et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(14):8-13,22.

[2] 崔杨,杨志文,仲悟之,等. 降低硫磺排放的含储热热电联产机组与风电联合调度策略[J]. 电网技术,2018,42(4):1063-1070.

CUI Yang,YANG Zhiwen,ZHONG Wuzhi,et al. A joint scheduling strategy of CHP with thermal energy storage and wind power to reduce sulfur and nitrate emission[J]. Power System Technology,2018,42(4):1063-1070.

[3] 孙玉树,张国伟,唐西胜,等. 基于风电波动平抑的储能配置影响因素[J]. 高电压技术,2018,44(10):3407-3416.

SUN Yushu,ZHANG Guowei,TANG Xisheng,et al. Influential factors of sizing energy storage for wind power fluctuation mitigation[J]. High Voltage Engineering,2018,44(10):3407-3416.

[4] 崔杨,杨志文,张节潭,等. 计及综合成本的风电-光伏-光热联合出力调度策略[J]. 高电压技术,2019,45(1):269-275.

CUI Yang,YANG Zhiwen,ZHANG Jietan,et al. Scheduling strategy of wind power-photovoltaic power-concentrating solar power considering comprehensive costs[J]. High Voltage Engineering,2019,45(1):269-275.

[5] 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.

[6] 卫志农,张思德,孙国强,等. 基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):9-16.

WEI Zhinong,ZHANG Side,SUN Guoqiang,et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(15):9-16.

[7] 李旭东,艾欣,胡俊杰,等. 计及碳交易机制的核-火-虚拟电厂三阶段联合调峰策略研究[J/OL]. 电网技术. [2019-05-31]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2018.2133>.

[8] 马燕峰,范振亚,刘伟东,等. 考虑碳权交易和负荷预测误差随机性的环境经济调度[J]. 电网技术,2016,40(2):412-418.

MA Yanfeng,FAN Zhenya,LIU Weidong,et al. Environmental and economic dispatch considering carbon trading credit and randomness of wind power and load forecast error[J]. Power System Technology,2016,40(2):412-418.

[9] 张沈习,程浩忠,邢海军,等. 配电网中考虑不确定性的分布式电源规划研究综述[J]. 电力自动化设备,2016,36(8):1-9.

ZHANG Shenxi,CHENG Haozhong,XING Haijun,et al. Review of DG planning considering uncertainties for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(8):1-9.

[10] DVORKIN Y,LUBIN M,BACKHAUS S,et al. Uncertainty sets for wind power generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2016,31(4):3326-3327.

[11] 李志伟,赵书强,刘金山. 基于机会约束目标规划的风-光-水-气-火-储联合优化调度[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):214-223.

LI Zhiwei,ZHAO Shuqiang,LIU Jinshan. Coordinated optimal dispatch of wind-photovoltaic-hydro-gas-thermal-storage system based on chance-constrained goal programming[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):214-223.



- [12] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):9-19.  
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1):9-19.
- [13] 姜文,程叶霞,严正,等. 考虑可靠性约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(7):27-33.  
JIANG Wen, CHENG Yexia, YAN Zheng, et al. Reliability-constrained dynamic economic dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7):27-33.
- [14] 李志伟,赵书强,刘金山. 基于相关机会目标规划的电力系统优化调度研究[J]. 中国电机工程学报,2019,39(10):2803-2815.  
LI Zhiwei, ZHAO Shuqiang, LIU Jinshan. Optimal scheduling of power system based on dependent-chance goal programming [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(10):2803-2815.
- [15] 丁明,林玉娟. 考虑风光荷不确定性的随机生产模拟[J]. 太阳能学报,2018,39(10):2937-2944.  
DING Ming, LIN Yujuan. Probabilistic production simulation considering randomness of renewable wind power, photovoltaic and load[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2018, 39(10):2937-2944.
- [16] 熊虎,向铁元,陈红坤,等. 含大规模间歇式电源的模糊机会约束机组组合研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(13):36-44.  
XIONG Hu, XIANG Tiejuan, CHEN Hongkun, et al. Research

of fuzzy chance constrained unit commitment containing large-scale intermittent power[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(13):36-44.

- [17] 刘姣. 模糊机会约束规划问题的求解方法[D]. 大连:大连理工大学,2016.  
LIU Jiao. Algorithms for fuzzy chance constrained programming problem [D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2016.
- [18] 刘宝碇,赵瑞清,王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京:清华大学出版社,2003:178-198.
- [19] 周海涛. 计及环境及经济性的含风电电力系统协调优化调度研究[D]. 吉林:东北电力大学,2018.  
ZHOU Haitao. Study on coordinated optimal operation of wind power system considering environment and economy[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2018.

#### 作者简介:



崔 杨

崔 杨(1980—),男,内蒙古包头人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行分析、新能源联网发电关键技术等(E-mail: cuiyang0432@163.com);

周慧娟(1994—),女,河南郑州人,硕士研究生,通信作者,研究方向为新能源发电协调调度(E-mail: zhouhuijuan131@163.com)。

(编辑 王锦秀)

## Low-carbon scheduling of power system with wind power considering uncertainty of both source and load sides

CUI Yang<sup>1</sup>, ZHOU Huijuan<sup>1</sup>, ZHONG Wuzhi<sup>2</sup>, LI Hongbo<sup>3</sup>, ZHAO Yuting<sup>1</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;

3. Training Centre of State Grid Jilin Province Electric Power Supply Company, Changchun 130022, China)

**Abstract:** Large-scale wind power integration is an inevitable trend for realizing low-carbon environmental protection development of electricity, while the impact of random fluctuation of wind power and load on system cannot be ignored. A low-carbon economic scheduling model considering fuzzy opportunity constraints is proposed, and the impact of the uncertainty of both the source and load sides on low carbon scheduling of power system with wind power is considered. The ladder-type carbon trading cost is introduced into the objective function, which aims at reducing carbon emission and increasing wind power consumption. Aiming at the uncertainty after wind power integration, the fuzzy chance constraints are introduced to relax the deterministic constraints into system constraints with fuzzy variables, which are cleared by the trapezoidal fuzzy parameters. CPLEX is used to solve the model. Case analysis shows that the proposed model can effectively improve the wind power consumption level and reduce carbon emission.

**Key words:** wind power; carbon trading; uncertainty; fuzzy opportunity constraint; low-carbon scheduling

附录：

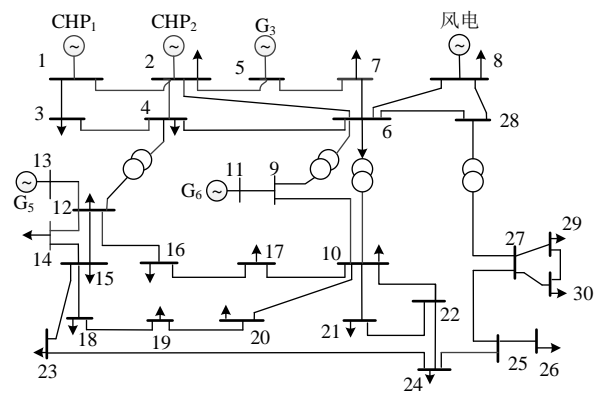


图 A1 IEEE 30 节点系统  
Fig.A1 IEEE 30-bus system

表 A1 常规火电机组参数

Table A1 Parameters of conventional thermal power units

机组	出力上限/MW	出力下限/MW	机组爬坡率/ (MW·h <sup>-1</sup> )	燃料成本系数		
				a/ (元·MW <sup>-2</sup> )	b/ (元·MW <sup>-1</sup> )	c/元
G <sub>3</sub>	80	20	40	0.004 0	250	400
G <sub>5</sub>	35	10	18	0.001 5	240	195
G <sub>6</sub>	40	12	20	0.000 9	180	450

表 A2 机组碳排放强度

Table A2 Unit carbon intensity

机组	碳排放强度	机组	碳排放强度
G <sub>3</sub>	0.97	CHP <sub>1</sub>	0.997
G <sub>5</sub>	1.11	CHP <sub>2</sub>	1.209 8
G <sub>6</sub>	1.08		

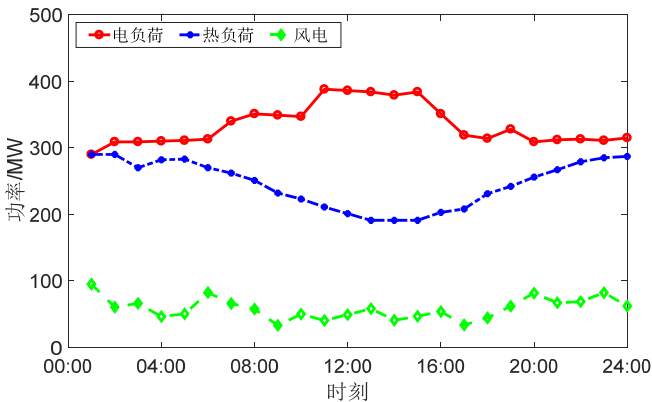


图 A2 电负荷、热负荷及风电出力的预测曲线

Fig.A2 Forecasting curves of electric load,heat load and wind power

表 A3 梯形模糊隶属度参数

Table A3 Parameters of trapezoidal fuzzy membership

对象	w <sub>1</sub>	w <sub>2</sub>	w <sub>3</sub>	w <sub>4</sub>
风电	0.6	0.90	1.10	1.4
电负荷	0.9	0.95	1.05	1.1



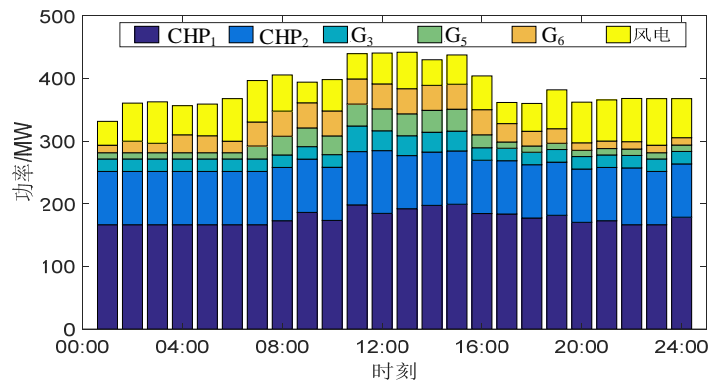


图 A3 各机组发电功率调度结果  
Fig.A3 Scheduling results of electric power for each unit