考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式

檀勤良[1,2],丁毅宏[1]
(1. 华北电力大学 经济管理学院,北京 102206;2. 北京市能源发展研究基地,北京 102206)

摘要:电力行业的发展所带来的环境问题日益突出,为发展低碳电力,将碳交易引入调度目标。构建以能耗成本与碳排放成本最小为目标的理想节能调度模型以及以发电燃煤成本与碳排放成本最小为目标的合同电量节能调度模型,分析碳交易下 2 种节能调度模式对火电的影响,并构建生物质与火电联合调度模型作为碳交易与节能调度双重约束下的应对模式。从节能减排、发电效益、机组运行 3 个方面构建调度效果评价指标体系。算例研究表明:高排放高耗能机组发电份额被进一步削减;理想模式比合同电量模式有较多的节能减排量、较高的发电收益及较差的机组运行稳定性;应对模式在 3 个方面都优于另外 2 种模式,通过分析碳交易对联合调度的影响验证了应对模式的合理性。

关键词:节能发电调度;碳排放权交易;优化模型;联合调度;火电
中图分类号:TM 73;TM 611　　**文献标识码**:A　　DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.07.024

0 引言

2016 年我国能源消费总量初步核算为 43.6×10^8 t 标准煤,其中煤炭消费量下降 4.7%,但占比仍达到 62%,而电力行业年煤炭消费量占全国煤炭总消费量的一半左右。作为全国碳排放权交易市场的主要参与者,电力行业消耗煤炭所造成的碳排放总量巨大。2013 年以来,我国在 7 个试点地区引入碳排放权交易市场,不少学者已对我国碳排放权交易机制的设置开展了相关研究[1-3]。2017 年碳排放权交易市场扩展到全国,碳排放权交易成本给电力企业带来了较大的成本压力,迫使它们通过开展技术改造、调整发电布局等途径来减少排放成本。根据国家"十三五"规划纲要要求,单位 GDP 能源消耗年均累计下降 15%,单位 GDP 二氧化碳排放年均累计下降 18%,为实现这一目标,电力行业节能减排压力巨大,尤其是火力发电。

发电调度模式影响电力系统的各个环节,调度结果决定电力系统总体能耗和碳排放水平,目前已有许多关于不同调度模式的比较研究[4-8]。随着全社会对节能减排的持续关注,节能发电调度广泛应用,其是以节能环保为目标,按照机组能耗和污染物排放水平的高低排序,依次调用发电资源,最大限度地降低能源消耗,减少污染物排放[9]。文献[10]列出 7 种主要的节能调度模式,但主体上分为理想节能调度与合同电量节能调度 2 种,并据此提出 4 种针对发电机组的经济补偿机制。

节能调度与碳交易对发电系统影响的研究取得了一定的成果,文献[11]分析了碳交易对整个发电系统的低碳调度影响,文献[12]研究了计及碳交易的风电储能协同调度,文献[13]分析了节能发电调度对火电企业的影响及对策研究,文献[14]分析了节能发电调度在广东电网的应用,文献[15]研究了节能发电调度对低效电厂的影响。这些研究多从单一方面影响展开,鲜有同时考虑两者对火电机组的影响。而关于节能发电调度的大部分研究都是将能耗水平最小化作为目标函数[9,15-18],未考虑碳排放等外部环境问题,文献[19]计算得出能耗最小并不等同于碳排放最小。因此,本文从节能发电调度和碳排放权交易的双重约束对火电机组的影响出发,构建考虑碳排放权交易的理想、合同电量 2 种节能调度模式下各类火电机组发电调度优化模型,结合调度效果评价指标体系开展实证研究,并提出新能源与火电联合调度的节能调度模型作为应对模式,以期为发电企业电力规划的制定提供依据。

1 优化模型

1.1 基于碳排放交易的火电理想节能发电调度优化模型

1.1.1 目标函数

本文考虑节能调度和碳排放交易的双重约束,以系统能耗成本与碳排放权交易成本最小为目标:

$$\min Z_1 = C_{\text{fuel}} + C_{\text{CO}_2} \tag{1}$$

其中,C_{fuel} 为发电能耗成本;C_{CO_2} 为碳排放权交易成本。

发电能耗成本由发电煤耗成本与机组启停能耗成本组成:

$$C_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\left[p_{\text{coal}}u_{i,t}f_i(Q_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_{\text{U}i} + u_{i,t-1}(1-u_{i,t})S_{\text{D}i}\right] \tag{2}$$

其中,N 为发电机组台数;T 为模型模拟的总时长;

收稿日期:2017-08-14;**修回日期**:2018-04-26
基金项目:国家自然科学基金资助项目(71373077)
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(71373077)

p_{coal}为发电用煤折成标准煤后的购买价格；$u_{i,t}$为0-1变量，其取值0、1分别表示机组i在时刻t为关停、运行状态；S_{Ui}与S_{Di}分别为机组的启动煤耗成本与关停煤耗成本；$Q_{i,t}$为火电机组i在时刻t的出力；$f_i(Q_{i,t})$为火电机组煤耗特性函数，具体参数由各类火力发电机组历史数据模拟而成，如式(3)所示。

$$f_i(Q_{i,t})=a_{0,i}+a_{1,i}Q_{i,t}+a_{2,i}Q_{i,t}^2 \tag{3}$$

本文采用基于发电量的免费初始碳排放权分配模式，碳排放权交易成本计算如下：

$$C_{CO_2}=p_{CO_2}(E_{CO_2}-E_0)=p_{CO_2}\left[\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}E_i(Q_{i,t})-E_0\right] \tag{4}$$

$$E_i(Q_{i,t})=c_{0,i}+c_{1,i}Q_{i,t}+c_{2,i}Q_{i,t}^2 \tag{5}$$

$$E_0=b\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}\eta Q_{i,t} \tag{6}$$

其中，$a_{0,i}$、$a_{1,i}$、$a_{2,i}$、$c_{0,i}$、$c_{1,i}$、$c_{2,i}$为相应函数的参数；p_{CO_2}为碳排放权交易价格；E_{CO_2}为机组总碳排放量；E_0为机组碳排放免费配额；b为免费配额率；η为单位电量排放权分配额，可由国家发改委发布的“区域电网基准线排放因子”确定。式(5)为电碳函数，其参数由机组历史数据拟合而得。若式(4)所得为负数，则视为碳排放收益。

1.1.2 约束条件

a. 系统电量实时平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N}Q_{i,t}(1-H_i)=G_t \tag{7}$$

其中，H_i为火力发电机组i的厂用电率；G_t为时刻t的用电端电网负荷，本文不考虑电力传输网损。

b. 系统旋转备用约束。

为适应负荷实时变化，发电端需实时调整出力情况以保证电量平衡。火电机组具有出力调整灵活的特点，因此使用火电机组作为旋转备用，需满足如下约束：

$$\begin{aligned}R_{ut}&\leqslant\sum_{i=1}^{N}u_{i,t}(Q_{i,\max}-Q_{i,t})\\R_{dt}&\leqslant\sum_{i=1}^{N}u_{i,t}(Q_{i,t}-Q_{i,\min})\end{aligned} \tag{8}$$

其中，R_{ut}为上旋转备用约束；R_{dt}为下旋转备用约束；$Q_{i,\max}$为机组i的最大限制出力；$Q_{i,\min}$为机组i的最小可能出力。

c. 火电机组爬坡约束及出力上下限约束。

火电机组根据其装机容量大小存在着出力上下限约束；不同类型机组调整出力存在爬坡约束。

$$\begin{aligned}&|Q_{i,t+1}-Q_{i,t}|\leqslant Q_{i,v}\\&Q_{i,\min}\leqslant Q_{i,t}\leqslant Q_{i,\max}\end{aligned} \tag{9}$$

其中，$Q_{i,v}$为火电机组i在单位时刻内出力变动的最大范围。

d. 火电机组启停时间约束。

机组启停状态的频繁变更会影响系统能耗水平，且状态变更存在时间约束：

$$\begin{aligned}0&\leqslant(T_{i,t-1}^{on}-M_i^{on})(u_{i,t-1}-u_{i,t})\\0&\leqslant(T_{i,t-1}^{off}-M_i^{off})(u_{i,t}-u_{i,t-1})\end{aligned} \tag{10}$$

其中，$T_{i,t-1}^{on}$为机组i在时刻$t-1$的持续运行时间；M_i^{on}为最少持续运行时间；$T_{i,t-1}^{off}$为机组i在时刻$t-1$的持续关停时间；M_i^{off}为最小持续关停时间。

1.2 基于碳排放交易的火电合同电量节能发电调度优化模型

1.2.1 目标函数

合同电量发电调度模式下，发电机组启停变动状态相对稳定，启停煤耗成本较为固定。因此，考虑碳交易的合同电量节能发电调度优化模型以系统发电燃煤成本与碳排放权交易成本最小化为目标：

$$\min Z_2=C_{coal}+C_{CO_2} \tag{11}$$

$$C_{coal}=\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}p_{coal}f_i(Q_{i,t}) \tag{12}$$

式中碳交易成本的核算与理想节能调度模型一致，发电燃煤成本为系统发电总量与发电用煤折成标煤后购买价格的乘积。

1.2.2 约束条件

系统电量实时平衡、系统旋转备用、火电机组爬坡及出力上下限和火电机组启停时间约束与理想节能调度下一致，另还需考虑合同电量约束：

$$\sum_{t=1}^{T}Q_{i,t}\geqslant M_i \tag{13}$$

其中，M_i为发电机组i与电网公司签订的合同电量。

1.3 碳排放交易下生物质与火电联合调度优化模型

为加强发电系统节能减排的力度，研究者建议采用火电与可再生能源发电相配合的形式，比如风力、光伏等发电能源与火电联合优化调度[20-24]。为应对发电利益受损，火电机组组合优化、合同电量的优化选择以及节能调度中的经济补偿成为研究重点[25-27]。《电力发展十三五规划》中提出鼓励多元化能源利用，支持开展燃煤与生物质耦合发电项目。华北地区作为我国粮食主产区之一，生物质资源可开发利用潜力巨大。与风电、光伏发电项目相比，生物质发电同样具有显著的减碳能力，且其运行稳定持续，有助于保障电力系统的安全运行。

基于此，本文考虑开展燃煤与生物质耦合发电调度研究。该联合调度优化模型考虑节能调度和碳排放交易的双重约束，以能耗成本与碳交易成本最小为目标。

1.3.1　目标函数

$$\min Z = C_{\text{fuel}} + C_{\text{CO}_2} \tag{14}$$

其中,C_{fuel}为发电系统能耗成本,包括火电和生物质发电:

$$C_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N}[p_{\text{coal}}u_{i,t}f_i(Q_{i,t}) + u_{i,t}(1-u_{i,t-1})S_{\text{U}i} + u_{i,t-1}(1-u_{i,t})S_{\text{D}i} + p_{\text{bio}}f_j(P_{j,t})] \tag{15}$$

$$f_j(P_{j,t}) = \delta\sum_{t=1}^{T}\sum_{j=1}^{M}P_{j,t} \tag{16}$$

其中,p_{bio}为生物质燃料平均购买价格;$P_{j,t}$为生物质机组 j 在时刻 t 的出力;$f_j(P_{j,t})$为生物质能耗特性函数;参数 δ 为生物质耗能系数,由历史数据模拟得出;M 为生物质发电机组台数。

碳交易成本计算如下:

$$C_{\text{CO}_2} = p_{\text{CO}_2}(E_{\text{CO}_2} - C_{\text{ECO}_2} - E_0) \tag{17}$$

其中,C_{ECO_2}为生物质机组核准碳减排量。

$$C_{\text{ECO}_2} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{j=1}^{M}C_{\text{E}j}(P_{j,t}) = \sum_{t=1}^{T}\sum_{j=1}^{M}\gamma P_{j,t} \tag{18}$$

其中,$C_{\text{E}j}(P_{j,t})$为生物质机组 j 的碳减排量核算函数,由碳减排系数与机组发电量决定;γ 为碳减排系数,由机组历史数据模拟得出。

1.3.2　约束条件

a. 系统电量实时平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N}Q_{i,t}(1-H_i) + P_{j,t}(1-K_i) = G_t \tag{19}$$

其中,K_i 为生物质发电机组 i 的厂用电率,本文不考虑电力传输网损。

b. 生物质机组出力上下限约束。

$$P_{j,\min} \leqslant P_{j,t} \leqslant P_{j,\max} \tag{20}$$

其中,$P_{j,\max}$与 $P_{j,\min}$分别为生物质发电机组 j 的出力上、下限。

c. 式(8)—(10)。

2　算例分析

2.1　基础数据

华北区域电网火电占比较高,碳排放权交易的全面推行可能会对该区域火电企业产生较大的影响,将优化模型应用于此,有助于为当地发电企业分析政策影响,及时调整战略规划。本文收集了某典型日电力负荷需求数据见图 1,该地区 9 台火电机组相关数据见表 1[19]。

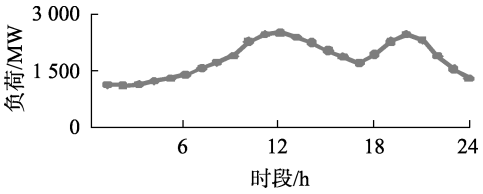


图 1　典型日电力负荷需求

Fig.1　Typical daily load demand

当地火电上网电价为 390 元/(MW·h),燃煤折成标煤后购买价格为 850 元/t。假定 9 台火电机组合同电量分别为 10 000、8 000、7 000、5 100、4 500、2 600、1 500、700、300 MW·h。90%的碳排放免费配额,平均 100 元/t 的碳交易价格在实施初期既能为市场所接受,又能带来较好的政策约束效果,因此本文将其作为基准碳排放权交易机制[28]。基于《2015 年中国区域电网基准线排放因子》,将华北区域电网电量边际排放因子和容量边际排放因子加权平均后得出单位电量排放权分配额 η=759.8 kg/(MW·h)[29]。

2.2　火电节能调度结果分析

2.2.1　节能调度结果对比

使用 Lingo 软件对考虑碳排放权交易的 2 种节能发电调度优化模型开展 24 h 调度计算,优化结果见表 2。根据表 2,在节能减排方面,理想模式优于合同电量模式,原因可能是理想节能调度模式下,高排放高耗能火电机组总体出力较少,从而降低了发电系统碳排放和煤耗水平;在发电效率方面,归因于不同机组的厂用电率差异,理想模式以更少的总发电量满足同样的负荷需求,其效率高于合同电量模式;在目标函数成本方面,合同电量模式目标函数成本比理想调度高 10%左右,可能是由该模式下碳排放成本与燃煤成本过高导致的。

图 2 为 2 种调度模式下不同火电机组总出力对比,由图可知,理想调度下的 1—4 号机组总出力皆

表 1　燃煤火电机组参数

Table 1　Parameters of coal-fired thermal power units

机组	容量/MW	$a_{0,i}$	$a_{1,i}$	$a_{2,i}$	$c_{0,i}$	$c_{1,i}$	$c_{2,i}$
1	600	11.71	0.274	6.44×10^{-6}	29.04	0.680	1.60×10^{-5}
2	500	9.79	0.282	8.08×10^{-6}	24.77	0.713	2.04×10^{-5}
3	450	8.88	0.293	1.12×10^{-5}	22.64	0.747	2.86×10^{-5}
4	350	7.27	0.304	2.40×10^{-5}	18.97	0.793	6.26×10^{-5}
5	300	6.17	0.308	3.66×10^{-5}	15.8	0.788	9.37×10^{-5}
6	250	4.65	0.328	4.59×10^{-5}	12.18	0.859	1.203×10^{-4}
7	150	3.54	0.332	4.15×10^{-5}	9.35	0.876	1.096×10^{-4}
8	100	1.43	0.337	9.01×10^{-5}	3.82	0.900	2.406×10^{-4}
9	60	0.67	0.345	1.102×10^{-4}	0.88	0.908 4	2.713×10^{-4}

表2 2种调度模式结果对比

Table 2 Comparison of results between two dispatching modes

节能调度模式	总发电量/(MW·h)	平均碳排放量/[kg·(MW·h)$^{-1}$]	平均煤耗量[kg·(MW·h)$^{-1}$]	目标函数成本/万元
理想调度	46 400	819.98	322.78	1 332.67
合同电量	46 534	832.08	327.03	1 475.87

大于合同电量调度情况,而5—9号机组则相反,这5台机组的出力在合同电量下明显增多。在优化模型目标函数的约束下,低排放低耗能的发电机组获得更大的发电份额,进而降低了发电系统整体的煤耗和碳排放水平。

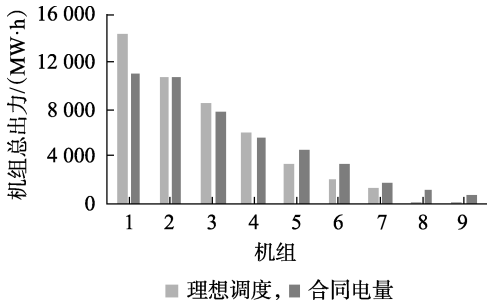


图2 2种调度模式下不同火电机组总出力对比

Fig.2 Comparison of total output of different thermal power generators between two dispatching modes

2.2.2 节能调度效果评价指标分析

为衡量调度模式的差异,选取如式(21)所示5种评价指标,构建节能调度效果评价指标体系[30]。

$$\begin{cases} C_{\text{coal}}^{k} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} f_i(Q_{i,t}^{k}) \\ C_{\text{TRCO}_2}^{k} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} E_i(Q_{i,t}^{k}) - b\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} \eta Q_{i,t}^{k} \\ W_{\text{CTS}}^{k} = p_{\text{th}}\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} Q_{i,t}^{k} - p_{\text{CO}_2}(E_{\text{CO}_2}^{k} - E_0^{k}) \\ T_{\text{thermal}}^{k} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} \left| u_{i,t}^{k} - u_{i,t-1}^{k} \right| \\ U_{\text{T}}^{k} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{N} \frac{1}{N}\frac{Q_{i,t}^{k}}{TS_{\text{C}i}} \end{cases} \quad (21)$$

其中,C_{coal}^{k}、$C_{\text{TRCO}_2}^{k}$、W_{CTS}^{k}、T_{thermal}^{k}、U_{T}^{k}分别为第k种发电调度模式下发电煤炭消耗量、机组碳排放总交易量、考虑碳排放交易的发电收入、机组总启停次数、机组平均利用效率;p_{th}为当地火电的上网电价;$S_{\text{C}i}$为机组i的装机容量。

结合该指标体系对2种不同节能调度优化模型调度效果进行评价,结果如表3所示。

表3 评价模型相关指标计算结果

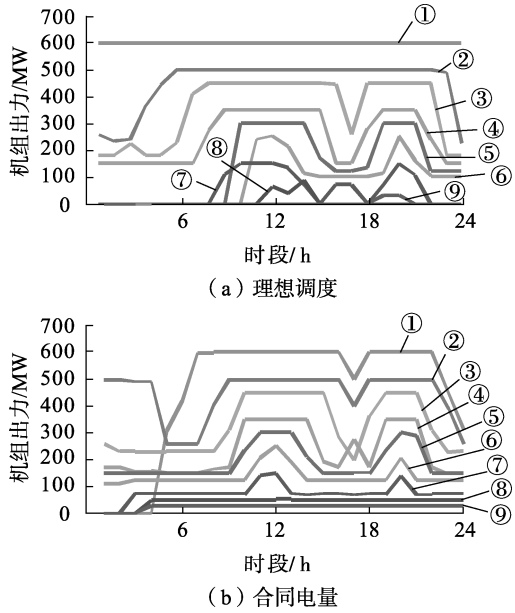
Table 3 Results of relative indicators for evaluation model

节能调度模式	总煤耗量/t	碳交易量/t	考虑碳交易的发电收入/万元	总启停次数	机组平均利用率/%
理想调度	14 977	6 318	1 746.42	14	52
合同电量	15 218	6 899	1 745.83	8	62

节能减排方面:理想调度模式下,总煤耗和总碳排放量均低于合同电量调度模式,理想调度模式比合同电量模式总煤耗量少241 t,碳交易量低8.42%,在节能减排方面理想调度模式具有较明显的优势。

发电效益方面:理想调度模式总发电量比合同电量模式少66 MW·h,但其发电收入却比后者多6 000元左右,这是由于碳交易成本的引入,减少了合同电量模式的发电收入,从而使得理想节能调度模式在发电效益上优于合同电量模式。

机组运行方面:理想调度模式在促进发电运行稳定性方面要差于合同电量模式。理想调度模式发电机组总启停次数和机组平均利用率均劣于合同电量模式,总启停次数比后者多6次,平均利用率低约10%。图3为2种调度模式下的火电机组出力曲线,可知,在理想模式中,半数机组仅在负荷高峰期启用,机组出力未能保障,使得平均利用效率低于合同电量模式,并且增加了这类机组启停频次和发电系统启停成本。



①—⑨分别对应1—9号机组

图3 2种调度模式下火电机组出力曲线

Fig.3 Output curves of thermal power units under two dispatching modes

2.3 应对模式效果讨论

基于评价指标计算结果分析可知,碳交易背景下理想、合同电量2种火电节能调度各有优势。为应对碳交易与节能调度的双重约束,考虑将小火电改造成生物质直燃发电机组,构建火电与生物质联合调度优化模型,见式(14)—(20)和式(8)—(10),并通过算例仿真,讨论该应对模式效果。

2.3.1 联合调度结果分析

基于考虑碳排放交易的不同节能调度模式下各

火电机组出力结果分析以及国家对于落后火电机组淘汰的相关办法,本文提出淘汰原有发电系统中 250 MW、150 MW 火电机组,新建一台 400 MW 装机容量的火电机组,然后将 60 MW 火电机组改造成 30 MW 的生物质直燃发电机组。新增如下数据假设:生物质燃料平均购买价格为 300 元/t,生物质直燃发电上网标杆电价为 750 元/(MW·h),其余算例数据不变。结果对比如表 4 所示。

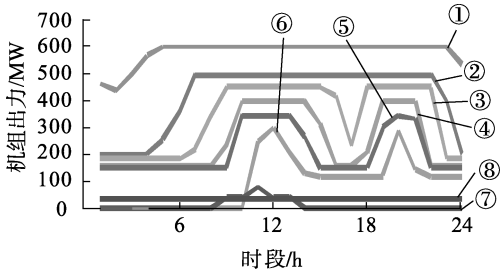
根据表 4,在节能减排和发电效益方面,联合调度模式皆优于其他 2 种,其平均碳排放、平均煤耗量分别比理想调度低 33.32、8.19 kg/(MW·h),而扣除碳交易成本的发电利润多 39 万元。原因可能是联合调度模式在保障发电系统稳定运行的前提下,将高污染、高排放的火电机组置换成总装机容量相等的高效火电机组,将小容量火电机组改造成生物质发电,这些做法有助于降低系统发电煤耗,减少二氧化碳排放,从而减少碳排放权的交易量,降低碳交易成本,且生物质发电上网电价高于火电,最终使得联合调度模式具有显著的节能减排和发电效益。

根据图 4 所示联合调度模式下各机组出力结果可知,在保障发电系统稳定运行方面,联合优化调度方案同样优于其他 2 种。联合调度模式机组总启停次数为 4 次,其中 100 MW 火电机组 2 次,300 MW 机组 2 次,低于合同电量模式,其余机组都根据负荷变化稳定运行,并且 30 MW 生物质机组在模拟期内满负荷运行;联合调度模式中机组平均利用效率为 64.97%,高于合同电量模式。

2.3.2　碳交易机制变动对联合调度的影响

通过算例分析验证了本文所提应对模式的合理性,但是 2017 年全国性碳排放权交易机制的设定还存在着较大的不确定性,有必要分析碳交易机制的变动对于联合调度的影响。现有研究多采用情境分析法分析碳交易价格变动对发电系统的影响,而未考虑碳配额的变动对发电系统的影响[20-22]。基于此,本文采用情境分析与敏感性分析相结合的方法,综合分析交易价格和碳配额两方面因素变动对燃煤与生物质联合优化调度的影响。

表 5 列出 4 种分析情境,其中 BAU 为初始情境,即基准碳排放权交易机制;情境 1 为碳价提高 50%,免费配额不变;情境 2 为碳价不变,免费配额减少 10%;情境 3 为碳价提高 50%的情况下,免费配额同时减少 10%。图 5 为不同碳交易机制下各机组总出力,由图可知,不同类型机组出力变化结果不同。大容量火电机组已基本实现满负荷运行,碳交易机制的变动对其发电结果影响不大;400、350 MW 火电机组出力变化较明显,相比于初始情境,更严苛的碳交易机制使其出力增多,增加的出力来自于 300、100 MW 机组削减的份额;而生物质机组在 4 种碳交易机制下皆能稳定地满负荷运行。



①600 MW,②500 MW,③450 MW,④400 MW,⑤350 MW
⑥300 MW,⑦100 MW,⑧30 MW

图 4　联合调度模式下各机组出力结果

Fig.4　Output results of each unit under joint dispatching mode

表 5　碳排放交易机制情境设置

Table 5　Scenarios setting of carbon emission trading mechanism

情境	碳交易价格/(元·t^{-1})	免费配额/%
BAU	100	90
1	150	90
2	100	81
3	150	81

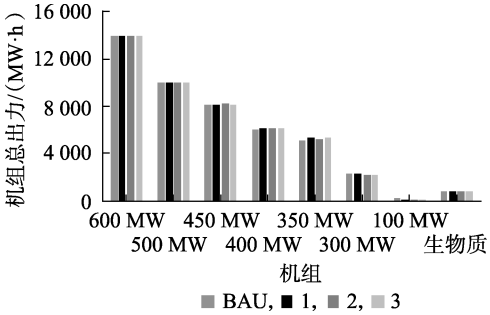


图 5　不同碳交易机制下各机组总出力

Fig.5　Total output of each unit under different carbon trading mechanisms

由于情境 1、2 的设定分别考虑价格和配额的单一变化,本文采用敏感性分析法分析 2 种碳交易情境下联合调度结果的差异,敏感性分析的结果如表 6 所示。

表 4　联合发电调度优化模式与原始模式计算结果对比

Table 4　Comparison of calculation results between optimal joint power generation dispatching mode and original modes

模式	总发电量/(MW·h)	平均碳排放量/[kg·(MW·h)$^{-1}$]	平均煤耗量/[kg·(MW·h)$^{-1}$]	目标函数成本/万元	计及碳交易的发电收入/万元
理想调度	46 400	819.98	322.78	1 332.67	1 746.42
合同电量	46 534	832.08	327.03	1 475.87	1 745.83
联合调度	46 339	786.66	314.59	1 311.96	1 785.49

表6 敏感性分析结果

Table 6 Results of sensitivity analysis

情境	碳价/配额		碳交易成本		目标函数成本	
	数值	变动幅度/%	数值/元	变动幅度/%	数值/元	变动幅度/%
1	150 元/t	50	711 385	49.28	13 359 680	1.83
2	81%	-10	790 476	65.88	13 427 930	2.35

通过分析可知,情境1中碳价提高的同时,交易量下降,使得碳价与碳交易成本未同比例变化,说明碳价的提高对于减少碳排放是有效的。此外,当碳交易成本占目标函数成本的5.30%左右时,在假定煤耗成本不变的情况下,交易成本的增加将使目标函数成本增加2.60%左右,而实际仅增加1.83%,这说明碳价的提高也促使机组煤耗成本降低。情境2中碳交易成本和目标函数成本比情景1分别高出79 091、68 350元,说明免费配额比碳价更加敏感。政策制定者在研究碳交易机制时可以严格把控免费配额,适当放开交易价格,使碳交易机制更好地发挥作用。

3 结论

节能发电调度与碳排放权交易的双重约束对于各类型火电机组的影响不同,装机容量较大的机组更具竞争性。本文构建的考虑碳交易的理想节能调度模型比合同电量节能调度模型具有更好的节能减排效益和发电效益,但后者更能促进发电系统稳定运行。为更好地实现在碳排放权交易市场全面实施下的发电系统节能调度,本文提出一种应对模式,构建了相应的生物质与火电联合调度优化模型,并分析碳交易机制变动对于联合调度的影响,计算显示该应对模式在调度效果评价模型中评价结果最优,实现了节能减排与系统稳定的平衡与协调。优化火电出力、开展燃煤与可再生能源耦合发电项目是实现电力行业节能减排的有效途径之一,各地应根据实际资源优势,合理制定发电规划,适时调整发电战略。

参考文献:

[1] TANG L,WU J,YU L,et al. Carbon emissions trading scheme exploration in China: a multi-agent-based model[J]. Energy Policy 2015,81(6):152-169.

[2] ZHOU P,ZHANG L,ZHOU D Q,et al. Modeling economic performance of interprovincial CO_2 emission reduction quota trading in China[J]. Applied Energy,2013,112(12):1518-1528.

[3] HÜBLER M,VOIGT S,LÖSCHEL A. Designing an emissions trading scheme for China-an up-to-date climate policy assessment[J]. Energy Policy,2014,75(12):57-72.

[4] 黄松柏. 考虑风电机无功调节能力的配电网有功/无功联合调度[J]. 电力自动化设备,2017,37(2):44-49.
HUANG Songbai. Coordinated active/reactive power dispatch considering reactive-power regulation capability of wind turbine for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(2):44-49.

[5] 徐意婷,艾芊. 含微电网的主动配电网协调优化调度方法[J]. 电力自动化设备,2016,36(11):18-26.
XU Yiting,AI Qian. Coordinated optimal dispatch of active distribution network with microgrids[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(11):18-26.

[6] 宋燕敏,李晓露,许渊. 智能电网中需求调度与发电调度的协调运行模式[J]. 电力信息与通信技术,2015,13(7):8-14.
SONG Yanmin,LI Xiaolu,XU Yuan. Coordinated operating mode of demand and generation dispatching in smart grid[J].Electric Power Information and Communication Technology,2015,13(7):8-14.

[7] 荣芬. 基于改进粒子群算法的节能发电调度与经济调度对比研究[D]. 上海:上海交通大学,2011.
RONG Fen. The comparative study of energy saving ge-neration dispatch and economic dispatch based on improved particle swarm algorithm[D]. Shanghai:Shanghai Jiao Tong University,2011.

[8] 尚金成,刘墩楠,史连军. 面向低碳经济的电力调度交易理论与应用[M]. 北京:中国电力出版社,2015:30-50.

[9] 荣芬,朱耀明,姚良忠,等. 节能发电调度研究综述[J]. 水电能源科学,2011,29(2):178-181.
RONG Fen,ZHU Yaoming,YAO Liangzhong,et al. An overview of research on energy saving gene-ration dispatch [J]. Water Resources and Power,2011,29(2):178-181.

[10] 尚金成. 兼顾市场机制的主要节能发电调度模式比较研究[J]. 电网技术,2008,32(4):78-85.
SHANG Jincheng. Comparative research on main energy-saving generation dispatching model considering market mechanism[J]. Power System Technology,2008,32(4):78-85.

[11] 范振亚. 考虑碳交易的含风电场的电力系统经济调度研究[D]. 北京:华北电力大学,2016.
FAN Zhenya. Research on economic dispatch of power system integrated with wind power considering carbon trading[D]. Beijing: North China Electricity Power University,2016.

[12] 雷涛,鞠立伟,彭道鑫,等. 计及碳排放权交易的风电储能协同调度优化模型[J]. 华北电力大学学报,2015,42(3):97-104.
LEI Tao,JU Liwei,PENG Daoxin,et al. Collaborative scheduling optimization model of wind power and energy storage system considering the carbon emission trade [J]. Journal of North China Electric Power University,2015,42(3):97-104.

[13] 崔宁宁,赵岩,王楠,等. 节能发电调度对火电企业的影响及对策研究[J]. 科技和产业,2012,12(5):98-102.
CUI Ningning,ZHAO Yan,WANG Nan,et al. Impact of energy-sa-

ving dispatching on thermal power enterprise and the strategy[J]. Science Technology and Industry,2012,12(5):98-102.

[14] 陈亮,王程,魏韡,等. 广东电网节能发电调度模型与应用[J]. 中国电力,2013,46(6):38-43.
CHEN Liang, WANG Cheng, WEI Wei, et al. Energy-saving dispatching model and its applications in Guangdong Power Grid[J]. Electric Power,2013,46(6):38-43.

[15] 卞韶帅,黄新,施峻,等. 节能发电调度对低效电厂的影响及对策研究[J]. 电力与能源,2015,36(3):306-310.
BIAN Shaoshuai, HUANG Xin, SHI Jun, et al. Impact of energy-saving dispatching on low-efficiency power plant and the strategy [J]. Electricity and Energy,2015,36(3):306-310.

[16] 蒲天骄,杨健康,周海明,等. 多种类电源节能发电调度建模及问题分析研究[J]. 华东电力,2013,41(5):902-907.
PU Tianjiao, YANG Jiankang, ZHOU Haiming, et al. Modeling on energy-saving generation dispatching with multi-type power sources and its problem analysis[J]. East China Electric Power,2013,41(5):902-907.

[17] 黎灿兵,吕素,曹一家,等. 面向节能发电调度的日前机组组合优化方法[J]. 中国电机工程学报,2012,32(16):70-76.
LI Canbing, LÜ Su, CAO Yijia, et al. A new method for day-ahead unit commitment based on energy-saving generation dispatching[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(16):70-76.

[18] 李树山,李刚,程春田,等. 动态机组组合与等微增率法相结合的火电机组节能负荷分配方法[J]. 中国电机工程学报,2011,31(7):41-47.
LI Shushan, LI Gang, CHENG Chuntian, et al. Thermal units' energy conservation load dispatch method with combining dynamic unit commitment into equal incremental principle[J]. Proceedings of the CSEE,2011,31(7):41-47.

[19] 董安有. 我国解决风电充风的组合途径及优化模型研究[D]. 北京:华北电力大学,2014.
DONG Anyou. Multi-approach and optimization model for accommodating China's curtailed wind power[D]. Beijing: North China Electricity Power University,2014.

[20] 娄素华,胡斌,吴耀武,等. 碳交易环境下含大规模光伏电源的电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2014,38(17):91-97.
LOU Suhua, HU Bin, WU Yaowu, et al. Optimal dispatch of power system integrated with large scale photovoltaic generation under carbon trading environment [J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(17):91-97.

[21] 张晓辉,闫柯柯,卢志刚,等. 基于碳交易的含风电系统低碳经济调度[J]. 电网技术,2013,37(10):2697-2704.
ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind power system[J]. Power System Technology,2013,37(10):2697-2704.

[22] 盛四清,李亮亮,刘梦. 考虑多重不确定因素的含风电场低碳经济调度[J]. 现代电力,2016,33(2):77-83.
SHENG Siqing, LI Liangliang, LIU Meng. Low-carbon economic dispatch of power system integrated with wind farms by conside-ring uncertainties factors[J]. Modern Electric Power, 2016, 33(2): 77-83.

[23] 谢霆. 600 MW 超临界煤电机组与分布式光伏系统耦合发电研究[J]. 电力科学与技术学报,2015,30(1):99-104.
XIE Ting. Study on coupling power technology for 600 MW supercritical coal-fired generating units and distributed photovoltaic energy systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2015,30(1):99-104.

[24] 刘海波,彭道鑫,辛禾,等. 计及不确定性的多类型发电机组联合调度优化模型[J]. 水电能源科学,2016,34(2):153-158.
LIU Haibo, PENG Daoxin, XIN He, et al. Joint scheduling optimization model of multi-type generator with uncertainty[J]. Water Resources and Power,2016,34(2):153-158.

[25] 朱誉,彭兴,李千军,等. 基于双重遗传算法的火电机组组合优化[J]. 东南大学学报(自然科学版),2012,42(增刊 2):292-296.
ZHU Yu, PENG Xing, LI Qianjun, et al. Combinatorial optimization of thermal power unit based on dual genetic algorithm[J]. Journal of Southeast University(Natural Science Edition),2012,42(Supplyment 2):292-296.

[26] 王冠群,刘锋,梅生伟,等. 合同电量优化分解模型及算法[J]. 电机与控制学报,2012,16(7):58-64.
WANG Guanqun, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Optimization model and algorithm for contract energy decomposition[J]. Electric Machines and Control,2012,16(7):58-64.

[27] 尚金成,庞博,王清敏,等. 节能发电调度经济补偿机制市场模型及算法[J]. 电网技术,2010,34(4):62-68.
SHANG Jincheng, PANG Bo, WANG Qingmin, et al. Market model and algorithms for economic compensation mechanism of energy-saving generation dispatch[J]. Power System Technology, 2010, 34(4):62-68.

[28] LI W, JIA Z J. The impact of emission trading scheme and the ratio of free quota: a dynamic recursive CGE model in China [J]. Applied Energy,2016,174(7):1-14.

[29] 国家发展和改革委员会应对气候变化司. 2015 年中国区域电网基准线排放因子[EB/OL]. (2016-06-06)[2017-03-31]. http://www.tanpaifang.com/download/China%20's%20regional%20power%20grid%20baseline%20emissions%20factor%202015.pdf.

[30] 董安有,李欢欢,陈致宏,等. 排放约束下多类型发电资源联合调度优化模型[J]. 华东电力,2013,41(12):2595-2601.
DONG Anyou, LI Huanhuan, CHEN Zhihong, et al. Joint scheduling optimization model for multi-type generation resources under emission constraints [J]. East China Electric Power, 2013, 41(12):2595-2601.

作者简介:

檀勤良

檀勤良(1969—),男,福建福州人,教授,博士,研究方向为能源经济与政策研究、能源环境建模与优化、技术经济评价理论与方法、决策分析与运作管理;

丁毅宏(1995—),男,福建邵武人,硕士研究生,研究方向为低碳能源经济(**E-mail**:dingyh0528@163.com)。

(下转第 188 页 continued on page 188)

[19] 王彬吉. IEC61850-9-1/2 的量化误差对数字电能计量的影响[J]. 电测与仪表,2016,53(4):69-73.
WANG Binji. The quantization error of IEC61850-9-1/2 in digital energy metering[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2016,53(4):69-73.
[20] FATEMI-BEHBAHANI E, FARSHIDI E, ANSARI-ASL K. A new digital background calibration for redundant radix-4 pipelined ADCs by modeling of adaptive filter for linear and nonlinear errors[J]. Measurement, 2016, 83:123-134.
[21] BENNETT W R. Spectra of quantized signals[J]. Bell Labs Technical Journal, 1948, 27(3):446-472.

作者简介:

王学伟

王学伟(1958—),男,黑龙江哈尔滨人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为小波变换信号处理、压缩感知信号处理、电参量与功率电能测量理论、电能质量分析理论(**E-mail**:wangxw@mail.buct.edu.cn);

王艳君(1993—),女,山东聊城人,硕士研究生,主要研究方向为电参量与功率电能测量误差分析(**E-mail**:wangyjbuct@163.com)。

Effect analysis of quantization errors based on stochastic process considering average power

WANG Xuewei[1], WANG Yanjun[1], WANG Lei[2], PENG Xiaojuan[1]
(1. College of Information Science and Technology, Beijing University of Chemical Technology, Beijing 100029, China; 2. National Institute of Metrology, Beijing 100013, China)

Abstract: Aiming at the influence of quantization errors on power measurement error in digital substation energy metering system, the structural models of digital energy metering system and power measurement element are established from the perspective of system analysis, which reveals the error propagation relationship among the internal components of the digital energy metering system in detail. A stochastic process representation of the quantization errors is given and the analysis method based on the stochastic process considering average power is proposed. The mathematical model of power measurement error under the influence of quantization errors is deduced. Furthermore, the mathematical analytic formula of power measurement relative error is derived. By comparing the theoretical extreme value with the Monte Carlo simulation extreme value of power measurement relative error, in which both of them are in the same orders of magnitude and theoretical extreme values are greater than simulation extreme values, it is concluded that the proposed method is valid. Compared with the traditional quantitative error analysis method, the proposed method is universally applicable and can serve as theoretical basis for power measurement error estimation.

Key words: digital energy meter; structural model; quantization error; stochastic process; power measurement error

(上接第 181 页 continued from page 181)

Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode

TAN Qinliang[1,2], DING Yihong[1]
(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China; 2. Research Center for Beijing Energy Development, Beijing 102206, China)

Abstract: Since the environmental problems brought by the development of power industry is becoming increasingly serious, the carbon trading is introduced in the dispatching objective to develop the low-carbon electricity. The ideal energy-saving dispatching model with the minimum energy consumption cost and carbon emission cost as its objective and the contract power energy-saving dispatching model with the minimum coal-fired cost of power generation and carbon emission cost as its objective are built, and the impact of two energy-saving dispatching modes on the thermal power under carbon trading is analyzed to build the collaborative dispatching model of biomass and thermal power as the mode for dealing with the double constraints of carbon trading and energy-saving dispatching. The evaluation index system of dispatching effect is constructed from three aspects, i.e. energy-saving and emission reduction, power generation benefit, and unit operation. Case study shows that the power generation share of the units with high emission and energy consumption is further reduced, the ideal mode has more energy saving and emission reduction and generating benefit but worse operation stability of the units compared with the contract power mode, the coping mode is better than the other two modes in the three aspects, and its rationality is verified by analyzing the influence of carbon trading on the collaborative dispatching.

Key words: energy-saving generation dispatching; emission permit trade of carbon; optimal model; collaborative dispatching; thermal power