

风电接入下核电参与电力系统调峰的协调优化模型

胡弘, 韦化, 李昭昱

(广西大学 广西电力系统最优化与节能技术重点实验室, 广西 南宁 530004)

摘要:提出了一种风电接入下核电参与电力系统调峰的风-核-火多源协调优化模型,缓解了风电消纳的难题,提升了电力系统优化运行的经济性。在保证安全裕度的前提下,该模型将核电线性功率升降速率按3个档位进行离散化,减少了变量数,仅用4个0-1变量与1个整数变量实现了调峰时三档速度、两档深度、低功率时段的自由选择,相较于已有的核电调峰模型,其灵活性更高且变量更少。同时,采用改进极限场景法,即利用1个确定的风电预测场景和2个极限场景表示置信区间内风电的不确定性,简化了其复杂度且优化了备用容量。计算结果表明,所提模型按实际情况选择最经济的负荷跟踪方案,系统发电总成本相较于核电带基荷运行的情况减少了22%,相较于核电按固定调峰模型运行的情况减少了12%,并全额消纳了采用这2种模型时所不能消纳的风电出力,从而有效削峰填谷,缓解了电网的调峰压力。

关键词:核电机组;风电消纳;调峰;协调优化;运行成本

中图分类号:TM 614; TM 623

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202005015

0 引言

近年来,风电大规模并网使得电网调峰形势愈发严峻^[1-2]。同时,核电在电网中的比重日益增长,已成为继火电、水电后的第三大发电能源^[3-6]。我国核电机组堆型以压水堆为主,有良好的调峰性能,但目前除特殊天气或节假日外均带基荷运行^[7-8]。在保证安全性的前提下,研究核电以灵活的运行方式精确地参与调峰对于解决风电接入下电力系统的峰谷差问题和研究核电参与系统优化运行意义重大。

目前,对于核电并网后的优化运行以及核电参与调峰方面的研究较少^[9]。文献[10]考虑核电按“12-3-6-3”的负荷跟踪模式运行对机组组合和系统经济性的影响,但其将核电燃料成本利用容量等值原理换算成标准煤耗成本,导致核电成本的偏差较大。文献[11]考虑“15-1-7-1”负荷跟踪模式,且从厂用电率升高和燃料浪费2个方面计算核电调峰成本,但调峰的灵活性不足,优化计算效果不佳。文献[12]用调峰序列依次调用调峰容量,先判断核电是否需要参与调峰,再考虑调峰方案,但其采用的调峰方式仍较单一,且经过两阶段的决策无法保证整体最优。文献[13]考虑核电调峰的燃料成本和安全成本,并用14个运行标志实现三档速度和三档深度以及调峰时段的自由选择,所提模型大幅提高了核电调峰运行的灵活性,但运行标志数较多,模型复杂。

实践表明,核电按 $P_N \sim 50\% P_N$ (P_N 为额定功率)耗时1 h / 2 h / 3 h的三档速度、50% P_N 与25% P_N

的两档深度进行最优组合的负荷跟踪方式能充分保证机组的调峰安全性。基于此,本文用4个0-1变量与1个整数变量搭建一种新的灵活模型,以系统的发电成本最小为目标函数,改变传统核电调峰的固定模式,增加其灵活性,使其负荷跟踪不依赖于抽水蓄能电站且更适应风电等新能源大量接入下的电力系统。同时,考虑到核电成本中投资成本大而燃料费用和日常运行维修费用小这一特点,改变从运行成本出发考虑核电成本的传统方式,采用核电度电成本从整体上综合考虑核电的运营年限、年折现率、投资成本、运维成本、燃料成本、碳处理成本、排放成本,使目标函数中对核电成本的考虑更合理全面^[14]。

1 风-火-核联合运行优化调度的目标函数

考虑火电、风电、核电的多源联合运行优化调度模型,以火电的运行、启停、深度调峰、备用容量成本以及核电的综合成本之和最小为目标函数:

$$F = \min \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (f_{i,t} + S_{i,t}^s + C_{i,t}^p + C_{i,t,s}^r) + L_s^N \quad (1)$$

其中, F 为运行总费用; s 为对应的风电出力的2种极限场景,其取值为1或2,极限场景1中单时段出力取出力范围上限且双时段出力取下限,极限场景2中单时段出力取出力范围下限且双时段出力取上限; I 为火电机组总数; T 为调度周期的时段总数; $f_{i,t}$ 、 $S_{i,t}^s$ 、 $C_{i,t}^p$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的运行、启停、深度调峰成本; $C_{i,t,s}^r$ 为场景 s 下火电机组 i 在时段 t 提供的备用容量成本; L_s^N 为场景 s 下核电机组的综合成本。

1.1 火电机组成本

火电机组的运行成本如式(2)所示。

$$f_{i,t} = a_i P_{i,t}^2 + b_i P_{i,t} + c_i \quad (2)$$

其中, a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的运行费用参数; $P_{i,t}$ 为

收稿日期:2019-06-24;修回日期:2020-03-15

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51667003)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51667003)

组 i 在时段 t 的有功功率。

火电机组的启停成本如式(3)所示。

$$S_{i,t}^s = \alpha_{i,t} S_{i,on} + \beta_{i,t} S_{i,off} \quad (3)$$

其中, $\alpha_{i,t}, \beta_{i,t}$ 为 0-1 变量, $\alpha_{i,t} = 1$ 时表示机组 i 在时段 t 的起点启动, $\alpha_{i,t} = 0$ 则表示未启动, $\beta_{i,t} = 1$ 时表示机组 i 在时段 t 的起点停机, $\beta_{i,t} = 0$ 则表示未停机; $S_{i,on}$ 为机组 i 启动 1 次的成本; $S_{i,off}$ 为机组 i 停机 1 次的成本。

火电机组的深度调峰成本如式(4)所示。

$$C_{i,t}^D = u_{i,t} S_{i,2} + v_{i,t} S_{i,3} \quad (4)$$

其中, $u_{i,t}$ 和 $v_{i,t}$ 为 0-1 变量, 其表示机组 i 在时段 t 的运行情况, $u_{i,t} = 1$ 时表示运行在额定功率的 45%~60%, $u_{i,t} = 0$ 时表示未运行在此范围内, $v_{i,t} = 1$ 时表示运行在额定功率的 30%~45%, $v_{i,t} = 0$ 时表示未运行在此范围内; $S_{i,2}$ 为机组 i 运行在额定功率的 45%~60% 带来的附加成本, 主要包括投油成本与机组寿命损耗成本; $S_{i,3}$ 为机组 i 运行在额定功率的 30%~45% 带来的附加成本, 主要包括投油成本、机组寿命损耗成本、环保成本。

火电机组的备用容量成本如式(5)所示。

$$C_{i,t,s}^R = a_i R_{i,t,s}^2 + b_i R_{i,t,s} + c_i \quad (5)$$

其中, $R_{i,t,s}$ 为场景 s 下机组 i 在时段 t 内提供的备用容量。此处的备用容量为风电接入后, 为了应对风电出力的 2 种极限场景而产生的备用容量需求。

1.2 核电机组综合成本

核电机组的综合成本如式(6)所示。

$$L_s^N = 0.85 P_n^N L^{\text{LCOE}}(\mu) \quad (6)$$

其中, μ 为调度周期内的负荷率; $L^{\text{LCOE}}(\mu)$ 为 μ 对应的核电度电成本(见式(7)), 为方便计算, 在计及核电日发电量时取负荷率为国际平均水平的 85%; P_n^N 为核电机组 n 的额定功率。

$$L^{\text{LCOE}} = \frac{\sum_t (L_t^{\text{inv}} + L_t^{\text{om}} + L_t^{\text{fuel}} + L_t^{\text{car}} + L_t^{\text{dec}}) / (1+r)^t}{\sum_t L_t^{\text{electricity}} / (1+r)^t} \quad (7)$$

其中, t 为系统运营年限; r 为年折现率; L_t^{inv} 为第 t 年投资成本; L_t^{om} 为第 t 年运维成本; L_t^{fuel} 为第 t 年燃料成本; L_t^{car} 为第 t 年碳处理成本; L_t^{dec} 为第 t 年排放成本, 针对核电厂主要是废水排放处理成本; $L_t^{\text{electricity}}$ 为第 t 年发电量^[15-16]。由于核电调峰对燃料组件、控制组件及其他辅助设备影响很小且无法准确量化, 同时影响程度不会降低核电发电的可靠性, 故本文默认其影响体现在运维成本和排放成本中, 对此不加以单独考虑。值得注意的是, 因核电机组的寿命主要由压力容器的寿命决定, 若降功率运行, 压力容器受到的中子照射水平降低, 使得机组寿命有延长的可能, 但出于安全的考虑, 认为单台核电机组的 longest 运营年限是固定的, 故式(7)中的系统运营年限 t 可认为是一个由机组类型决定的常量。

不同的负荷率之间存在如式(8)所示的关系。

$$L^{\text{LCOE}}(\mu_{\text{ave}}) = L^{\text{LCOE}}(\mu) \left[\left(1 - \frac{\mu}{\mu_{\text{ave}}} \right) \frac{L^{\text{LCOE}}(\mu)_{\text{Fuel+Car}}}{L^{\text{LCOE}}(\mu)} + \frac{\mu}{\mu_{\text{ave}}} \right] \quad (8)$$

其中, μ_{ave} 为平均负荷率, 通常按国际标准取为 85%; $L^{\text{LCOE}}(\mu)_{\text{Fuel+Car}}$ 为负荷率是 μ 时度电成本中燃料成本与碳处理成本之和。实际负荷率对应的每项成本的占比由实际数据经过统计处理得到, 可参考文献[17-18], 得到式(9)。

$$L^{\text{LCOE}}(\mu) = \frac{L^{\text{LCOE}}(85\%)}{\frac{L^{\text{LCOE}}(\mu)_{\text{Fuel+Car}}}{L^{\text{LCOE}}(\mu)} + \left(1 - \frac{L^{\text{LCOE}}(\mu)_{\text{Fuel+Car}}}{L^{\text{LCOE}}(\mu)} \right) \frac{\mu}{85\%}} \quad (9)$$

由于本文模型中含有 0-1 变量, 若再加入非线性方程则会造成求解困难, 故将式(9)进行分段线性化处理, 线性化过程见附录 A 式(A1), 线性化的效果见附录 B 图 B1。因核电调峰深度不能超过 70%, 故图 B1 中的负荷率从 0.3 开始考虑。

2 风-火-核联合运行优化调度的约束条件

2.1 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^I P_{i,t,s} + \sum_{n=1}^N P_{n,t,s}^N + P_{t,s}^W = P_{t,s}^D \quad (10)$$

其中, $P_{i,t,s}$ 为极限场景 s 下火电机组 i 在时段 t 的出力; $P_{n,t,s}^N$ 为极限场景 s 下核电机组 n 在时段 t 的出力; $P_{t,s}^W$ 为风电出力; $P_{t,s}^D$ 为负荷功率; N 为核电机组数。

2.2 火电机组出力约束

(1) 机组出力上下界约束。

$$\underline{P}_{i,t} d_{i,t} \leq P_{i,t,s} \leq \bar{P}_{i,t} d_{i,t} \quad (11)$$

其中, $d_{i,t}$ 为 0-1 变量, 取值为 1 时表示机组处在运行状态, 取值为 0 时表示机组处在停运状态; $\underline{P}_{i,t}, \bar{P}_{i,t}$ 分别为火电机组 i 在时段 t 的出力下限和上限。

(2) 机组爬坡约束。

$$-P_{i,\text{down}} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,\text{up}} \quad (12)$$

其中, $P_{i,\text{up}}, P_{i,\text{down}}$ 分别为机组 i 的爬坡、滑坡速率。

(3) 最小启停时间约束。

$$\begin{cases} (d_{i,t-1} - d_{i,t})(T_{\text{on},i,t} - \underline{T}_{\text{on},i}) \geq 0 \\ (d_{i,t} - d_{i,t-1})(T_{\text{off},i,t} - \underline{T}_{\text{off},i}) \geq 0 \end{cases} \quad (13)$$

其中, $\underline{T}_{\text{on},i}$ 和 $\underline{T}_{\text{off},i}$ 分别为机组 i 最小开机时间和最小停机时间。

2.3 风电的随机性处理及出力约束

风电具有随机性、波动性和不可控性, 不能作为出力可知甚至可控的电源加以考虑, 为全额消纳风电出力, 可用极限场景法进行建模, 得到 2 种极限情况, 使之在置信区间内不仅表示系统提供备用容量大小的极限也表示系统爬坡能力的极限。约束包括:

$$-P_{i,l,t} \leq R_{i,t,s,l} \leq \bar{P}_{i,l} - P_{i,l,t} \quad (14)$$

$$R_{i,t,s} = \sum_{l=1}^L R_{i,t,s,l} \quad (15)$$

$$-R_i^- \leq R_{i,t,s} \leq R_i^+ \quad (16)$$

$$P_{i,t,s} = P_{i,t} + R_{i,t,s} \quad (17)$$

$$C_{i,t,s}^R = \sum_{l=1}^L R_{i,t,s,l} F_{i,l} \quad (18)$$

其中, $R_{i,t,s,l}$ 为极限场景 s 下机组 i 在时段 t 分段 l 的备用出力; $R_{i,t,s}$ 为总备用出力, 其运行限制由式(16)表示; $P_{i,t,s}$ 为预测风电场景下的出力与极限场景下的备用出力之和, 表示场景 s 下机组 i 在时段 t 的实际出力; R_i^- 、 R_i^+ 分别为机组 i 的最大下降和上升备用出力^[19]; $F_{i,l}$ 为备用容量价格系数; L 为分段数。式(14)是为了限制各线性分段备用出力的上下调节范围, 即上调不超过本分段可发剩余容量, 下调不低于本分段已发电容量; 式(18)为分段线性备用出力费用。

2.4 核电机组调峰性能及出力约束

核电机组具有良好的日负荷跟踪性能, 每次调峰的低功率可保持在 50%、70% 额定功率平台上长时间运行^[20], 同时核电机组的升降功率通常可在 1~3 h 内完成, 常采用的日负荷跟踪模式如“12-3-6-3”, 其升降功率在 3 h 内完成; “15-1-7-1”模式, 其升降功率在 1 h 内完成; “16-8”模式, 其升降功率在 40 min 内完成。本文将一天分为 24 个时段, 功率调节速度分为 1 h / 2 h / 3 h 档, 分别对应 1、2、3 h 内完成调速。本文模型可实现在 2 个低功率和 3 个调峰档位间的自由选择, 约束如下。

(1) 机组出力上下界约束。

$$0 \leq P_{n,t,s}^N \leq P_n^N \quad (19)$$

$$P_{n,t,s}^N \geq 50\% P_n^N + (70\% - 50\%) \frac{P_n^N}{3} \left(3 - \sum_{w=1}^3 D_{n,w,t,s}^L \right) \quad (20)$$

其中, $D_{n,w,t,s}^L$ 为场景 s 下核电机组 n 在时段 t 档位 w 采用的低功率指示, 当 $D_{n,w,t,s}^L = 1$ 时表示低功率为 50% P_n^N , 当 $D_{n,w,t,s}^L = 0$ 时表示低功率为 70% P_n^N 。

(2) 机组的调峰形状约束。

$$P_{n+1,t,s}^N - P_{n,t,s}^N = (70\% - 50\%) P_n^N \frac{K_{n,w,t,s}}{w} \sum_{w=1}^3 D_{n,w,t,s}^L \quad (21)$$

$$K_{n,w,t,s} = D_{n,w,t,s}^{\text{up}} - D_{n,w,t,s}^{\text{down}}, \quad D_{n,w,t,s}^{\text{up}} + D_{n,w,t,s}^{\text{down}} \leq 1 \quad (22)$$

$$D_{n,w,t,s}^{\text{up}} + D_{n,w,t+w,s}^{\text{up}} \leq 1, \quad D_{n,w,t,s}^{\text{down}} + D_{n,w,t+w,s}^{\text{down}} \leq 1 \quad (23)$$

$$D_{n,w,j,s}^{\text{up}} - (D_{n,w,t,s}^{\text{up}} + D_{n,w,t+w,s}^{\text{up}}) \leq 0 \quad (24)$$

$$D_{n,w,j,s}^{\text{down}} - (D_{n,w,t,s}^{\text{down}} + D_{n,w,t+w,s}^{\text{down}}) \leq 0 \quad (25)$$

$$\sum_{w=1}^3 D_{n,w,t,s}^H \leq 1 \quad (26)$$

其中, $j = t+1, t+2, \dots, t+w-1$; $D_{n,w,t,s}^{\text{up}}$ 为场景 s 下核电机组 n 在时段 t 采用第 w 档的升功率指示, 当 $D_{n,w,t,s}^{\text{up}} = 1$ 时表示在时段 t 的起始端按第 w 档速率由低功率升为满功率; $D_{n,w,t,s}^{\text{down}}$ 为降功率指示, 当 $D_{n,w,t,s}^{\text{down}} = 1$ 时表示在时段 t 的起始端按第 w 档速率由满功率降为低功率; $D_{n,w,t,s}^H$ 为满功率标志, 当 $D_{n,w,t,s}^H = 1$ 时表示核电机组 n 在时段 t 第 w 档为满功率运行, 当 $D_{n,w,t,s}^H = 0$

时表示运行在其他工况; $K_{n,w,t,s}$ 为斜率离散化指示, 其取值为 -1、0 或 1, 取值为 -1 时对应功率下降过程, 取值为 0 时对应功率不变, 取值为 1 时对应功率上升过程, 斜率指示可保证升 / 降功率过程速度一致。

由于式(21)为非线性的, 故对其进行线性化处理, 具体的线性化公式见附录 A 式(A2)~(A4)。

(3) 最短满功率 / 低功率运行时间约束。

$$\max \{ D_{n,w,j,s}^{\text{up}} \} + D_{n,w,t,s}^{\text{down}} \leq 1 \quad (27)$$

$$j = t-1, t-2, \dots, t-T_{\max} + 1 - w$$

$$\max \{ D_{n,w,j,s}^{\text{down}} \} + D_{n,w,t,s}^{\text{up}} \leq 1 \quad (28)$$

$$j = t-1, t-2, \dots, t-T_{\min} + 1 - w$$

其中, T_{\max} 为最短满功率运行小时数; T_{\min} 为最短低功率运行小时数。

(4) 日负荷跟踪次数约束。

$$\sum_{t=1}^T D_{n,w,t,s}^{\text{up}} \leq w \quad (29)$$

本文考虑日周期内, 核电调峰次数上限为 1 次。

核电灵活模型采用离散化运行标志对核电机组出力约束进行量化表述, 该表述方法适用于三档调速、两档深度、调峰时段的任意组合, 且随着调速档位的增加, 变量数无需增加, 运行标志如表 1 所示。

表 1 核电机组运行标志

变量	取值范围	标志
D^L	0, 1	低功率水平
K	-1, 0, 1	功率变化阶段
D^{up}	0, 1	升功率开始标志
D^{down}	0, 1	降功率开始标志
D^H	0, 1	满功率标志

3 算例分析

3.1 算例描述

本文模型在充分考虑核电调峰的安全约束、风电出力的全消纳、火电机组开停机及深度调峰的基础上, 以经济性为目标, 实现系统总发电成本最小。

为验证模型的有效性, 算例系统包含 22 台火电机组 $G_1 \sim G_{22}$, 总装机容量为 6870 MW, 2 台核电机组 N_1 、 N_2 , 总装机容量为 1900 MW, 火电与核电的具体参数来源于文献[13], 详见附录 C 表 C1 和表 C2, 因本文考虑了火电的深度调峰, 故机组出力下限更低。实际日负荷数据见附录 C 表 C3。同时, 风电出力特点大致分为 2 类, 一类表现为风电顺调峰(风功率曲线与负荷曲线变化趋势基本相同), 与冬夏季情况大致相符; 另一类表现为风电逆调峰(风功率曲线与负荷曲线变化趋势基本相反), 与春秋季节情况大致相符。风电预测出力见附录 C 表 C4 和表 C5, 风电出力及日负荷曲线见图 1 和图 2。为使算例具有代表性, 各项参数均在实际参数的基础上适应该系统略微等比修改, 并控制算例中的核、火电比例与实际电力系

统相近,风电渗透率处于较高水平。

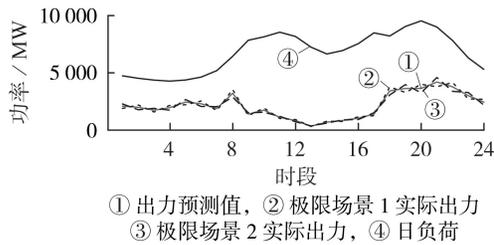


图1 春秋季节风电出力及日负荷

Fig.1 Wind power and daily load in spring and autumn

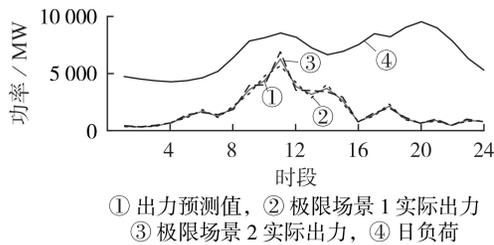


图2 冬夏季风电出力及日负荷

Fig.2 Wind power and daily load in summer and winter

图1和图2直观反映了风电的出力情况及其在日负荷中的占比,可见风电出力误差符合正态分布,置信度为90%,均值及标准差取对应时段的预测出力。本文模型分别计算了2种极限场景下的经济调度,成本取平均值,各机组的最终出力由2种极限场景下得到的运行方案最保守的部分组合而成。

由图1和图2可知,本文算例中风电出力波动性较大,对于预测场景而言,冬夏季最大出力差为5940 MW,风电出力占同时段负荷比例的最大差值为68%。同时,风电在日负荷中的占比较大,在冬夏季占比约为23.7%,在春秋季节占比约为33.2%。冬夏季日周期内占比超过30%的有8个时段,在20%~30%内的有5个时段,其中最大占比高达71.1%;春秋季节日周期内占比超过30%的有15个时段,其中最大占比高达55.9%。针对较大比例的强波动性风电接入,需考虑核电调峰以实现较高比例的风电出力全消纳、电力电量平衡以及系统经济调度。

3.2 计算结果分析

3.2.1 协调模型优化调度结果

为展示协调模型优化调度结果,设置以下3种调度模型:模型1,核电均带基荷运行,火电可深度调峰,允许弃风;模型2,核电按时段8—13以50% P_N 运行的“12-3-6-3”固定调峰模式运行,火电可深度调峰,允许弃风;模型3,本文所提协调模型。

表2展示了3种模型下的启停次数及弃风电量。由于风电具有波动性和随机性,在风-核-火系统中,当风电以较大比例接入时,若核电带基荷或采用固定调峰模式运行,则大概率需通过火电启停或弃风的形式来满足功率平衡^[21]。采用协同模型通过火

电和核电降功率的灵活配合便可增强系统对风电的消纳能力和降低火电的调峰压力,从而避免了不必要的弃风和火电机组启停。由表2可见,基于模型3求解得到的启停次数明显少于其他2种,原因是模型1为满足功率平衡导致严重弃风,在春秋季节风电出力呈逆调峰特性时,为满足功率平衡和保证系统经济性,弃风需求进一步增加,此时模型2也需弃风。此外,针对模型3,图3展示了机组的出力情况。由图3可知,核电在负荷低谷、风电出力较大时段降功率运行,2台核电机组的降功率方案不一致,且随着风电出力季节特性的不同调峰时段也不一致,最优解正是由核、火电机组的灵活配合求解得到的。

表2 3种不同模型下的优化结果

Table 2 Optimization results under different models

季节	弃风电量/(MW·h)			火电机组启停次数		
	模型1	模型2	模型3	模型1	模型2	模型3
春秋季	143.9	143.9	0	28	32	20
冬夏季	201.7	0	0	21	15	12

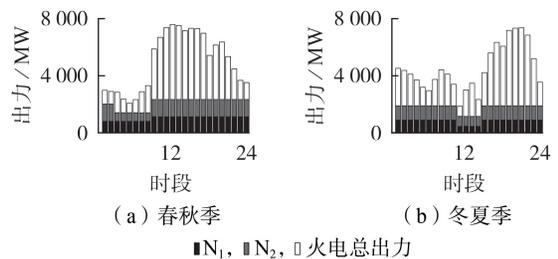


图3 核、火电各机组出力

Fig.3 Output of nuclear power and thermal power units

3.2.2 协调模型对电网调峰压力的影响

将核电机组等效为负的负荷加入实际日负荷得到等效日负荷,用上文的3种模型进行分析,得到等效日负荷如图4所示,等效负荷谷峰差如表3所示。

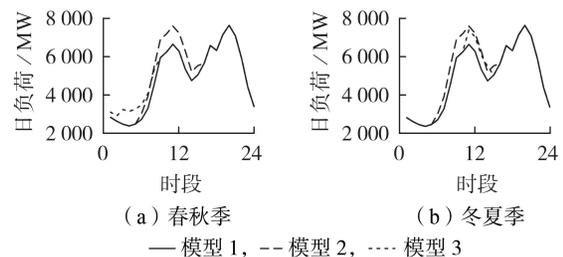


图4 等效日负荷

Fig.4 Equivalent daily load

表3 等效日负荷峰谷差

Table 3 Peak valley difference of equivalent daily load

季节	等效日负荷峰谷差/MW		
	模型1	模型2	模型3
春秋季	5260	5260	4740
冬夏季	5260	5260	5260

结合图 4 和表 3 可知,模型 3 在春秋季节的等效日负荷波动程度和峰谷差最小,且在模型 1、2 需弃风时模型 3 可满足风电全消纳;3 种模型在冬夏季的等效负荷峰谷差一致,但模型 3 下的波动程度最小,在时段 11—16 最明显。故本文所提协调模型减小了等效负荷的波动程度和峰谷差,缓解了电网的调峰压力并在一定程度上提高了系统对风电的消纳能力。

3.2.3 协调模型对电网经济性的影响

为进一步讨论协调模型对电网经济性的影响,本文增加以下 3 种模型,且认为实现风电全消纳才能保证系统经济性,故一旦发生弃风,则视为经济性差,不继续讨论其各项成本。模型 4,核电变档位调峰(核电调峰深度为 50%,档位可在 1 h / 2 h / 3 h 中自由选择,调峰起始时间可自由选择),火电可深度调峰,允许弃风;模型 5,核电变深度调峰(核电调峰档位为 3 h,调峰深度可在 30%、50% 中自由选择,调峰起始时间可自由选择),火电可深度调峰,允许弃风;模型 6,核电变时段调峰(核电调峰档位为 3 h,核电调峰深度为 50%,调峰起始时间可自由选择),火电可深度调峰,允许弃风。上述 6 种模型优化结果中的经济性指标见表 4,表中 q 表示结果需弃风。

由表 4 归纳得出,6 种模型中模型 1 无法保证风电的完全消纳,冬夏季模型 3、4、5、6、2 的总成本、核电成本、火电成本依次递增,核电负荷因子依次递减,从系统经济性上而言模型 3 最优,在保证系统经济性的前提下,考虑核电厂本身的经济性,模型 3 仍是最优。究其原因如下:模型 3 的火电、启停及备用成本明显小于其他模型,因在负荷低谷时段,模型 3 能更灵活地选择调峰运行方式,从而使核电出力与负荷曲线更为接近,减小了电网的调峰压力,更多的火电机组只需降负荷无需启停即可满足电网调峰要求。模型 3 的核电负荷因子最高,核电成本最低,这是由于核电燃料成本和投资成本可认为不随负荷因子而改变,且负荷因子越高,运维成本越低,废水排放越少,其碳处理、排放成本越低,从而降低了核电的度电成本^[22]。附录 B 图 B2 展示了各模型的发电成本。图 5 给出了春秋季节各模型优化后的弃风电量。可见春秋季节模型 1、2、5、6 均需弃风,模型 3、4 仍可实现风电的全消纳,因为模型 3 的灵活性强,核电

可选择系统对风电消纳能力最差的时段进行降负荷运行,从而最大程度地避免弃风。虽然模型 4 也能实现不弃风,但其总成本、火电成本、核电成本均较高,这是由于模型 4 无法选择核电调峰深度,尽管保证了风电的消纳,却也让核电的低运行功率不必要地降至额定功率的一半,这进一步证明了模型 3 在风电消纳和经济性上的优越性。

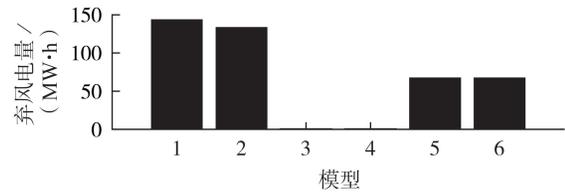


图 5 春秋季节各模型弃风电量

Fig.5 Abandoned wind power of different models in spring and autumn

图 6 为冬夏季由无需弃风的模型 2—6 求解得到的核电总出力与日负荷曲线。可见模型 6 与模型 2 相比,低功率时段发生了变化,更接近于系统负荷低谷处;模型 5 与模型 6 类似,但调峰深度较小,使负荷因子增大,经济性提高;模型 4 的运行曲线非典型形状,这是由于 2 台核电机组的降功率方案差别较

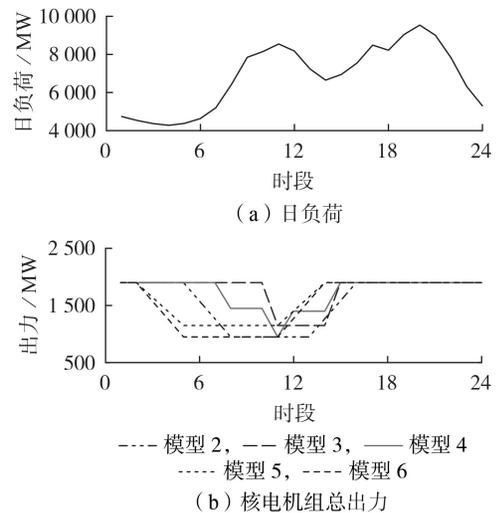


图 6 冬夏季日负荷与核电机组出力

Fig.6 Daily load and output of nuclear power units in summer and winter

表 4 6 种模型的经济性指标对比

Table 4 Comparison of economic indexes among six models

指标	冬夏季						春秋季					
	模型 1	模型 2	模型 3	模型 4	模型 5	模型 6	模型 1	模型 2	模型 3	模型 4	模型 5	模型 6
核电负荷因子 / %	q	83.3	93.4	91.7	87.2	86.7	q	q	88.7	87.7	q	q
总成本 / 万元	q	1618.0	1493.2	1503.2	1547.9	1549.4	q	q	1338.4	1362.4	q	q
核电成本 / 万元	q	254.5	227.8	228.5	233.5	239.1	q	q	234.2	241.2	q	q
火电成本 / 万元	q	991.6	933.9	934.5	946.0	948.6	q	q	826.7	859.7	q	q
备用成本 / 万元	q	197.3	182.4	189.1	196.6	196.1	q	q	161.0	146.7	q	q
启停成本 / 万元	q	166.5	141.7	143.7	161.9	156.8	q	q	108.0	108.0	q	q
深度调峰成本 / 万元	q	8.1	7.4	7.4	9.9	8.8	q	q	8.5	6.8	q	q

大,这也是核电调峰模型灵活性升高的体现,此模型使低功率运行时段接近于2个负荷高峰之间的低谷处,减少了此时段内火电机组启停次数且进一步提高了核电的负荷因子;模型3与其他模型相比,其核电总出力在低功率运行时段与系统2个负荷高峰之间的低谷时段近似度最高,能最大限度地减少此时段火电机组启停,且核电负荷因子最高,保障了核电参与调峰运行的经济性最优。

图7为不同模型下2台核电机组各自的出力。由同一模型下2台核电机组的出力不同可知,随着核电参与调峰灵活性的升高,通过不同机组采用不同调峰方案可进一步使核电出力曲线向日负荷曲线靠近,扩大其经济性优势。

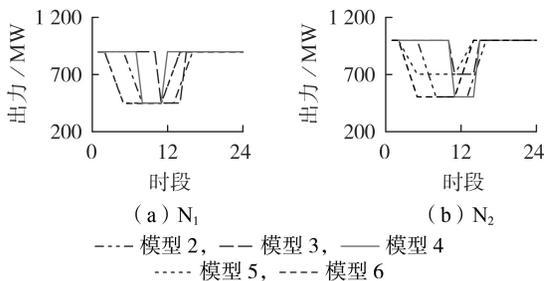


图7 冬夏季核电机组出力

Fig.7 Output of nuclear power units in summer and winter

4 结论

针对高比例风电接入、电力系统调峰压力变大的趋势,本文构建了一种满足核电机组调峰安全裕度要求的考虑无抽水蓄能电站的核电参与电力系统调峰运行的风-核-火多源协调优化模型,并以总成本最小为目标函数,以核电的度电成本为依据计算核电发电成本,建立了计及旋转备用的风-核-火协调调度的优化模型,通过算例分析得到以下结论。

(1)本文模型灵活性强,通过单台机组独立自由选择调峰深度和调峰档位,使核电厂总出力以更加精确的方式参与系统的优化运行。

(2)本文模型因灵活性强,可自由选择在风电出力过大而负荷需求不足时使核电降功率运行,实现风电较高比例接入时的最大消纳;本文模型也能使核电降功率运行时段及升/降功率速率贴合日负荷曲线,从而达到削峰填谷的效果。

(3)本文模型通过核电升/降功率速率和时段的自由选择,可降低火电机组的启停次数,最大限度地减少弃风;通过调峰深度的自由选择,能最大限度地提高核电发电的负荷因子,使系统经济性更加优越。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 张宁,周天睿,段长刚,等. 大规模风电场接入对电力系统调峰

的影响[J]. 电网技术,2010,34(1):152-158.

ZHANG Ning,ZHOU Tianrui,DUAN Changgang,et al. Impact of large-scale wind farm connecting with power grid on peak load regulation demand[J]. Power System Technology,2010,34(1):152-158.

[2] 邹金. 大规模风电并网下的抽水蓄能电站运行及控制研究[D]. 武汉:武汉大学,2017.

ZOU Jin. On the operation and control of pumped storage power plants in power systems with large-scale wind power generation[D]. Wuhan:Wuhan University,2017.

[3] 赵成昆. 中国核电发展现状与展望[J]. 核动力工程,2018,39(5):5-7.

ZHAO Chengkun. Development status and outlook for nuclear power in China[J]. Nuclear Power Engineering,2018,39(5):5-7.

[4] 宋翔宇. 世界核电发展现状[J]. 中国核电,2017,10(3):439-443.

SONG Xiangyu. World nuclear power status[J]. China Nuclear Power,2017,10(3):439-443.

[5] 吴萍,杨艳晨,陈昊,等. 第三代核电堆型AP1000运行特点及堆芯仿真研究[J]. 电网技术,2014,38(5):1196-1202.

WU Ping,YANG Yanchen,CHEN Hao,et al. Research on operation characteristics and core simulation of the third generation nuclear power reactor AP1000[J]. Power System Technology,2014,38(5):1196-1202.

[6] 叶奇蓁. 后福岛时期我国核电的发展[J]. 中国电机工程学报,2012,32(1):1-8.

YE Qizhen. China nuclear power development after Fukushima nuclear power plant accident[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(1):1-8.

[7] 熊莉,刘涤尘,赵洁,等. 大型核电站的建模及接入电网的相互影响[J]. 电力自动化设备,2011,31(5):10-14.

XIONG Li,LIU Dichen,ZHAO Jie,et al. Large nuclear power plant modeling and grid-connection influence[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(5):10-14.

[8] 张学成,胡学浩,周修铭,等. 具有核电模型的中期动态模拟程序开发及大型核电站与电力系统相互影响的研究[J]. 电网技术,1995,19(2):5-10.

ZHANG Xuecheng,HU Xuehao,ZHOU Xiuming,et al. Development of midterm dynamic simulation program include nuclear power plant model and study of interaction between large nuclear power plant and power systems[J]. Power System Technology,1995,19(2):5-10.

[9] 侯文庭,韦化. 考虑核电可调度性的风-光-核-水-火多源协调短期优化调度[J]. 电工技术学报,2018,33(12):2873-2882.

HOU Wenting,WEI Hua. A multi-source coordinated short-term dispatch model considering the dispatchability of nuclear power plants[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(12):2873-2882.

[10] XU Y,WANG Z,SUN W,et al. Unit commitment model considering nuclear power plant load following[C]//2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. Beijing,China:[s.n.],2011:1828-1832.

[11] 马晓东. 核电参与电网调峰的运行策略研究[D]. 沈阳:沈阳工业大学,2015.

MA Xiaodong. The strategy study on nuclear power plant participating in peak load regulation of power grid[D]. Shenyang:Shenyang University of Technology,2015.

[12] 赵洁,刘涤尘,杨楠,等. 核电机组参与电网调峰的运行方式及效益分析[J]. 电网技术,2012,36(12):250-255.

ZHAO Jie,LIU Dichen,YANG Nan,et al. Operation mode and benefit of nuclear power plant participating in peak load regulation of power system[J]. Power System Technology,2012,36(12):250-255.

[13] 王骏,赵洁,刘涤尘,等. 考虑核电参与的调峰优化运行模型

- [J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1665-1674,1903.
WANG Jun,ZHAO Jie,LIU Dichen,et al. Optimal scheduling model of peak load regulation considering participation of nuclear power plant[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(6):1665-1674,1903.
- [14] 丁震行,龙三强. 电力市场中核电适应的交易方式与竞价方式探讨[J]. 核科学与工程,2006,26(1):9-14.
DING Zhenhang, LONG Sanqiang. Suitability analysis of nuclear power to trading and bidding mechanism in competitive electric market[J]. Chinese Journal of Nuclear Science and Engineering,2006,26(1):9-14.
- [15] CHAO M H, SHUN J C, SUN P Y, et al. Capacity optimization for an SAMS considering LCOE and reliability objectives[J]. IET Renewable Power Generation,2018,12(7):787-796.
- [16] DZIEŹA J A. Stochastic LCOE in portfolio selection of electricity generation[C]//2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). Milan,Italy:IEEE,2017:1-5.
- [17] ZHANG Tao,LI Hening,LI Jiajue,et al. Economic benefits of nuclear power plant participating in peak load regulation of power system[C]//2018 International Conference on Smart Grid and Electrical Automation (ICSGEA). Changsha, China: IEEE,2018:20-23.
- [18] GAO W,WANG Y,LIU W,et al. Economic analysis of nuclear power plant's operation modes in power system with high wind integration[C]//2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe). Torino, Italy: IEEE,2017:1-6.
- [19] 汪超群,韦化,吴思缘. 计及风电不确定性的随机安全约束机组组合[J]. 电网技术,2017,41(5):1419-1427.
WANG Chaoqun,WEI Hua,WU Siyuan. Stochastic-security-constraint unit commitment considering uncertainty of wind power [J]. Power System Technology,2017,41(5):1419-1427.
- [20] 王梦,丁剑,吴国吻,等. 考虑核电接入的大电网严重故障下孤网高频问题及协调控制措施[J]. 电力自动化设备,2015,35(12):101-107.
WANG Meng,DING Jian,WU Guoyang,et al. High-frequency problem and corresponding coordinative control of islanded grid with nuclear units in large-scale power grid with serious fault[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(12):101-107.
- [21] 聂永辉,冯浩然,于永利,等. 含风电场的电力系统动态优化潮流[J]. 电力自动化设备,2017,37(2):15-21.
NIE Yonghui,FENG Haoran,YU Yongli,et al. Dynamic optimal power-flow of power system with wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(2):15-21.
- [22] 谢应昭,卢继平. 含风储混合系统的多目标机组组合优化模型及求解[J]. 电力自动化设备,2015,35(3):18-26.
XIE Yingzhao,LU Jiping. Multi-objective unit commitment optimization model including hybrid wind-storage system and its solution[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(3):18-26.

作者简介:



胡 弘

胡 弘(1991—),女,湖北赤壁人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统最优运行与规划(**E-mail**:h17878461686@163.com);

韦 化(1954—),男,广西忻城人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为最优化理论及其在电力系统中的应用(**E-mail**:weihua@gxu.edu.cn);

(编辑 李玮)

Coordinated optimization model considering nuclear power participating in peak load regulation of power system with wind power

HU Hong,WEI Hua,LI Zhaoyu

(Guangxi Key Laboratory of Power System Optimization and Energy Technology,Guangxi University,Nanning 530004,China)

Abstract: A wind-nuclear-thermal multi-source coordinated optimization model that considers the participation of nuclear power in peak load regulation of power system with wind power is proposed. It alleviates the difficulty in accommodating wind power and improves the economy of power system operation. On the premise of satisfying the security margin, the model discretizes the linear up and down rate of nuclear power into three gears, which results in reducing the number of variables. More specifically, only four binary variables and one integer variable are introduced to provide flexible transition among three-speed, two-depth and low-power periods. Compared with existing models, the proposed model exhibits higher flexibility and includes fewer variables. Meanwhile, a modified limit scenario approach, in which the uncertainty of wind power in confidence interval is represented by a wind power forecasting scenario and two limit scenarios, is proposed to reduce the computational complexity and optimize the reserve capacity. Calculative results show that the proposed model provides the most economical load-following scheme, which is adaptive to actual situation. The total cost of system generation is reduced by 22% compared with the base-load scenario and by 12% compared with the fixed-load scenario, at the same time, the system accommodates all wind power output which cannot be fully accommodated in the two comparison scenarios. In addition, the coordinated optimization model enables peak-load shifting and facilitates the peak load regulation of power system.

Key words: nuclear power units; wind power accommodation; peak load regulation; coordinated optimization; operating cost

附录

附录 A

$$L^{\text{LCOE}}(\mu) = \sum_{i=0}^n L^{\text{LCOE}}(\mu_i) L_i^{\text{line}}(\mu)$$

$$\mu_i = \frac{i}{n} \quad (\text{A1})$$

$$L_0^{\text{line}}(\mu) = \begin{cases} \frac{\mu - \mu_1}{\mu_0 - \mu_1} & \mu_0 \leq \mu \leq \mu_1 \\ 0 & \mu_1 \leq \mu \leq \mu_n \end{cases}$$

$$P_{n+1,t,s}^N - P_{n,t,s}^N - 30\% P_n^N \sum_{w=1}^3 \frac{K_{n,w,t,s}}{w} = \sum_{w=1}^3 A_{n,w,t,s} \quad (\text{A2})$$

$$(70\% - 50\%) P_n^N (D_{n,w,t,s}^L - 1 + K_{n,w,t,s}) \leq w A_{n,w,t,s} \leq$$

$$(70\% - 50\%) P_n^N (1 - D_{n,w,t,s}^L + K_{n,w,t,s}) \quad (\text{A3})$$

$$(50\% - 70\%) P_n^N D_{n,w,t,s}^L \leq w A_{n,w,t,s} \leq$$

$$(70\% - 50\%) P_n^N D_{n,w,t,s}^L \quad (\text{A4})$$

$$L_i^{\text{line}}(\mu) = \begin{cases} \frac{\mu - \mu_{i-1}}{\mu_i - \mu_{i-1}} & \mu_{i-1} \leq \mu \leq \mu_i \\ \frac{\mu - \mu_{i+1}}{\mu_i - \mu_{i+1}} & \mu_i \leq \mu \leq \mu_{i+1} \\ 0 & \text{其他} \end{cases}$$

$$L_n^{\text{line}}(\mu) = \begin{cases} \frac{\mu - \mu_{n-1}}{\mu_n - \mu_{n-1}} & \mu_0 \leq \mu \leq \mu_1 \\ 0 & \mu_1 \leq \mu \leq \mu_n \end{cases}$$

附录 B

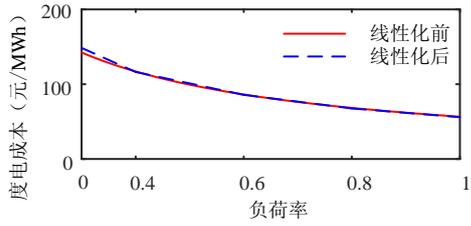


图 B1 L^{LCOE} 线性化效果图

Fig.B1 Linearization effect diagram of L^{LCOE}

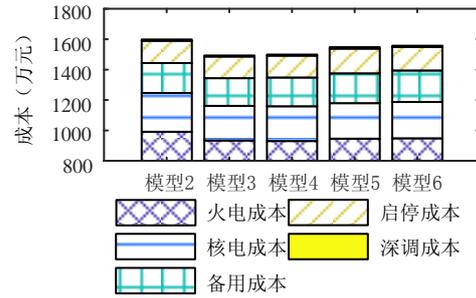


图 B2 冬夏季各机组发电成本

Fig.B2 Cost of units in winter and summer

附录 C

表 C1 火电机组参数

Table C1 Parameters of thermal power units

参数	参数 1	参数 2	参数 3
机组容量/MW	390	210	120
机组数量	14	5	3
出力上限/MW	390	210	120
出力下限/MW	110	60	30
最小停机时间/h	4	3	3
最小开机时间/h	6	4	4
爬坡速率	120	60	30
$a/(\text{元} \cdot \text{h}^{-1})$	7000	4900	4760
$b/(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	113.33	116.2	115.50
$c/(\text{元} \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1})$	0.0035	0.0140	0.0148
启动成本/元	364728	116667	112224
停机成本/元	91182	29167	28056

表 C2 核电机组参数

Table C2 Parameters of nuclear power units

参数	参数 1	参数 2
机组容量/MW	900	1000
机组数量	1	1
出力上限/MW	900	1000
出力下限/MW	270	300
最小低功率持续时间/h	4	4
最小满功率持续时间/h	6	6
爬坡速率/(MW · h ⁻¹)	630	700

表 C3 系统负荷

Table C3 System loads

MW										
时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
负荷	4740	4530	4370	4280	4380	4630	5200	6440	7850	
时段	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
负荷	8150	8550	8180	7240	6650	6950	7550	8490	8220	
时段	19	20	21	22	23	24				
负荷	9050	9540	9000	7820	6310	5300				

表 C4 春秋季风电出力

Table A4 Output of wind farm in spring and autumn

MW												
时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
出力	2100	1995	1750	1960	2450	2310	1890	3220	1400	1750	1120	840
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
出力	350	700	840	1050	1400	3430	3640	3640	4200	3780	3010	2450

表 C5 冬夏季风电出力

Table A5 Output of wind farm in winter and summer

MW												
时段	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
出力	200	140	240	520	1080	1520	1080	1840	3400	4200	6080	3680
时段	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
出力	3000	3520	2480	600	1200	1960	880	480	720	280	720	640