

考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型

高红均¹,刘俊勇¹,魏震波¹,刘友波¹,王 玮²,李 霞¹

(1. 四川大学 电气信息学院,四川 成都 610065;2. 甘肃省电力公司,甘肃 兰州 730050)

摘要: 考虑风电的波动性和随机性,将风电功率的不确定性引入含风电调度模型中,建立基于场景集的日前机组组合和日内经济调度滚动修正两阶段决策模型。应用场景集描述风电功率的不确定性,建立基于场景集的机组组合模型,同时考虑合理弃风和切负荷有利于系统的稳定经济运行,在日内修正模型中引入弃风量以及切负荷量作为松弛变量,提高了模型的收敛性。两阶段模型均包含了储能系统来平抑风电功率的波动。算例结果表明:该模型有效抑制了风电的不确定性影响,提高了调度决策的鲁棒性。

关键词: 场景集; 风电; 不确定性分析; 预测误差; 经济调度; 储能; 决策; 模型

中图分类号: TM 734;TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.01.023

0 引言

大规模风电并网后,风电功率的波动性和不确定性给电力系统的安全稳定运行带来了新的挑战,同时给电网调度方面包括常规机组启停机、爬坡速率、备用容量等产生了较大影响。

针对上述调度问题,国内外学者做了大量研究。文献[1]从建模和求解方法两方面综述了含风电场的电力系统经济调度问题,同时也分析了风电不确定性求解方法,但仅停留在理论层面上,未进行实际分析。文献[2-3]分别考虑了风电波动风险成本和可靠性约束,建立了随机动态经济调度模型,并论证了各自方法的有效性,但未深入挖掘风电的不确定性。文献[4]分别建立了基于点预测、区间预测、场景预测的机组组合综合模型,分析了不同预测信息下的优化结果,得出合理弃风有利于更优的经济运行。文献[5]建立了计及风电预测误差带的调度计划渐进优化模型,用分位点回归技术得到预测区间,从而表征风电的不确定性,并根据最新预测信息对日前调度计划进行调整。另外,国内一些学者在滚动调度方面也有一定的研究[6-7]。

在已有研究的基础上,本文将综合考虑风电的不确定性和弃风、切负荷成本,建立基于场景集的日前机组组合和日内滚动修正两阶段调度决策模型。所做主要工作与特点在于:日前机组组合模型是在具有一定保守度的不确定性场景集上建立的,而日内滚动经济调度则在日前的调度计划基础上,并根据最新的预测信息作出相应调整;同时引入弃风量和切负荷量作为松弛变量,用以提高模型的收敛性;在模型中引

入储能系统对风电功率波动进行抑制[8-11]。最后将通过 10 机算例对所提模型进行验算。

1 基于场景集的日前机组组合模型

1.1 场景集的生成

场景集的思想在含风电的电力系统调度中得到了广泛应用[12-13]。和传统场景的选择不同,本文场景的生成主要考虑风电出力的不确定性波动误差。假设实际第 t 时段的不确定性风电功率出力 P_w 服从基于预测功率 P_t^f 的正态分布。场景集的波动大小取决于误差分位点 α 的取值。 α 的物理意义表示系统能够接纳的风电至少为 α ,或者满足负荷的概率至少为 α 。根据分位点可以得到场景集允许的风电最大误差上、下出力 P_t^u, P_t^l ,其中 $F(P_t^l)=1-\alpha, F(P_t^u)=\alpha$ 。设 $f_t^+=1$ 表示第 t 时段的场景出力达到正的最大波动误差 $P_t^u, f_t^-=1$ 表示第 t 时段的场景出力达到负的最大波动误差 $P_t^l, f_t^-=0$ 和 $f_t^+=0$ 表示第 t 时段波动较小,出力为预测值 P_t^f 。另外,为了使日前机组组合解在较大的风电出力误差下具有较强的鲁棒性,定义一个场景保守度指标 N_B, N_B 表示允许风电出力较大波动的时段数,其中 $0 < N_B < T$ (T 为调度周期总时段数), N_B 越大,表示生成的场景集越保守[14]。因此可以得到相应的不确定性场景集 Ω_s 。

$$\Omega_s = \{p_t \mid p_t = (1-f_t^+)(1-f_t^-)P_t^f + f_t^+P_t^u + f_t^-P_t^l, \\ \text{其中 } f_t^+ + f_t^- \leq 1, \sum_{t=1}^T (f_t^+ + f_t^-) \leq N_B, 1 \leq t \leq T\} \quad (1)$$

不同场景集 Ω_s 就构成了整个调度场景约束集 Ω_s 。本文的场景集应用于日前机组组合中,来决定次日的常规发电机机组状态。

1.2 基于场景集的模型基本原理

由于实际风电功率存在一定误差,就决定了含风电的日前调度计划是一个包含不确定性的优化问题。本文的机组组合模型用场景集刻画风电出力的不确定性,在目标函数中对各场景赋予相应的权重,

收稿日期:2013-01-09;修回日期:2013-12-11

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51207098);国家电网公司科技项目

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51207098) and the Science & Technology Project of State Grid Corporation

从而求得相应优化解,同时也满足相应的场景约束。

一般模型如下:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{s=1}^S \omega_s f(x, \xi_s) \\ \text{s.t.} \quad & g_i(x, \xi_s) \leq 0, \xi_s \in U_s, i=1, 2, \dots, m \end{aligned} \quad (2)$$

其中, s 为场景数; S 为风电场景数; ω_s 为场景 s 下的权重; ξ_s 为场景 s 下的不确定量; U_s 为场景 s 下的不确定集; m 为约束条件总数。

1.3 含风电的机组组合模型

1.3.1 目标函数

含风电的日前机组组合模型是对次日发电机组出力的计划,目标函数只包含常规机组运行成本。

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{s=1}^S \omega_s \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I [u_i^t C(P_{i,s}^t) + C_{\text{ST}} u_i^t (1 - u_i^{t-1}) + \\ & C_{\text{SD}} u_i^{t-1} (1 - u_i^t)] \end{aligned} \quad (3)$$

其中, T 为调度周期的总时段数; t 为时段编号; I 为常规机组总数; i 为常规机组编号; $P_{i,s}^t$ 为场景 s 下常规机组 i 在第 t 时段的有功出力; $C(P_{i,s}^t)$ 为常规机组发电成本; $C_{\text{ST}}, C_{\text{SD}}$ 分别为常规发电机组 i 的开机、停机费用; u_i^t 为常规机组状态标志。

1.3.2 约束条件

a. 功率平衡:

$$\sum_{i=1}^I P_{i,s}^t + P_s^t + P_{\text{B}}^t = P_{\text{L}}^t \quad t=1, 2, \dots, T; s=1, 2, \dots, S \quad (4)$$

b. 发电机组功率限制:

$$u_i^t P_i^{\min} \leq P_{i,s}^t \leq u_i^t P_i^{\max} \quad (5)$$

c. 备用需求:

$$\sum_{i=1}^I (u_i^t P_i^{\max}) + P_s^t + P_{\text{B}}^t \geq P_{\text{L}}^t + R_{\text{L}}^u \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^I (u_i^t P_i^{\min}) + P_s^t + P_{\text{B}}^t \leq P_{\text{L}}^t + R_{\text{L}}^d \quad (7)$$

d. 爬坡率限制:

$$\begin{cases} P_{i,s}^t - P_{i,s}^{t-1} \leq R_{\text{Ui}} u_i^{t-1} + S_{\text{Ui}} (u_i^t - u_i^{t-1}) \\ P_{i,s}^{t-1} - P_{i,s}^t \leq R_{\text{Di}} u_i^t + S_{\text{Di}} (u_i^{t-1} - u_i^t) \end{cases} \quad (8)$$

其中, P_s^t 为场景 s 下第 t 时段的风电出力; P_{B}^t 为场景 s 下储能装置第 t 时段的出力; P_{L}^t 为系统第 t 时段的负荷功率; $P_i^{\max}, P_i^{\min}$ 分别为常规电机组 i 出力的上、下限; $R_{\text{L}}^u, R_{\text{L}}^d$ 分别为系统第 t 时段的上、下备用需求; $R_{\text{Ui}}, R_{\text{Di}}, S_{\text{Ui}}, S_{\text{Di}}$ 分别为常规电机组 i 的爬坡速率、滑坡速率、开机爬坡速率和停机爬坡速率。

e. 储能装置的相关约束有以下 3 个方面。

充放电状态限制:

$$u_{\text{c},s}^t + u_{\text{d},s}^t \leq 1 \quad (9)$$

功率极限:

$$\begin{aligned} P_{\text{B}}^t &= P_{\text{d},s}^t - P_{\text{c},s}^t \\ u_{\text{d},s}^t P_{\text{d}}^{\min} &\leq P_{\text{d},s}^t \leq u_{\text{d},s}^t P_{\text{d}}^{\max} \quad \forall t \\ u_{\text{c},s}^t P_{\text{c}}^{\min} &\leq P_{\text{c},s}^t \leq u_{\text{c},s}^t P_{\text{c}}^{\max} \end{aligned} \quad (10)$$

容量限制:

$$\begin{aligned} E_{\text{B},s}^{t+1} &= E_{\text{B},s}^t + \alpha_{\text{c}} P_{\text{c},s}^t - \alpha_{\text{d}} P_{\text{d},s}^t \\ E_{\text{B}}^{\min} &\leq E_{\text{B},s}^t \leq E_{\text{B}}^{\max} \quad \forall t \end{aligned} \quad (11)$$

其中, $P_{\text{d},s}^t$ 为蓄电池储能装置在第 t 时段的放电功率; $P_{\text{c},s}^t$ 为蓄电池储能装置在第 t 时段的充电功率; $E_{\text{B},s}^t$ 为储能装置在第 t 时段的电量; $\alpha_{\text{c}}, \alpha_{\text{d}}$ 分别为充、放电系数; $P_{\text{d}}^{\max}, P_{\text{d}}^{\min}, E_{\text{B}}^{\max}, E_{\text{B}}^{\min}$ 分别为储能装置的功率与容量上、下限; $u_{\text{c},s}^t$ 为蓄电池装置场景 s 下的充电状态, $u_{\text{c},s}^t=1$ 表示装置处于充电状态, $u_{\text{c},s}^t=0$ 表示装置处于空闲或者放电状态; $u_{\text{d},s}^t$ 为蓄电池装置放电状态, $u_{\text{d},s}^t=1$ 表示装置处于放电状态, $u_{\text{d},s}^t=0$ 表示装置处于空闲或者充电状态。蓄电池储能装置在同一时间内充放电过程不能同时进行。

f. 机组最小开停机时间约束:采用文献[13]的最小开停机时间约束。

由此构成了含风电的机组组合数学模型。

2 日内滚动经济调度修正模型

日内滚动经济调度修正模型是根据最新的预测信息和负荷需求等,对之前制定的调度计划进行的滚动调整。滚动修正阶段,由于更接近真实运行情况,并且合理弃风或切负荷能提高大规模风电的消纳能力^[2],因此引入了弃风量和切负荷量,允许一定弃风和切负荷,既考虑了系统运行的经济性,同时从数学角度上,把弃风量作为一个松弛变量,保证模型存在可行解,从而具有意义^[4]。

由于滚动修正模型在数学上是一个 NP 难题,模型复杂,耗时较多,为了简化运算量,只有当预测负荷需求和计划出力之间出现较大差值,即超过一定的阈值,才对当前时段以后的计划出力作出修正^[7],且不改变日前机组组合模型得到的机组状态。

2.1 目标函数

由于之前的机组组合模型在日前调度计划上考虑了一定的风电出力不确定性,因此该阶段模型主要偏向于系统的经济性。由文献[6]可知滚动调度的启动周期为 30~60 min,本文的调度周期为 1 h,因此提前从当前时段的后一时段开始修正从实际意义上是可行的。目标函数为:

$$\min \quad \sum_{t=t_0+1}^T F_1 + F_2 + F_3 \quad (12)$$

$$F_1 = \sum_{i=1}^I [C(P_i^t) + C_{\text{ST}} u_i^t (1 - u_i^{t-1}) + C_{\text{SD}} u_i^{t-1} (1 - u_i^t)] \quad (13)$$

$$F_2 = C_{\text{w}} (P_{\text{w},t_0}^t - P_{\text{w}}^t) \quad (14)$$

$$F_3 = C_{\text{L}} (P_{\text{L},t_0}^t - P_{\text{L}}^t) \quad (15)$$

其中, t_0 为当前时段; F_1, F_2, F_3 分别为发电成本、弃风成本、切负荷成本; C_{w} 为单位弃风成本, P_{w,t_0}^t 为 t_0 时段

对第 t 时段的风电预测功率; P_w^t 为第 t 时段的风电调度功率; C_L 为单位切负荷成本; P_{L,t_0}^t 为 t_0 时段对第 t 时段的负荷需求预测; P_L^t 为第 t 时段满足的负荷需求。 t_0 取 0 时,表示日前调度计划。

2.2 约束条件

对于日前机组组合模型,由于调度修正模型中加入了弃风量和切负荷量作为松弛变量,需要对约束条件进行部分改动。

a. 功率平衡:

$$\sum_{i=1}^I P_i^t + P_w^t + P_B^t = P_L^t \quad t=t_0, \cdots, T \tag{16}$$

b. 风电调度功率(弃风量)约束:

$$0 \leq P_w^t \leq P_{w,t_0}^t \tag{17}$$

c. 切负荷约束:

$$P_{L,t_0}^t - P_L \leq P_L^t \leq P_{L,t_0}^t \tag{18}$$

其中, P_L 为允许的最大切负荷量。除了上述功率约束以外,该阶段修正模型还包括备用约束、爬坡约束、储能装置相关约束。另外,一般不改变由日前机组组合模型决定的机组组合状态。

3 算例分析

本算例采用 10 机系统进行验证,该系统包含 10 台常规发电机组、1 个风电场和 1 个蓄电池储能系统。常规机组的爬坡能力和蓄电池的相关参数参见文献[13],10 台常规机组参数参见文献[15],并模拟实际运行情况, $N_B=8$ 。

3.1 模型求解及调度流程

该两阶段调度优化模型是一个混合整数规划模型,采用 cplex 商业优化软件进行求解,图 1 为整个优化模型两阶段调度流程图。

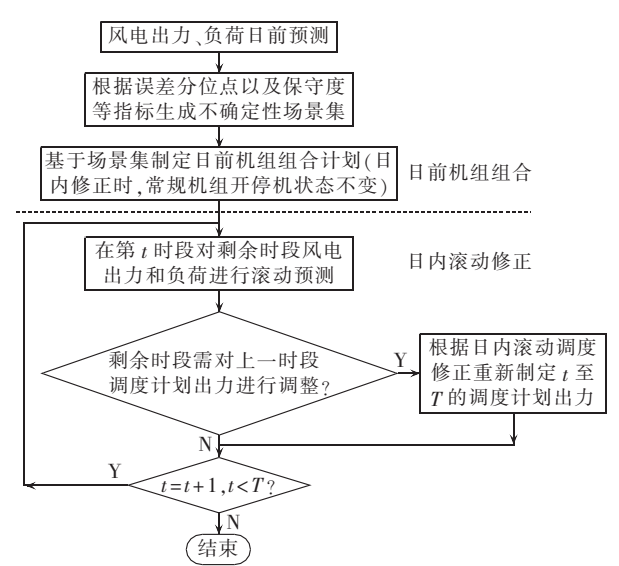


图 1 两阶段调度流程图
Fig.1 Flowchart of two-stage dispatch

3.2 模型结果

表 1 为基于场景集的 10 机日前机组组合状态结果。

表 1 各发电机组状态
Tab.1 Generator states

时段	各发电机组状态									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
9	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
11	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
12	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
13	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
14	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
15	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
16	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
17	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
18	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
21	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
22	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
23	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
24	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0

注:发电机组状态值 1 代表开机,0 代表停机。

在表 1 的机组组合状态下,选择一个约束条件检验日前机组组合模型的适应度。在此选择备用约束即不同场景下的发电充裕度,如图 2 所示。

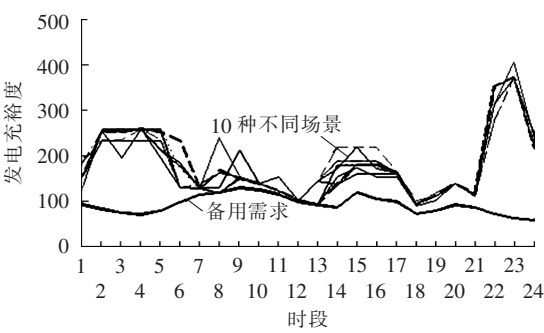


图 2 各场景下的发电充裕度

Fig.2 Generation adequacy of different scenarios

由图 2 可发现,只有极少时段处于备用需求临界点上,其他时段均有一定的发电充裕度,表明该日前机组组合状态在不同的场景下均能较好地满足系统要求,同时也说明了该模型有较好的适应度。

根据表 1 确定的日前机组组合状态,并根据滚动预测信息进行修正得到各时段机组调度计划出力,如表 2 所示。

设弃风成本为 2 000 \$/(MW·h),切负荷成本

表 2 各发电机组出力
Tab.2 Generator power outputs

时段	各发电机组出力/MW									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	310	422	0	0	0	0	0	0	0	0
2	299	292	0	0	0	0	0	0	0	0
3	296	162	0	0	0	0	0	0	0	0
4	251	150	0	0	0	0	0	0	0	0
5	319	150	0	0	0	0	0	0	0	0
6	376	199	0	0	0	0	0	0	0	0
7	455	298	0	0	0	0	0	0	0	0
8	421	290	25	0	0	0	0	0	0	0
9	455	420	87	0	0	0	0	0	0	0
10	455	455	162	0	0	0	0	0	0	0
11	455	455	115	0	0	0	0	0	0	0
12	455	455	132	0	0	0	0	0	0	0
13	455	455	66	0	0	0	0	0	0	0
14	455	455	78	0	0	0	0	0	0	0
15	455	455	29	0	0	0	0	0	0	0
16	455	455	37	0	0	0	0	0	0	0
17	455	455	91	0	0	0	0	0	0	0
18	455	455	122	20	20	0	0	0	0	0
19	455	455	97	80	80	0	0	0	0	0
20	455	455	162	130	130	0	0	0	0	0
21	455	455	162	80	80	0	0	0	0	0
22	418	325	72	20	20	0	0	0	0	0
23	310	195	25	0	0	0	0	0	0	0
24	440	174	25	0	0	0	0	0	0	0

为 200 $\$/(\text{MW}\cdot\text{h})$ 。由于日前机组组合状态是基于一定抗风险的不确定性场景集建立的,弃风成本高于切负荷成本,因此模型结果未出现切风量,切负荷量为 35 $\text{MW}\cdot\text{h}$,运行成本为 $\$417\,160$ 。

3.3 模型分析

3.3.1 有无场景集的对比分析

将算例中的场景集去掉,采用传统的不计及风电不确定性的日前机组组合模型求出日前机组组合状态。根据日前机组组合状态固定来求解日内滚动修正解,无法收敛;不固定常规机组状态,根据滚动预测风电和负荷数据进行调节机组状态出力和有功出力,所得运行成本为 $\$438\,990$,包括 $\$421\,390$ 的常规机组发电成本、 $\$13\,600$ 的切风成本和 $\$4\,000$ 的切负荷成本。与本文模型算例对比可得:

- a. 由于机组启停未固定,日内模型的修正增加了启停次数,从而增加了常规机组发电费用;
- b. 常规模型不计及风电的不确定性,而风电预测出现一定误差,实际风电出力存在波动性,这导致了更多的弃风成本和切负荷成本。

因此,基于场景集的前日机组组合模型能更好地抑制风电不确定性和波动性带来的影响。

3.3.2 有无松弛变量(弃风量和切负荷量)的对比分析

将算例修正模型目标函数中的弃风和切负荷成本以及约束条件中弃风量和切负荷量去掉,得到无松弛变量的修正模型,但模型不收敛。由此可得:

松弛变量的引入对模型的收敛性有着重要的意义,有效地解决了经济调度修正模型不收敛的问题。因为基于场景集的前日机组组合具有较强的抗风险性、抗不确定性,但是实际的机组爬坡率等原因可能导致无法通过仅修正常规机组出力来跟随负荷的随机性,因此必须通过松弛变量(弃风量和切负荷量)来进行调整,进而提高模型的收敛性。另外,设置弃风成本高于切负荷成本,使得优先利用切负荷来抑制风电波动性,有利于系统接纳风电的能力,提高风电利用率。

3.3.3 不同保守度下的对比分析

将算例中的 N_B 增至 12,其他参数不变,即增大了场景集的保守度,使得日前机组组合模型更保守,计及了更大的风电不确定性,得到各发电机计划出力见表 3。运行成本为 $\$429\,750$,其中包含 55 $\text{MW}\cdot\text{h}$ 的切负荷量对应的切负荷成本 $\$11\,000$ 和常规机组 $\$418\,750$ 的发电成本。

表 3 $N_B=12$ 下的各发电机组出力
Tab.3 Generator power outputs at $N_B=12$

时段	各发电机组出力/MW									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	310	411	0	0	0	0	0	0	0	0
2	309	281	0	0	0	0	0	0	0	0
3	302	151	0	0	0	0	0	0	0	0
4	251	150	0	0	0	0	0	0	0	0
5	325	150	0	0	0	0	0	0	0	0
6	376	199	0	0	0	0	0	0	0	0
7	455	298	0	0	0	0	0	0	0	0
8	435	282	0	20	0	0	0	0	0	0
9	455	421	0	80	0	0	0	0	0	0
10	455	455	0	130	0	20	0	0	0	0
11	455	420	0	130	0	20	0	0	0	0
12	455	455	0	130	0	26	0	0	0	0
13	455	388	0	130	0	20	0	0	0	0
14	455	383	0	130	0	20	0	0	0	0
15	455	376	0	130	0	0	0	0	0	0
16	455	393	0	130	0	0	0	0	0	0
17	455	455	0	130	0	0	0	0	0	0
18	455	455	0	130	20	0	0	0	0	0
19	455	444	25	130	80	0	0	0	0	0
20	455	455	115	130	130	0	0	0	0	0
21	455	455	153	80	80	0	0	0	0	0
22	427	325	63	20	20	0	0	0	0	0
23	310	195	25	0	0	0	0	0	0	0
24	440	172	25	0	0	0	0	0	0	0

通过对比分析,可以得出:由于 N_B 更大,从而得到更加保守的不确定性场景集,日前机组组合模型计及了更多的不确定性以及更大的波动性,但由于约束性和抗波动性更强,导致了更高的发电成本代价,进而产生更多的运行成本,不利于系统的经济运行。另外, N_B 越大,可能导致切负荷量越大,这是由于 N_B 越大使得模型更具抗风险性、抗不确定性,进而日前决策更加保守,但是由于实际风电出力和机组爬坡率等

原因,需要更大的松弛量来调节。相反, N_B 越小,所得的场景集能够表征风电出力不确定性的能力就越小,日前机组组合模型就只能得到计及更小波动性的优化解。因此, N_B 过大虽然在抑制不确定性上更优,但它是更大的成本作为代价,选择合适的 N_B 值,能兼顾系统经济性和抑制风电波动性。

3.3.4 储能装置容量分析

改变储能装置容量,其他参数不变, $N_B=8$,得到不同储能装置容量下的切负荷量,如表 4 所示。

表 4 不同储能装置容量下的切负荷量

Tab.4 Shedding load for different storage capacities

MW·h	
储能装置容量	切负荷量
150	96
160	77
175	39
200	37

另外,常规机组发电成本和切负荷成本的对比情况见表 5。

表 5 不同储能装置容量下的运行情况对比

Tab.5 Comparison of operating condition among different storage capacities

储能容量/ (MW·h)	常规机组发电成本/¥	切负荷成本/¥
300	417160	7000
275	417210	7000
250	417250	7000
225	417320	7200
200	417390	7400
175	417440	7800
160	416510	15400
150	416080	19200
100	—	—

注:“—”表示无收敛解。

由于切负荷成本低于弃风成本,在该模型下每种运行情况都无弃风量。当储能装置容量减少到 100 MW·h 时,滚动调度修正模型从第 5 时段开始没有收敛解。由表 4 和表 5 可以得出:

a. 总体上,储能装置容量的减少会导致切负荷量的增加、总运行成本(包含常规机组发电成本和切负荷成本)的增加;

b. 当储能装置容量大于一定阈值(该算例中为 175 MW·h)时,增大装置容量对系统的常规机组发电成本和切负荷量影响都不大,这是由于基于场景集的日前机组组合模型具有一定的抗不确定性和波动性,可以通过调节机组出力进行抑制,但容量下降到一定程度会导致模型没有收敛解,因此系统必须配置一定容量的储能装置来平抑风电的波动。

4 结论

本文建立了两阶段调度优化模型,包含基于一

定不确定性场景集的日前机组组合模型和根据最新预测信息作出相应调整的日内滚动修正模型。

通过算例分析表明:

a. 基于场景集的日前机组组合有效地抑制了风电的不确定性和波动性,并减少了启停成本、弃风成本和切负荷成本,增强了滚动调度模型的鲁棒性;

b. 松弛变量的引入,有效地解决了日前机组组合的不确定性场景集导致日内滚动修正模型不收敛的问题;

c. 更大的保守度指标 N_B 是以更大的成本作为代价,选择合适的 N_B ,兼顾系统经济性和抑制风电波动性;

d. 系统必须配置一定容量的储能装置,但容量增大到一定程度后,继续增加容量对系统的常规机组发电成本和切负荷量影响都不大,这为系统储能装置容量的配置提供了一定参考。

本文未考虑储能系统成本给调度优化带来的影响,计及储能成本的调度优化模型将是下一步研究工作的重点。

参考文献:

[1] 周玮,孙辉,顾宏,等. 含风电场的电力系统经济调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(24):148-154.
ZHOU Wei,SUN Hui,GU Hong,et al. A review on economic dispatch of power system including wind farms[J]. Power System Protection and Control,2011,39(24):148-154.

[2] 孙惠娟,彭春华,易洪京. 大规模风电接入电网多目标随机优化调度[J]. 电力自动化设备,2012,32(5):123-128.
SUN Huijuan,PENG Chunhua,YI Hongjing. Multi-objective stochastic optimal dispatch of power system with wind farms[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(5):123-128.

[3] 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.

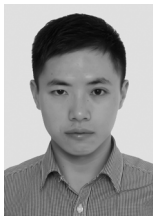
[4] 王彩霞,鲁宗相. 风电功率预测信息在日前机组组合中的应用[J]. 电力系统自动化,2011,35(7):13-18.
WANG Caixia,LU Zongxiang. Unit commitment based on wind power forecast[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(7):13-18.

[5] 王洪涛,何成明,房光华,等. 计及风电预测误差带的调度计划渐进优化模型[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):31-35.
WANG Hongtao,HE Chengming,FANG Guanghua,et al. A gradual optimization model of dispatching schedule taking account of wind power prediction error bands[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):31-35.

[6] 张伯明,吴文传,郑太一,等. 消纳大规模风电的多时间尺度协调的有功调度系统设计[J]. 电力系统自动化,2011,35(1):1-6.
ZHANG Boming,WU Wenchuan,ZHENG Taiyi,et al. Design of a multi-time scale coordinated active power dispatching system for accommodating large scale wind power penetration[J]. Auto-

- mation of Electric Power Systems, 2011, 35(1): 1-6.
- [7] 沈伟, 吴文传, 张伯明. 消纳大规模风电的在线滚动调度策略与模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 136-140.
SHEN Wei, WU Wenchuan, ZHANG Boming. An on-line rolling generation dispatch method and model for accommodating large-scale wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 136-140.
- [8] 南晓强, 李群湛. 考虑风功率预测误差分布的储能功率与容量配置法[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(11): 117-122.
NAN Xiaoliang, LI Qunzhan. Energy storage power and capacity allocation based on wind power forecasting error distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(11): 117-122.
- [9] 王振浩, 刘金龙, 李国庆, 等. 基于超级电容器储能的并网风电场功率与电压调节技术[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(3): 113-116.
WANG Zhenhao, LIU Jinlong, LI Guoqing, et al. Power and voltage regulation of wind farm based on EDLC energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(3): 113-116.
- [10] 尚志娟, 周晖, 王天华. 带有储能装置的风电与水电互补系统的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(2): 99-105.
SHANG Zhijuan, ZHOU Hui, WANG Tianhua. Research of complementary system for wind power with energy storage devices and hydro power[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(2): 99-105.
- [11] 孔飞飞, 晁勤, 袁铁江, 等. 用于短期电网调度的风电场储能容量估算方法[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(7): 21-24.
KONG Feifei, CHAO Qin, YUAN Tiejia, et al. Estimation of wind farm energy storage capacity for short-term power dispatch[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(7): 21-24.
- [12] 杨明, 韩学山, 王士柏, 等. 不确定运行条件下电力系统鲁棒调度的基础研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(增刊): 100-107.
YANG Ming, HAN Xueshan, WANG Shibao, et al. Fundamental research for power system robust dispatch under uncertain operating condition[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(Supplement): 100-107.
- [13] 谢毓广, 江晓东. 储能系统对含风电的机组组合问题影响分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 19-24.
XIE Yuguang, JIANG Xiaodong. Impact of energy storage system on the unit commitment problem with volatile wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 19-24.
- [14] JIANG Ruiwei, WANG Jianhui, GUAN Yongpei. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 800-810.
- [15] CARRIÓN M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.

作者简介:



高红均

高红均(1989-), 男, 四川成都人, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度(E-mail: e-gaohongjun@163.com);

刘俊勇(1963-), 男, 四川成都人, 教授, 博士研究生导师, 博士, 研究方向为电力系统分析及电力市场。

Multi-scenario two-stage dispatch decision-making model for wind farm with integrated energy storage

GAO Hongjun¹, LIU Junyong¹, WEI Zhenbo¹, LIU Youbo¹, WANG Wei², LI Xia¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Gansu Provincial Electric Power Company, Lanzhou 730050, China)

Abstract: With the consideration of its fluctuation and randomness, the uncertainty of wind power is introduced to the dispatch model of power system with wind farm and a two-stage decision-making model including day-ahead unit commitment and intra-day rolling economic dispatch is developed. The unit commitment model applies the scenario set to describe the uncertainty of wind power and considers the wind curtailment and load shedding to improve the stable and economic system operation, while the intra-day rolling economic dispatch model applies the wind curtailment and load shedding as the slack variables to enhance its convergence. The two-stage model includes the energy storage system to suppress the fluctuation of wind power. Numerical results show that the proposed model suppresses effectively the influence of wind power uncertainty and improves the robustness of dispatch decision-making.

Key words: scenario set; wind power; uncertainty analysis; forecast error; economic dispatch; energy storage; decision making; models