

燃气蒸汽联合循环机组消纳风电水平 对系统运行指标影响研究

刘继春¹, 刘 洋¹, 田 伟²

(1. 四川大学 电气信息学院 智能电网四川省重点实验室, 四川 成都 610065;

2. 伊利诺斯理工大学 阿默工程学院, 美国 芝加哥 60616)

摘要: 依据燃气蒸汽联合循环(CCGT)机组的模式模型与组件模型, 提出既降低变量维数又可快捷计算各元件出力的 CCGT 双层模型。构建 CCGT 参与消纳风电对系统运行成本、机组容量利用率与重爬坡持续时间、切负荷持续时间、风电利用率等系统安全经济运行指标影响的分析模型, 并采用混合整数规划法求解。算例分析结果表明, 单纯追求过大的风电注入量会引起系统运行指标趋坏, 引入 CCGT 能显著提高系统的可靠性和经济性运行指标。

关键词: 风电; 消纳; 燃气蒸汽联合循环机组; 系统运行指标; 模型

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.09.021

0 引言

实现智能电网节能减排调度目标的关键研究课题之一, 是建立起尽可能消除风电出力消纳瓶颈的理论基础和技术支持。影响风电出力消纳水平的因素有很多: 在供需平衡方面, 风电出力与系统负荷需求在时间上越呈正相关关系, 其消纳水平就越高^[1-2]; 在网络结构方面, 消纳水平受到支路潮流容量、系统短路电流数量级、继保装置选择性配合等因素限制^[3-5]; 在运行调度方面, 当风电出力不确定性引起的波动超过系统备用安全或爬坡率限制时, 调度员将不得不切除其部分出力。

当前, 对于减轻风电出力不确定性引起的诸如备用、爬坡等系统特性出现趋坏的研究主要集中在接入储能装置^[6-7]、系统间互联支持^[8-11]、进行负荷管理^[12-13]等补偿方法, 但根本性的措施是在于增加燃气蒸汽联合循环机组(CCGT)为代表的运行灵活性高的机组比重, 提升电网自身接纳风电的能力。文献^[14-17]侧重不同方面对 CCGT 构建模式模型或组件模型, 在模型各有差异的基础上, 研究计入 CCGT 的调度问题, 但没有进行利用 CCGT 来提高电网自身消纳风电水平能力的研究。

联合循环机组的模型一般分为模式模型和组件模型^[15-16]。模式模型建模简单, 变量较少, 但不能直接得到各机组的出力; 组件模型精确性高, 能直

接得到各机组出力的特点, 利于实际调度操作, 但它针对燃气轮机、蒸汽轮机(ST)以及连接它们的余热锅炉等物理单元分别建模, 变量数目多, 会增加系统求解的维度。

本文在分析 CCGT 模式模型和组件模型优缺点的基础上, 提出双层模型, 能同时利用 2 种模型的优点, 既降低问题维数, 提高计算效率, 又得到满足调度需求的各机组出力结果。同时, 基于 CCGT 双层模型, 构建评价风电消纳水平效果的风电利用率及可能改善系统诸多特性变化的重要指标, 即系统运行成本与切负荷持续时间、机组容量利用率与重爬坡持续时间等, 用以评价 CCGT 提升风电消纳水平的模型及其算法的有效性。

1 CCGT 双层模型

本文提出的 CCGT 双层模型先采用模式模型进行系统优化调度计算, 然后再将模式模型下的结果转化为各个组件的出力。

1.1 模式模型

a. 模式及其转换。模式模型中, 一个时段内模式间不能共存, 引入多个 0-1 整型优化变量, 得到状态特性如式(1)所示:

$$\sum_{i \in N_F} I_{i,t} = 1 \quad t=1, 2, \dots, T \quad (1)$$

其中, T 为时段总数; N_F 为循环机组所有模式集合; $I_{i,t}$ 为整型变量, 其值为 1 时表示循环机组在第 t 小时正处于第 i 个模式, 为 0 时表示处于其他模式。

燃气轮机和蒸汽轮机属于主从关系, 模式间的转换必须满足多个燃气轮机可同时启停、燃气轮机和蒸汽轮机不可同时启停的条件。引入第 t 小时第 i 个

收稿日期: 2012-12-24; 修回日期: 2013-07-15

基金项目: 教育部留学归国人员科研启动基金资助项目([2011]1139)

Project supported by the Scientific Research Foundation for the Returned Overseas Chinese Scholars, State Education Ministry([2011]1139)

模式在下一小时不能转换到的模式集合 $N_{\text{IFI},t}$, 模式间的转换规则可描述为:

$$I_{i,t} + I_{j,t+1} = 1 \quad \forall i, t; \forall j \in N_{\text{IFI},t} \quad (2)$$

b. 运行成本。循环机组的运行成本由发电成本和模式间转换成本两部分构成, 可写为:

$$C_t = \sum_{i \in N_f} I_{i,t} \sum_{s=1}^{N_{\text{Si}}} (k_{r,i}^s P_{i,t}^s) + C_{z,t-1,t} \quad (3)$$

其中, C_t 为机组第 t 小时的运行成本(元); $C_{z,t-1,t}$ 为从第 $t-1$ 小时到第 t 小时的模式转换成本(元); $N_{\text{Si}}, k_{r,i}^s, P_{i,t}^s$ 分别为第 i 个模式下机组燃料消耗与出力分段函数的段数、第 s 个分段函数的斜率(元/MW)、第 t 小时第 s 个分段函数处机组出力(MW)。

c. 爬坡率。当相邻时段没有发生模式转移时, 有下式成立:

$$-U_{\text{Ri}} \leq P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq D_{\text{Ri}} \quad (4)$$

其中, $P_{i,t-1}, P_{i,t}$ 分别为机组在第 i 个模式下第 $t-1$ 小时、第 t 小时的总出力(MW); $U_{\text{Ri}}, D_{\text{Ri}}$ 分别为第 i 个模式的上、下坡率(MW/h), 其值分别等于组成该模式的燃气轮机与蒸汽轮机的上、下坡率之和。

当相邻时段有模式转移发生时, 有下式成立:

$$-U_{\text{Rij}} \leq P_{i,t-1} - P_{j,t} \leq D_{\text{Rij}} \quad (5)$$

其中, $U_{\text{Rij}}, D_{\text{Rij}}$ 分别为从第 $t-1$ 小时第 i 个模式转换为第 t 小时第 j 个模式的上、下坡率(MW/h), 其值分别等于模式转换时启停燃气轮机或蒸汽轮机的上、下坡率。

1.2 模式模型转化为各组件出力

模式模型的输出为每小时循环机组所处的模式及其总出力, 转化为各组件出力需要计入的条件如下。

a. 出力平衡。各组件出力之和应与模式模型总出力相等, 考虑到给定模式中可能有燃气轮机或蒸汽轮机停机, 有下式成立:

$$\sum_{k \in K} X_{kt} P_{kt} + \sum_{l \in L} Y_{lt} P_{lt} = \sum_{i \in N_f} I_{i,t} P_{i,t} \quad \forall t \quad (6)$$

其中, K, L 分别为燃气轮机和蒸汽轮机集合; P_{kt}, P_{lt} 分别为第 t 小时第 k 个燃气轮机和第 l 个蒸汽轮机的出力(MW); X_{kt}, Y_{lt} 为整型变量, 其值为 1 时分别表示第 t 小时第 k 个燃气轮机和第 l 个蒸汽轮机处于开机状态, 为 0 时表示处于停机状态。

b. 运行成本相同。模式与组件模型的一致性使得调度周期内它们的运行成本相同, 如式(7)所示:

$$\sum_{t=1}^T C_t = \sum_{t=1}^T (C_{r,t} + S_{\text{Ukt}} + S_{\text{Ult}}) \quad (7)$$

$$\begin{cases} S_{\text{Ukt}} = C_{\text{KSU}} X_{kt} (1 - X_{k(t-1)}) \\ S_{\text{Ult}} = C_{\text{ISU}} Y_{lt} (1 - Y_{l(t-1)}) \end{cases} \quad (8)$$

其中, $C_{r,t}, S_{\text{Ukt}}$ 分别为第 k 个燃气轮机在第 t 小时的运行和启动成本(元); S_{Ult} 为第 l 个蒸汽轮机在第 t 小

时的启动成本(元); $C_{\text{KSU}}, C_{\text{ISU}}$ 分别为燃气轮机和蒸汽轮机的开机成本(元/h)。

c. 组件出力容量和爬坡率限制。

$$\begin{cases} P_{kt} \leq P_{k,\text{max}} \\ P_{lt} \leq P_{l,\text{max}} \\ -U_{\text{Rk}} \leq P_{k(t-1)} - P_{kt} \leq D_{\text{Rk}} \\ -U_{\text{Rl}} \leq P_{l(t-1)} - P_{lt} \leq D_{\text{Rl}} \end{cases} \quad (9)$$

其中, $P_{k,\text{max}}, P_{l,\text{max}}$ 分别为燃气轮机和蒸汽轮机的最大出力(MW); $U_{\text{Rk}}, D_{\text{Rk}}$ 和 $U_{\text{Rl}}, D_{\text{Rl}}$ 分别为第 k 个燃气轮机与第 l 个蒸汽轮机的上、下坡率(MW/h)。

d. 产热与出力关系约束。循环机组蒸汽轮机是靠燃气轮机余热产生的蒸汽, 经余热锅炉加热后推动做功。当某个模式中所有蒸汽轮机都停机时, 该模式燃料消耗与出力关系和燃气轮机燃料消耗与出力关系相同; 模式中有蒸汽轮机开机时, 该模式燃料消耗和出力关系与燃气轮机、余热锅炉、蒸汽轮机均有关系, 有下式成立:

$$\begin{cases} \sum_{l \in L} Y_{lt} P_{lt} = 0 \Rightarrow k_r^{s*}(t) = k_l^{s*}(t) & \forall t \\ \sum_{l \in L} Y_{lt} P_{lt} \neq 0 \Rightarrow k_r^{s*}(t) = \frac{k_k^{s*}(t)}{1 + \frac{k_g^{s*}(t)}{k_l^{s*}(t)}} & \forall t \end{cases} \quad (10)$$

其中, $k_r^{s*}(t), k_k^{s*}(t), k_g^{s*}(t), k_l^{s*}(t)$ 分别为第 t 小时模式、燃气轮机、余热锅炉、蒸汽轮机的燃料消耗与出力函数斜率(kJ/MW)。

根据式(10), 进一步得到:

$$\frac{\sum_{k \in K} X_{kt} P_{kt}}{\sum_{l \in L} Y_{lt} P_{lt}} = \frac{k_g^{s*}(t)}{k_l^{s*}(t)} \quad \forall t \quad (11)$$

2 评价风电消纳水平效果的重要指标

2.1 风电利用率

风电机组出力特性如下式所示:

$$P_{\text{Fi}} = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_t < v_{\text{ci}} \\ P_N (v_t^3 - v_{\text{ci}}^3) / (v_N^3 - v_{\text{ci}}^3) & v_{\text{ci}} \leq v_t < v_N \\ P_N & v_N \leq v_t \leq v_{\text{co}} \\ 0 & v_{\text{co}} < v_t \end{cases} \quad (12)$$

其中, P_{Fi}, P_N 分别为第 t 小时的可用风电出力和机组额定功率(MW); $v_t, v_N, v_{\text{ci}}, v_{\text{co}}$ 分别为实际风速、额定风速、切入风速和切出风速(m/s)。

机组第 t 小时实际出力 P_{Wi} (MW) 应满足下式:

$$0 \leq P_{\text{Wi}} \leq P_{\text{Fi}} \quad (13)$$

风电场最大注入功率的能力用舍弃的风电出力与风电利用率来衡量, 如式(14)~(15)所示。

$$P_{\text{Ci}} = P_{\text{Fi}} - P_{\text{Wi}} \quad (14)$$

$$U_{\text{Ri}} = P_{\text{Wi}} / P_{\text{Fi}} \quad (15)$$

其中, P_{Ci} 为第 t 小时舍弃的风电(MW), U_{Ri} 为第 t 小时风电利用率(%)。

风电消纳水平不是越高越好,过多的风电注入一方面会引起备用、爬坡等系统特性的恶化,另一方面将导致原本运行状态恒定的基荷机组面临更多的停机或仅带部分负荷的情形,对机组元件造成磨损,从而使得系统运行成本增高。

2.2 风电注入引起系统特性变化的指标

a. 系统运行成本。风电替代效应会使系统成本下降,但注入风电引起的火电机组出力重构可能提升系统成本,最小化综合的系统成本如下式所示:

min F=∑_{t=1}^T (∑_{m∈M} F_m(P_{mt})+C_t) (16)

其中,M 为火电机组集合;F 为系统生产成本(元);F_m 为第 m 台火电机组生产成本函数(元/h);P_{mt} 为第 m 台火电机组在第 t 小时的出力(MW)。

风电、火电和 CCGT 共同承担系统负荷,如果计入负荷切除,即有:

P_{Wt}+P_{i,t}+∑_{m∈M} P_{mt}=P_{Lt}-P_{cut,t} (17)

其中,P_{Lt}、P_{cut,t} 分别为第 t 小时负荷需求和负荷切除量(MW)。

由式(1)—(5)、(12)—(17)描述的调度模型可利用混合整数规划(MIP)进行求解,还应计入的约束包括火电机组的最小/最大出力限制与爬坡率、系统备用需求等,得到的循环机组每小时所处的模式及其总出力,还需按式(6)—(11)转化为各组件出力。此时的优化目标值 F*即为表征系统运行成本的指标。

b. 机组容量利用率。风电注入量越大,火电和循环机组的容量利用率下降越多,其定义式如下:

{ C_{URm,t}=P_{mt}/P_{m,max} C_{URi,t}=P_{i,t}/P_{i,max} (18)

其中,C_{URm,t}、C_{URi,t} 分别为第 t 小时第 m 台火电机组和循环机组第 i 个模式下的容量利用率(%);P_{m,max}、P_{i,max} 分别为第 m 台火电机组的最大出力和循环机组第 i 个模式的最大功率(MW)。

循环机组模式的功率计算如下:

{ ∑_{l∈L} Y_{lt}P_{lt}=0⇒P_{i,max}=∑_{k∈K} X_{kt}P_{k,max} ∑_{l∈L} Y_{lt}P_{lt}≠0⇒P_{i,max}=∑_{k∈K} X_{kt}P_{k,max}(1+{k_g^*(t)}/{k_t^*(t)}) ∑_{l∈L} Y_{lt}P_{lt}≠0⇒P_{i,max}=∑_{k∈K} X_{kt}P_{k,max}(1+{k_g^*(t)}/{k_t^*(t)}) ∑_{l∈L} Y_{lt}P_{lt}≠0⇒P_{i,max}=∑_{k∈K} X_{kt}P_{k,max}(1+{k_g^*(t)}/{k_t^*(t)}) (19)

c. 机组重爬坡持续时间。火电机组或循环机组中的蒸汽轮机如果相邻小时出力变化超过其容量的一半时,则发生了重爬坡的情形。风电注入量越大,火电机组或蒸汽轮机需要承受重爬坡的时间会变长。

d. 系统切负荷持续时间。风电出力波动过大,超过火电机组爬坡约束,且循环机组出力已经接近容量限制时,通常会切负荷。

3 算例分析

选取由 2 个燃气轮机(功率和启动成本及燃料成本均为 200 MW、650 元和 15 元/kJ)和 1 个蒸汽轮机(ST₁,功率和启动成本分别为 250 MW 和 200 元)构成的 CCGT,燃气轮机燃料消耗与出力函数斜率为 12 kJ/MW,余热锅炉、蒸汽轮机产热与出力函数斜率分别为 8 kJ/MW、10 kJ/MW,蒸汽轮机出力上、下爬坡率分别为 50 MW/h、45 MW/h,火电机组和风电可用出力数据分别如表 1、表 2 所示。其中表 2 所示的风电可用出力占系统负荷超过 20%,且风电出力曲线与系统负荷曲线之间的关联度低,这种加重风电波动性的设置有利于进行循环机组协调风电的效果分析。

表 1 火电机组数据
Tab.1 Data of thermal units

机组	功率/ MW	初始出 力/MW	上爬坡率/ (MW·h ⁻¹)	下爬坡率/ (MW·h ⁻¹)	燃料成本/ (元·MW ⁻¹)	启动成 本/元
G ₁	300	50	15	10	90	200
G ₂	260	40	20	15	120	550
G ₃	220	30	25	20	120	550
G ₄	150	20	30	25	150	850
G ₅	150	15	35	30	180	900

表 2 24 h 风电机组可用出力
Tab.2 Available wind power of a given day

时刻	可用风 能/MW	时刻	可用风 能/MW	时刻	可用风 能/MW	时刻	可用风 能/MW
01:00	214	07:00	230	13:00	143	19:00	91
02:00	147	08:00	191	14:00	152	20:00	120
03:00	152	09:00	163	15:00	126	21:00	124
04:00	91	10:00	142	16:00	154	22:00	153
05:00	118	11:00	126	17:00	111	23:00	125
06:00	157	12:00	166	18:00	77	24:00	151

下面按日负荷曲线峰谷差大小,分 2 种运行方式进行计算。

运行方式 A:日负荷峰谷差小,如表 3 所示。

表 3 方式 A 24 h 负荷数据
Tab.3 Load data of a given day in case A

时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW
01:00	873	07:00	937	13:00	1072	19:00	1136
02:00	828	08:00	1012	14:00	1003	20:00	1188
03:00	798	09:00	1094	15:00	951	21:00	1212
04:00	752	10:00	1126	16:00	941	22:00	1243
05:00	743	11:00	1103	17:00	1017	23:00	1163
06:00	853	12:00	1138	18:00	1085	24:00	1092

引入 CCGT 前,各火电机组出力如图 1 所示,平滑的负荷波动和较大的火电机组爬坡率,使得各小时风电利用率均为 100%,且没有切负荷发生,系统的总运行成本为 2426340 元,评价风电消纳水平效果的其他指标计算结果如表 4 所示。可见,系统负荷

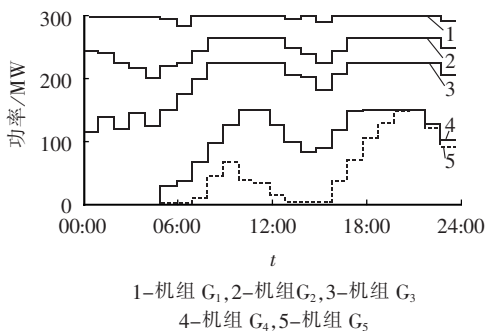


图 1 负荷峰谷差小时引入循环机组前各火电机组出力

Fig.1 Output of thermal units when load curve is smooth and before CCGT is put in

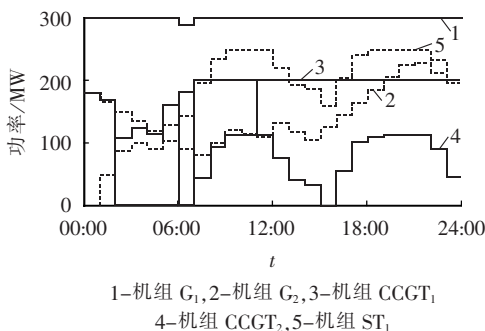


图 2 负荷峰谷差小时引入循环机组后各火电机组出力

Fig.2 Output of thermal units when load curve is smooth and after CCGT is put in

表 4 方式 A 评价风电消纳效果的指标
Tab.4 Evaluation index of wind power absorption in case A

时刻	最小容量利用率/%, 所属机组		最重爬坡率/%, 所属机组	
	引入 CCGT 前	引入 CCGT 后	引入 CCGT 前	引入 CCGT 后
01:00	47.1, G ₃	41.1, G ₂	—	—
02:00	58.2, G ₃	50.1, CCGT	11.1, G ₃	20.0, ST ₁
03:00	49.3, G ₃	44.6, CCGT	8.9, G ₃	10.8, ST ₁
04:00	60.4, G ₃	55.9, G ₂	11.1, G ₃	5.7, G ₂
05:00	55.6, G ₃	45.3, G ₂	5.6, G ₂	5.7, G ₂
06:00	14.0, G ₄	39.7, G ₂	11.1, G ₃	15.3, ST ₁
07:00	14.7, G ₄	33.9, G ₂	11.1, G ₃	6.4, ST ₁
08:00	16.0, G ₅	30.7, G ₂	20.0, G ₄	20.0, ST ₁
09:00	39.3, G ₅	38.3, G ₂	23.3, G ₅	16.0, ST ₁
10:00	54.7, G ₅	45.8, G ₂	20.0, G ₄	17.5, G ₂
11:00	34.7, G ₅	43.2, G ₂	20.0, G ₅	12.6, G ₂
12:00	24.0, G ₅	41.3, G ₂	10.7, G ₅	11.9, G ₂
13:00	12.0, G ₅	49.8, G ₂	16.7, G ₄	11.6, ST ₁
14:00	64.0, G ₄	44.2, G ₂	16.7, G ₄	11.2, ST ₁
15:00	54.7, G ₄	39.8, G ₂	9.3, G ₄	4.4, G ₂
16:00	58.6, G ₄	47.4, G ₂	8.9, G ₃	10.3, ST ₁
17:00	23.3, G ₅	54.8, G ₂	23.3, G ₅	17.6, ST ₁
18:00	46.7, G ₅	62.5, G ₂	23.3, G ₅	14.6, ST ₁
19:00	70.7, G ₅	70.0, G ₂	23.3, G ₅	17.6, G ₂
20:00	85.3, G ₅	77.6, G ₂	15.3, G ₅	17.6, G ₂
21:00	98.7, G ₅	85.1, G ₂	13.3, G ₅	17.6, G ₂
22:00	100, 所有	85.8, G ₂	1.3, G ₅	0.8, G ₂
23:00	80.0, G ₅	79.7, CCGT	20.0, G ₅	16.6, ST ₁
24:00	60.0, G ₅	67.5, CCGT	20.0, G ₅	14.5, ST ₁

扣除风电出力后的剩余负荷越大,火电机组的容量利用率越高;在 06:00,虽然剩余负荷较高,但 G₃ 由于上爬坡的限制,出力只能从 05:00 的 125 MW 升高为 150 MW,为保持功率平衡,不得不利用 G₄ 的小部分容量,使得机组容量利用率有所下降,07:00、08:00、13:00、17:00 可做同理分析。平稳的剩余负荷曲线使得火电机组相邻小时出力变化均没有超过其容量的 50%,即无重爬坡的现象。

引入 CCGT 后,各火电机组出力如图 2 所示,其中循环机组采用双层模型进行计算,即先代入式(1)—(5)得到每小时所处的模式及其总出力,再根据式(6)—(11)得到各组件出力。此时,各小时风电利

用率均为 100%,且没有切负荷发生,系统的总运行成本为 2 114 670 元,较引入前下降 12.8%,经济性显著提高。评价风电消纳水平效果的其他指标计算结果如表 4 所示。对比分析可知,由于燃气轮机运行几乎不受爬坡限制的特性,引入 CCGT 后的系统机组容量利用率和重爬坡等指标更好,但总体上没有发生大的变化,这说明在日负荷曲线峰谷差小、风电利用率达到 100% 的情况下,循环机组的优势主要在节能减排,对系统其他指标提升空间不大。

运行方式 B:日负荷峰谷差大,如表 5 所示。

表 5 方式 B 24 h 负荷数据
Tab.5 Load data of a given day in case B

时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW	时刻	负荷/ MW
01:00	843	07:00	887	13:00	1102	19:00	1156
02:00	789	08:00	1162	14:00	753	20:00	1205
03:00	608	09:00	945	15:00	1100	21:00	1090
04:00	948	10:00	1140	16:00	891	22:00	1060
05:00	1006	11:00	1153	17:00	1067	23:00	1113
06:00	983	12:00	1188	18:00	1135	24:00	952

引入 CCGT 前,火电机组的爬坡率限制使得部分时段风电利用率降低,且供需平衡无法满足,系统将切除部分负荷,造成供电可靠性降低,系统运行成本大幅增加,当停电损失取 1 元/(kW·h)时,系统总运行成本为 2 912 180 元。每小时的风电利用率和切负荷量如表 6 括号外数值所示。评价风电消纳水平效果的其他指标计算结果如表 7 所示。对比表 7 和表 4 可知,日负荷峰谷差大会使火电机组容量利用率总体呈下降趋势,而且相邻小时出力的变化虽然没有超过其容量的 50%,但变化率高的时段(如大于 20%)显著增加。

引入 CCGT 后,采用双层模型计算,系统没有切负荷发生,各小时风电利用率显著提高,但在负荷波动剧烈的时段,如 03:00、07:00、14:00、16:00,即使有 CCGT 也无法保证风电得到全部利用,风电利用率分别为 0%、81.4%、0%、54.1%,但比未引入 CCGT 时高

表 6 方式 B 24 h 风电利用率和切负荷量
Tab.6 Wind power utilization rate and load shedding of a given day in case B

时刻	风电利用 率/%	切负荷量/ MW	时刻	风电利用 率/%	切负荷量/ MW
01:00	100(100)	0(0)	13:00	100(100)	106(0)
02:00	100(100)	0(0)	14:00	0(0)	0(0)
03:00	0(0)	0(0)	15:00	100(100)	96(0)
04:00	100(100)	124(0)	16:00	39.0(54.1)	0(0)
05:00	100(100)	30(0)	17:00	100(100)	0(0)
06:00	100(100)	0(0)	18:00	100(100)	0(0)
07:00	17.8(81.4)	0(0)	19:00	100(100)	0(0)
08:00	100(100)	0(0)	20:00	100(100)	0(0)
09:00	40.5(100)	0(0)	21:00	84.7(100)	0(0)
10:00	100(100)	0(0)	22:00	94.8(100)	0(0)
11:00	100(100)	0(0)	23:00	100(100)	0(0)
12:00	100(100)	69(0)	24:00	42.4(100)	0(0)

表 7 方式 B 评价风电消纳效果的指标
Tab.7 Evaluation index of wind power absorption in case B

时刻	最小容量利用率/%, 所属机组		最重爬坡率/%, 所属机组	
	引入 CCGT 前	引入 CCGT 后	引入 CCGT 前	引入 CCGT 后
01:00	66.7,G ₃	52.6,G ₂	—	—
02:00	70.6,G ₂	47.0,G ₂	11.1,G ₃	20.0,ST ₁
03:00	68.9,G ₃	41.3,G ₂	8.9,G ₃	18.0,ST ₁
04:00	20.0,G ₄	48.9,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
05:00	40.0,G ₄	56.4,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
06:00	26.7,G ₅	50.8,G ₂	20.0,G ₅	6.6,ST ₁
07:00	6.7,G ₅	45.1,G ₂	20.0,G ₅	18.0,ST ₁
08:00	30.0,G ₅	52.6,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
09:00	15.3,G ₅	47.0,G ₂	16.7,G ₄	7.2,ST ₁
10:00	38.7,G ₅	54.5,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
11:00	58.0,G ₅	62.1,G ₂	19.3,G ₅	13.8,ST ₁
12:00	40.0,G ₅	60.2,G ₂	18.0,G ₅	1.9,G ₂
13:00	20.0,G ₅	49.8,G ₂	20.0,G ₅	18.7,ST ₁
14:00	50.0,G ₄	44.2,G ₂	20.0,G ₅	18.0,ST ₁
15:00	23.3,G ₅	51.7,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
16:00	32.0,G ₅	58.7,G ₂	10.0,G ₄	18.0,ST ₁
17:00	55.3,G ₅	66.2,G ₂	23.3,G ₅	20.0,ST ₁
18:00	78.7,G ₅	73.8,G ₂	23.3,G ₅	14.7,ST ₁
19:00	83.3,G ₅	76.4,G ₂	4.7,G ₅	2.6,G ₂
20:00	96.7,G ₅	70.7,G ₂	13.3,G ₅	5.7,G ₂
21:00	76.7,G ₅	65.1,G ₂	20.0,G ₅	12.3,ST ₁
22:00	56.7,G ₅	59.4,G ₂	20.0,G ₅	7.8,ST ₁
23:00	45.3,G ₅	53.8,G ₂	20.0,G ₄	6.3,ST ₁
24:00	25.3,G ₅	48.1,G ₂	20.0,G ₅	18.0,ST ₁

得多。每小时的风电利用率和切负荷状况如表 6 中括号内数值所示。引入 CCGT 后的系统总运行成本为 2 194 520 元,较引入前下降 24.6%,经济性显著提高。评价风电消纳水平效果的其他指标计算结果如表 7 所示。对比分析可知,引入的 CCGT 能使火电机组的容量利用率随时间平稳,出力稳定。日负荷峰谷差大使得蒸汽轮机承受最重的爬坡,且爬坡率变化率高的时段(如大于 20%)显著减少。这说明在日负荷曲线峰谷差大、仅采用火电机组使风电利用率不能达到 100% 的情况下,加入 CCGT 的优势不

仅体现在提高风电利用率、节能减排,也体现在减少切负荷、平滑火电机组容量利用率与改善爬坡等诸多方面。

4 结论

a. 采用先根据模式模型得到每小时循环机组所处的模式及其总出力,再转化为各组件出力的双层模型,能降低问题维数,提高计算效率。

b. 提出系统运行成本与切负荷持续时间、机组容量利用率与重爬坡持续时间等评价风电消纳水平效果的指标,能为不同风电消纳水平对系统影响的综合评估提供依据。

c. 风电可用水平与系统负荷之比越高(如运行方式 B),火电机组容量利用率越低,且相邻小时出力变化率高的时段越多。

d. 日负荷曲线峰谷差小,风电利用率高,越不容易发生切负荷,此时引入循环机组后的系统机组容量利用率和重爬坡等指标改善不大,其优势主要在于节能减排。

e. 日负荷曲线峰谷差过大,将使风电利用率降低,且发生切负荷,系统运行成本大幅增加,此时引入循环机组后不仅提高风电利用率,同时可减少切负荷,平滑火电机组容量利用率与改善爬坡等。

参考文献:

[1] ANDREW K,MICHAEL M,CHRIS J D,et al. Capacity value of wind power[J]. IEEE Trans on Power Systems,2011,26(2):564-572.

[2] ZHEN Shu,PANIDA J. Latin hypercube sampling techniques for power systems reliability analysis with renewable energy sources[J]. IEEE Trans on Power Systems,2011,26(4):2066-2073.

[3] SU Shengyi,LU Channan,CHANG Rungfang,et al. Distributed generation interconnection planning:a wind power case study[J]. IEEE Trans on Smart Grid,2011,2(1):181-189.

[4] HEE-JIN L,GUMTAE S,JUNG-WOOK P. Study on wind-turbine generator system sizing considering voltage regulation and over-current relay coordination[J]. IEEE Trans on Power Systems , 2011,26(3):1283-1293.

[5] 张保会,李光辉,王进,等. 风电接入电力系统故障电流的影响因素分析及对继电保护的影响[J]. 电力自动化设备,2012,32(2):1-8. ZHANG Baohui,LI Guanghui,WANG Jin,et al. Affecting factors of grid-connected wind power on fault current and impact on protection relay[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32 (2):1-8.

[6] 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.

[7] 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法[J]. 电力自动化设备,2012,32(7):21-24. KONG Feifei,CHAO Qin,YUAN Tiejiang,et al. Estimation of

- wind farm energy storage capacity for short-term power dispatch [J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(7): 21-24.
- [8] 张宁, 康重庆, 周宇田, 等. 风电与常规电源联合外送的受端可信容量研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(10): 11, 72-79.
- ZHANG Ning, KANG Chongqing, ZHOU Yutian, et al. Evaluation of receiving end credible capacity for joint delivery of wind power and conventional electricity generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(10): 11, 72-79.
- [9] 石文辉, 陈静, 王伟胜. 含风电场的互联发电系统可靠性评估[J]. 电网技术, 2012, 36(2): 224-230.
- SHI Wenhui, CHEN Jing, WANG Weisheng. Reliability assessment of interconnected generation systems with grid-connected wind farms[J]. Power System Technology, 2012, 36(2): 224-230.
- [10] 徐玮, 杨玉林, 李政光, 等. 甘肃酒泉大规模风电参与电力市场模式及其消纳方案[J]. 电网技术, 2010, 34(6): 71-77.
- XU Wei, YANG Yulin, LI Zhengguang, et al. Participation mode of large scale Jiuquan wind power farm in Gansu province to electricity market and its utilization scheme[J]. Power System Technology, 2010, 34(6): 71-77.
- [11] 肖创英, 汪宁渤, 丁坤, 等. 甘肃酒泉风电功率调节方式的研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 1-7.
- XIAO Chuangying, WANG Ningbo, DING Kun, et al. System power regulation scheme for Jiuquan wind power base[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 1-7.
- [12] 陈雁, 文劲宇, 程时杰. 电网规划中考虑风电场影响的最小切负荷量研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(34): 5, 20-27.
- CHEN Yan, WEN Jinyu, CHENG Shijie. Minimum load-curtailed in transmission network planning considering integrated wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(34): 5, 20-27.
- [13] 凡鹏飞, 张粒子, 谢国辉. 充裕性资源协同参与系统调节的风电消纳能力分析模型[J]. 电网技术, 2012, 36(5): 51-57.
- FAN Pengfei, ZHANG Lizi, XIE Guohui. Analysis model for accommodation capability of wind power with adequacy resources involved in system regulation[J]. Power System Technology, 2012, 36(5): 51-57.
- [14] 徐帆, 姚建国, 耿建, 等. 考虑联合循环机组的机组组合模型及求解[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(8): 39-43, 60.
- XU Fan, YAO Jianguo, GENG Jian, et al. Unit commitment problem with combined cycle gas turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(8): 39-43, 60.
- [15] LU Bo, SHAHIDEHPOUR M. Short-term scheduling of combined cycle units[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(3): 1616-1625.
- [16] LU Bo, SHAHIDEHPOUR M. Unit commitment with flexible generation units[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2005, 20(2): 1022-1034.
- [17] 丁晓莺, 刘林, 王锡凡, 等. 考虑灵活运行机组的随机机组组合模型[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(18): 23-27.
- DING Xiaoying, LIU Lin, WANG Xifan, et al. Stochastic unit commitment method with flexible generating units[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(18): 23-27.

作者简介:

刘继春(1975-), 男, 四川成都人, 副教授, 博士, 研究方向为电力系统经济性分析及电力市场(E-mail: jichunliu75@163.com);

刘洋(1982-), 男, 山东平度人, 副教授, 博士, 从事电力系统分析及其经济运行研究;

田伟(1977-), 男, 河南项城人, 助理教授, 博士, 从事电力经济调度及电力市场研究。

Influence of wind power absorption level by CCGT on power system operational index

LIU Jichun¹, LIU Yang¹, TIAN Wei²

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

2. College of Armour Engineering, Illinois Institute of Technology, Chicago 60616, USA)

Abstract: A bi-level CCGT(Combined Cycle Gas Turbine) model is built based on its mode and component models, which may decrease the variable dimension and compute the output of each unit quickly. An analysis model is built and solved by the mixed integer programming method, which analyzes the influence of CCGT participating in the wind power absorption on the indexes of system safe and economic operation, such as system operating cost, unit capacity utilization rate, re-climbing lasting time, load shedding lasting time, wind power utilization rate, etc. Results of case analysis show that, the simple pursuance of large wind power integration will spoil the system operational indexes while the introduction of CCGT may improve them significantly.

Key words: wind power; absorption; CCGT; system operational index; models