

基于多边收益的风光水能源联合运营策略

崔勇¹, 李鹏², 姬德森³, 杜中剑⁴

(1. 三峡大学 经济与管理学院, 湖北 宜昌 443002;

2. 国网河南省电力公司经济技术研究院, 河南 郑州 450052;

3. 国网江西省电力公司计量中心, 江西 南昌 330096;

4. 国网江西省电力公司电力调度控制中心, 江西 南昌 330000)

摘要:在未来新能源市场竞争环境下,综合收益将成为各市场主体运营的重要目标。基于多种能源协调运营、发电成本、上网电价及辅助服务收益,并计及电压偏差和频率稳定性,构建包含风电、光伏及抽水蓄能电站收益的多目标函数。以某区典型日负荷曲线为例,利用 MATLAB 对 IEEE 57 节点系统进行仿真,计算多能互补的辅助服务收益以及归一化稳定指标,验证了所提策略的有效性。

关键词:市场环境;多能互补;电网调度;优化策略

中图分类号: TM 715

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2019.04.024

0 引言

随着国家能源政策的调整,新能源原有补贴模式难以为继,未来市场竞争成为必然。在多方博弈竞争中追求各方收益最大化,加强协调运营,以实现多方效益共赢是目前的重点研究方向。

在多能互补与收益方面,文献[1]提出通过调节电网出力、燃气轮机和补燃设备的天然气出力使多能互补的模糊电价、煤耗、气体排污归一化目标函数值最优。文献[2]从优化储能水平、提升风速预测准确度与风储联合运行效率角度分析电力市场环境下的风储联合运行经济效益。文献[3]提出风能的间歇性导致光伏/蓄电池、风/蓄电池、混合光伏/风/蓄电池总净现值成本增加。文献[4]研究突尼斯 Bizerte 市光伏/风力发电/柴油机/蓄电池的运行及混合技术经济计算。文献[5]建立风、光、水不同配置下的储能系统配置容量及微网经济运行评价指标,提出当风、光、水 3 种分布式电源(DG)出力具有互补性时,系统储能容量明显减小,同时微网经济效益达到最优。

在联合运营调度优化方面,文献[6]研究风光蓄多能互补微网系统在独立、并网模式下的优化调度。文献[7]以投资成本、运行和维护成本以及环境成本最小为目标,考虑传输容量限制和负荷亏损概率约束,提出风光水互补发电系统的调度策略。文献[8]兼顾风能资源、太阳能资源和负荷的变化规律,提出抽水蓄能的运行策略。文献[9]分析加入了风电后多能互补发电系统的区域频率控制。文献[10]提出改善电压稳定性和功率波动的光储联

合发电控制策略。文献[11]以火电经济成本最小、广义负荷波动最小、风光水联合出力最大为目标函数,以火电机组的爬坡、最小开停机时间、抽水发电库容为约束,采用粒子群优化算法寻优以及多层决策方法计算风电、光伏发电、抽水蓄能最优出力。文献[12]以分布式发电投资、运行费用、向输电系统直接购电费用以及考虑环境因素费用总和最小为优化目标,用启发式算法分别对并网型和离网型 2 种情况进行规划和运行的综合分析,确定各类型分布式电源的最优投入容量。

以上文献主要研究多能之间的安全运行、风险控制以及成本控制问题,但很少研究多能互补联合运营的市场化多边收益、系统的辅助服务以及优化调度策略。本文构建风、光、抽水蓄能互补的多目标规划模型,研究多能互补的多边收益、辅助服务以及系统安全稳定问题,为确定多能互补的最优调度决策提供参考,并为市场化运营环境下多方共赢提供理论数据支撑。

1 风、光、水电成本收益模型

在电力市场环境、能源特性及能源政策的共同作用下,风电、光伏、抽水蓄能发电的成本、收益构成因子、影响因素具有差异性。

1.1 风电成本收益模型

风力发电的经济收益受到风电机组出力、上网电价以及发电成本的影响。并网功率为 P_{wind} 的风电单位时间收益为:

$$f_{\text{wind}}(P_{\text{wind}}) = (C_{\text{TL}} + C_{\text{subsidy}} - C_{\text{cost}}) P_{\text{wind}} \quad (1)$$

其中, C_{TL} 为脱硫电价^[13],参照政府指导意见一般为 0.259 5~0.450 5 元/(kW·h)^[14]; C_{subsidy} 为风电的政府补贴电价,一般为 0.11~0.30 元/(kW·h)^[15],补贴逐年降低,到 2020 年风力发电补贴取消; C_{cost} 为风

收稿日期:2018-05-22;修回日期:2019-01-24

基金项目:国家自然科学基金资助项目(71771139)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(71771139)

电的发电成本,其主要由采购安装、维修、经营、管理费用及投资、折旧、利息构成,为了便于量化分析计算,折算成单位发电量的发电成本约为 0.318~0.590 元/(kW·h)^[16]。本文取 $C_{TL}=0.40$ 元/(kW·h)、 $C_{subsidy}=0.30$ 元/(kW·h)、 $C_{cost}=0.340$ 元/(kW·h),则可得到式(2)。

$$f_{wind}(P_{wind})=(C_{TL}+C_{subsidy}-C_{cost})P_{wind}=0.36P_{wind} \quad (2)$$

1.2 光伏成本收益模型

光伏电池输出功率受太阳能辐射量、环境温度、随机故障率和停运小时数的影响明显。单位容量的光伏发电成本费用主要包括设备采购、安装与运维费用。光伏发电并网售电的经济收益由发电机组有功出力、上网电价、成本构成。

并网功率为 P_{solar} 的光伏单位时间收益为:

$$f_{solar}(P_{solar})=(C_{TL}+C_{subsidy2}-C_2)P_{solar} \quad (3)$$

其中, $C_{subsidy2}$ 为光伏的政府补贴电价,一般为 0.10~0.42 元/(kW·h)^[17]; C_2 为光伏发电成本电价,一般为 0.72~1.80 元/(kW·h)^[18]。本文选取 $C_{TL}=0.40$ 元/(kW·h)、 $C_{subsidy2}=0.40$ 元/(kW·h) 及 $C_2=0.72$ 元/(kW·h),则可得到式(4)。

$$f_{solar}(P_{solar})=(C_{TL}+C_{subsidy2}-C_2)P_{solar}=0.08P_{solar} \quad (4)$$

1.3 抽水蓄能收益模型

抽水蓄能具有良好的系统调节性能,启动迅速,运行灵活,可靠性高,能够快速响应负荷波动,保持系统功率的平衡和频率稳定。抽水蓄能电站通过“低储高发”形成分时电价,获得电价差额,即为发电收益与抽水成本的差值。

$$f_{waterdiff}(P)=P(t_1)C_{sell\cdot price}-P(t_2)C_{pump\cdot water} \quad (5)$$

其中, P 为功率(kW·h); $P(t_1)$ 为上网发电功率(kW·h); t_1 为发电上网时间(h); $C_{sell\cdot price}$ 为发电上网电价(元/(kW·h)); $P(t_2)$ 为耗电抽水功率(kW·h); t_2 为耗电抽水时间(h); $C_{pump\cdot water}$ 为抽水用电电价(元/(kW·h))。

抽水电站通过抽水发电量实现削峰填谷效益,电价水平按当地燃煤机组标杆上网电价。电网企业向抽水蓄能电站提供的抽水电量电价按燃煤机组标杆上网电价的 75% 执行^[19]。燃煤发电标杆上网电价平均值为 0.364 4 元/(kW·h),抽水时电价为上网电价的 75%,即 0.273 3 元/(kW·h)。则模型可描述为:

$$f_{waterdiff}(P)=0.364\ 4P(t_1)-0.273\ 3P(t_2) \quad (6)$$

抽水蓄能电站在电力系统中起到削峰填谷、调频、调相的作用,调峰、调压、调频和旋转备用的辅助服务综合成本超过 0.10 元/(kW·h)^[20]。由于风光能源不确定性,需要获得额外的辅助服务,因此辅助服务费用由风光能源承担、分摊和补偿。抽水蓄能

电站提供辅助服务取得的最低收益为:

$$f_{ancillary}(P)=0.1P \quad (7)$$

因此,根据式(6)、式(7),抽水蓄能电站考虑电价差额效益以及辅助服务收益为:

$$\begin{aligned} f_{water}(P) &= f_{waterdiff}(P) + f_{ancillary}(P) = \\ &= 0.364\ 4P(t_1) - 0.273\ 3P(t_2) + \\ &= 0.1(P(t_1) + P(t_2)) = \\ &= 0.464\ 4P(t_1) - 0.173\ 3P(t_2) \end{aligned} \quad (8)$$

2 目标函数及约束条件

2.1 目标函数

按照国家现行政策,在保证最低收购年利用小时数内,风光能源全额保障性收购,超出最低保障收购年利用小时数的部分通过市场交易方式消纳。因此,构建目标函数:

$$\begin{aligned} \max F(X) &= \max(f_{wind}(X) + f_{solar}(X) + f_{water}(X)) \\ \text{s.t.} \quad X &\in \Omega \\ H(X) &= 0 \\ G_{\min} &\leq G(X) \leq G_{\max} \end{aligned} \quad (9)$$

其中, f_{wind} 、 f_{solar} 、 f_{water} 分别为风电、光伏、抽水蓄能电站的经济效益函数; X 为可行解空间; Ω 为解空间域; $H(X)$ 为等式约束; $G(X)$ 为不等式约束; $G_{\max}$ 和 $G_{\min}$ 分别为不等式约束的上、下限值。

2.2 约束条件

a. 系统功率平衡满足等式约束。

$$\begin{cases} P_{Gi} - P_{Li} - U_i \sum_{j=1}^N U_{ij} (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - U_i \sum_{j=1}^N U_{ij} (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

其中, N 为系统的节点数; P_{Gi} 、 P_{Li} 分别为发电机和负荷的有功功率; Q_{Gi} 、 Q_{Li} 分别为发电机和负荷的无功功率; U_i 为节点 i 的电压幅值; U_{ij} 为节点 i 、 j 之间的电压幅值, $U_{ij} = U_i - U_j$; θ_{ij} 为节点 i 与节点 j 的相角差, 即 $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为线路 i - j 导纳的实部、虚部。

b. 电压、电流、有功、无功约束。

$$\begin{cases} P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} & i=1, 2, \dots, N_G \\ Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} & i=1, 2, \dots, N_R \\ U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} & i=1, 2, \dots, N \\ I_{ij}^{\min} \leq I_{ij} \leq I_{ij}^{\max} & L(i, j)=1, 2, \dots, N_L \end{cases} \quad (11)$$

其中, $P_{Gi}^{\min}$ 为发电机 i 有功功率最小值(kW); $P_{Gi}^{\max}$ 为发电机 i 有功功率最大值(kW); $Q_{Gi}^{\min}$ 为无功补偿器 i 无功功率最小值(kvar); Q_{Gi} 为无功补偿器 i 无功功率(kvar); $Q_{Gi}^{\max}$ 为无功补偿器 i 无功功率最大值(kvar); $U_i^{\min}$ 为节点 i 电压最小值(kV); $U_i^{\max}$ 为节点

i 电压最大值(kV); $I_{ij}^{\min}$ 为线路 $i-j$ 电流最小值(A); I_{ij} 为线路 $i-j$ 电流(A); $I_{ij}^{\max}$ 为线路 $i-j$ 电流最大值(A); N_G 为发电机节点数; N_R 为无功补偿器节点数; N_L 为系统支路数。各节点电压、有功、无功取值不能超过该节点的上、下限,而且支路电流不能超过该支路电流的上、下限。

c. 电压偏差约束。

$$90\%U_N \leq U_i \leq 110\%U_N \quad i=1,2,\dots,N \quad (12)$$

其中, U_N 为系统额定电压(kV)。

d. 频率约束。

$$\begin{cases} 49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz} \\ \Delta f = \frac{1}{-K_G} \left(T_G \frac{d\Delta P_G}{dt} + \Delta P_G \right) \end{cases} \quad (13)$$

其中, f 为频率(Hz); K_G 为发电机单位调节功率(W); T_G 为发电机时间常数(s); ΔP_G 为系统有功变化量(W); Δf 为系统频率差标么值。

e. 稳定指标。

频率、电压量纲不同,数值差异大,频率范围为 $49.5 \text{ Hz} \leq f \leq 50.2 \text{ Hz}$,电压范围为 $90\%U_N \leq U_i \leq 110\%U_N$,而且电压和频率没有必然直接的联系,因此通过归一化处理,结果值映射到 $0 \sim 1$ 之间,转化为无量纲的表达式。

$$x^* = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} \quad (14)$$

其中, x_i 、 x^* 分别为归一化前、后的值; $x_{\max}$ 、 $x_{\min}$ 分别为样本数据中最大、最小值,本文分别取频率、电压上、下限值。归一化处理后,构建稳定矩阵:

$$A = [\Delta f|_{0 \sim 1}, \Delta U|_{0 \sim 1}] \quad (15)$$

如果 A 中各元素的取值在 $0 \sim 1$ 之间,那么可以判定系统稳定,否则不稳定。

3 仿真分析

3.1 仿真假设

以 IEEE 57 节点系统为仿真对象,使用 MATLAB R2010b 进行仿真,参数引用文献[21],采用牛拉法进行潮流计算,取基准功率为 $100 \text{ MV} \cdot \text{A}$,基准电压为 35 kV 。考虑式(15)稳定判据,合理设置发电机 1、3、8、12 以及抽水蓄能发电机参数,另外根据调频计算的需要增加调差系数,如表 1 所示(表中功率均为标么值)。IEEE 57 节点系统在初始条件下的节点负荷为 12.508 p.u. ,发电机有功出力为 9.289 p.u. ,不平衡功率为 3.219 p.u. 。对发电机 1、3、8、12 进行调整使系统频率维持 50 Hz ,同时使系统功率平衡和功率稳定。

风光能源出力受自然条件影响较大,具有间歇性和波动性,因此并网容量不超过并网点最大负荷

表 1 发电机参数

Table 1 Generator parameters

对象	调整后的功率	功率上限	调差系数/%
发电机 1	2.541 5	5.758	4.0
发电机 3	0.638 8	1.400	5.1
发电机 8	5.271 8	5.500	5.0
发电机 12	3.892 7	4.100	4.5
抽水蓄能	0~1	1.000	3.0

的 25%;通过合理选择出力配比使得收益均衡。因此依据式(2)、(4)、(8),当抽水蓄能电站作为发电侧时,出力配比模型如下:

$$\begin{cases} 0.41\delta_1 = 0.08\delta_2 = 0.464 \ 4\delta_3 \\ \delta_1 + \delta_2 + \delta_3 = 1 \end{cases} \quad (16)$$

其中, δ_1 、 δ_2 、 δ_3 分别为风电、光伏、抽水蓄能出力配比。求解式(16)可以得到 $\delta_1 = 14.27\%$ 、 $\delta_2 = 73.13\%$ 、 $\delta_3 = 12.60\%$ 。当抽水蓄能作为用电侧时,则 $\delta_1 = 16.33\%$ 、 $\delta_2 = 83.67\%$ 、 $\delta_3 = 0$ 。

负荷(标么值)曲线如图 1 所示,相较于 IEEE 57 节点系统的初始负荷,06:00—22:00 时间段负荷较高。受到太阳光照的影响,光伏出力主要集中在 06:00—18:00 时间段。通过长时间观察发现,风速会趋于一小范围波动的稳定值。因此,本文假设 24 h 内风电均可以发电,06:00—18:00 时间段光伏可以发电。

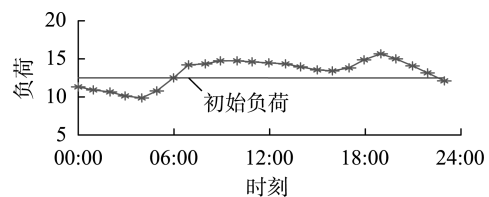


图 1 负荷曲线

Fig.1 Load curve

3.2 仿真算例

3.2.1 IEEE 57 节点系统仿真

风电、光伏、抽水蓄能并网发电,火电负责调频,抽水蓄能也参与调频任务。频率变动超过一次调频最大偏差 0.45% ,即 $\Delta f = 0.225 \text{ Hz}$,则进行二次调频,产生辅助服务费用,此时频率为 49.775 Hz 、 50.225 Hz ,对应的归一化值为 $0.392 \ 9$ 、 $1.035 \ 7$ 。

一次调频是由各台机组提供基本辅助服务,不予补偿。按照“谁受益、谁付费”的原则,风电、光伏没有参与调频,需要按比例分摊并且交纳考核金,其收益在目标函数中扣减。火电调频服务容量补偿标准取平均值 $1.278 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$,电量补偿标准取平均值 $10.486 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ [22],因此火电综合调频服务取 $11.764 \text{ 元}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。目标函数分布图如图 2 所示。

图 2 中,在 03:00、04:00、09:00、10:00、11:00、

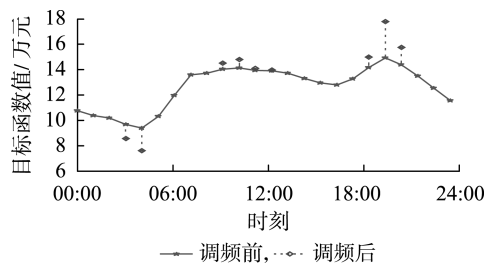


图 2 目标函数值

Fig.2 Target function value

12:00、18:00、19:00、20:00,火电及抽水蓄能联合将二次调频升调至一次调频区间内,此过程发生辅助服务费用,分摊到目标函数,目标值产生增量,辅助服务费如表 2 所示。其他时间无需二次调频,未产生辅助服务费用。

表 2 辅助服务费

Table 2 Ancillary service cost

时刻	辅助服务			目标函数	
	功率/MW	火电费用/万元	水电费用/万元	增量/万元	调频前/万元
03:00	-38.264 4	-0.045 0	-1.045 8	-1.090 8	9.667 1
04:00	-63.045 8	-0.074 2	-1.723 0	-1.797 2	9.405 8
09:00	16.122 6	0.019 0	0.440 6	0.459 6	14.040 4
10:00	23.432 6	0.027 6	0.640 4	0.668 0	14.117 8
11:00	5.727 5	0.006 7	0.156 5	0.163 3	13.929 5
12:00	2.975 7	0.003 5	0.081 3	0.084 8	13.899 9
18:00	28.946 3	0.034 1	0.791 1	0.825 2	14.177 1
19:00	100.344 9	0.118 0	2.742 4	2.860 5	14.938 0
20:00	47.982 0	0.056 4	1.311 3	1.367 8	14.379 7

系统稳定指标归一化值如图 3 所示。风光储在 03:00、04:00 时并网,调频前系统频率高于一次调频上限归一化值 1.035 7,依靠火电机组及抽水蓄能展开二次调频,使得频率降低到一次调频上限。由此,在 09:00、10:00、11:00、12:00、18:00、19:00、20:00 时并网,调频前系统频率低于一次调频下限归一化值 0.392 9,依靠火电机组及抽水蓄能展开二次调频将频率升调到一次调频范围。在其他节点系统频率处于一次调频范围,则机组调频辅助服务免费。

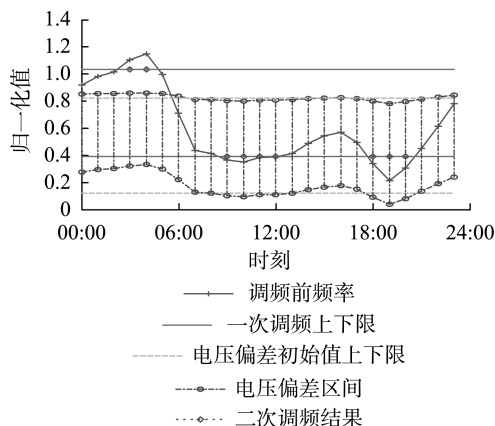


图 3 稳定指标

Fig.3 Stability index

在 03:00、04:00 时火电增加出力,抽水蓄能电站抽水消纳,调低频率;在 09:00、10:00、11:00、12:00、18:00、19:00、20:00 时火电降低出力,同时抽水蓄能电站放水发电,调高频率。图 3 中各时间段的电压偏差归一化值处于 0~1 之间,系统稳定,而且电压偏差上、下限(上限 0.822 3,下限 0.121 4)与初始值接近,无需进行电压调整。在 02:00、03:00、04:00 时频率归一化值大于 1,系统不稳定,在 03:00、04:00 时进行二次调频使得系统频率进入一次调频范围,维持系统频率稳定,由此产生了一定的有偿辅助服务费,在 02:00 时的频率小于一次调频上限归一化值 1.035 7,系统自动进行基本辅助服务,完成一次调频,未产生辅助服务费用。调频与辅助服务结果如表 3 所示。

表 3 调频与辅助服务

Table 3 Frequency control and ancillary service

时刻	频率归一化值		频率变化值/Hz	调频出力/MW	辅助服务费/万元
	调频前	调频后			
03:00	1.105 0	1.035 7	-0.049	-38.264	-1.090 8
04:00	1.150 0	1.035 7	-0.080	-63.046	-1.797 2
09:00	0.364 2	0.392 9	0.020	16.123	0.459 6
10:00	0.351 2	0.392 9	0.029	23.433	0.668 0
11:00	0.382 7	0.392 9	0.007	5.728	0.163 3
12:00	0.387 6	0.392 9	0.004	2.976	0.084 8
18:00	0.341 4	0.392 9	0.036	28.946	0.825 2
19:00	0.214 9	0.392 9	0.125	100.345	2.860 5
20:00	0.307 6	0.392 9	0.060	47.982	1.367 8

表 3 中,调频后解决了调频前的频率不稳定以及电压越限问题,综合辅助服务费合计 3.541 2 万元,与表 2 结果一致。

结合各机组调频出力绘制辅助服务对比图,见图 4。可知,图 4(a)中水电占比很大,为 95.88%;图 4(b)中火电 1 占 38.7%,火电 3 占 7.4%,火电 8 占 29.5%,火电 12 占 24.4%。

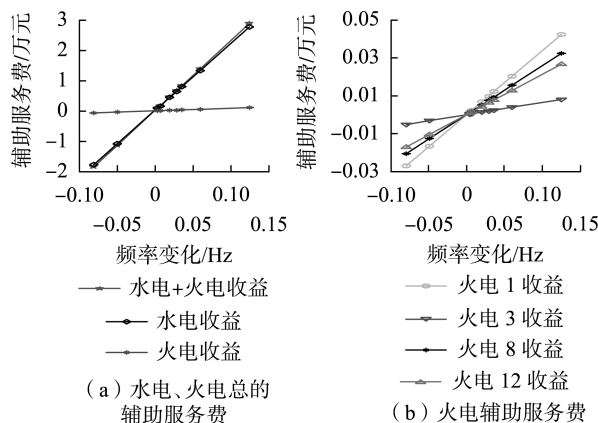


图 4 辅助服务对比

Fig.4 Comparison of ancillary services

结合表 1、表 3,调频功率需求与各机组调频出力能力的调度策略分析如表 4 所示,表中调频功率需求为标么值。

表4 调度策略分析

Table 4 Scheduling strategy analysis

调频功率 需求	调频功率出力能力				
	火电1	火电3	火电8	火电12	抽水蓄能
-0.382 64	1	1	1	1	1
-0.630 46	1	1	1	1	1
0.161 23	1	1	1	1	1
0.234 33	1	1	0	0	1
0.057 28	1	1	1	1	1
0.029 76	1	1	1	1	1
0.289 46	1	1	0	0	1
1.003 45	1	0	0	0	0
0.479 82	1	1	0	0	1

注:1表示具备调频出力能力,0表示不具备调频出力能力。

由表4可见,火电1、火电3、抽水蓄能电站容量冗余大,体现在调频功率出力能力有较大的空间;火电8、火电12容量冗余小,容易超负荷运行,只能满足部分调频出力。

3.2.2 IEEE 30 节点系统仿真

作为对比分析,展开 IEEE 30 节点系统仿真。负荷数据在数值上与图1存在差异,但趋势与图1类似。

目标函数如图5所示。在峰谷时段水电、火电参与调频,获得调频收益,图中目标函数值与图2不同,但趋势相似。

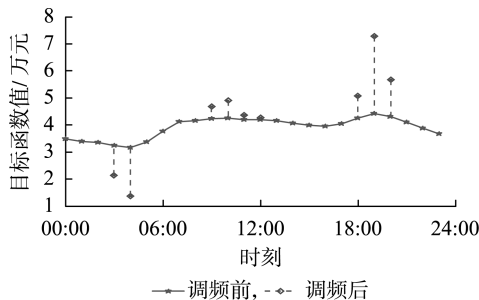


图5 IEEE 30 节点系统目标函数值

Fig.5 Object function value of IEEE 30-bus system

峰谷时段,调频前的频率越限,水电、火电二次调频后,将系统频率拉入一次调频范围并保持系统频率稳定,趋势上与图3类似,电压偏差在0~1范围,稳定指标如图6所示。

3.3 风光水联合运营策略分析

a. 发电机组优化策略。

对比图1与图2可得出以下关系:在负荷低谷时段,抽水蓄能电站进行抽水蓄能,以补充火电机组调频出力的不足,并分摊火电辅助服务费用,火电厂辅助服务收益降低,目标函数值下降;在负荷高峰时段,火电机组降低出力,抽水蓄能电站进行发电,完成调频辅助服务并获得收益,体现为目标函数值上升。

b. 发电机组调频策略。

如图1所示,在00:00—06:00、23:00—24:00

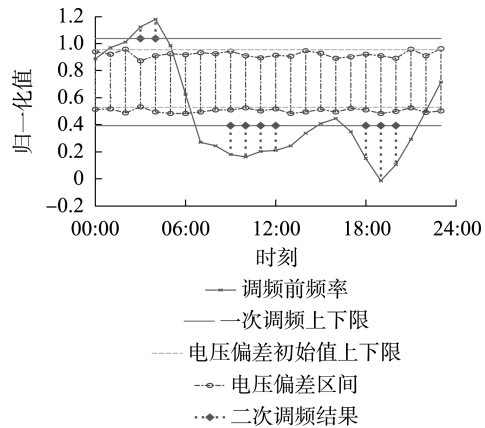


图6 IEEE 30 节点系统稳定指标

Fig.6 Stability index of IEEE 30-bus system

(7 h) 负荷低于 IEEE 57 节点系统初始负荷 (12.508 p.u.), 再结合图3 稳定指标分布图在 03:00—05:00 时间段(2 h) 需要二次调频, 目标函数达到最低值; 其余 17 h 内有 7 h 经过调频使得目标函数较优, 在负荷高峰的 19:00 时目标函数最优。尽管在峰谷时段系统频率需要调整, 但是在调频之后电压和频率稳定的前提下目标函数相对更优。抽水蓄能电站可以在低谷时段抽水进行蓄能, 在高负荷时段发电获得电量收益, 并且同时完成调频所产生辅助服务的额外收益。

综上所述, 据典型负荷曲线可以看出: 06:00—19:00 时间段负荷相对处于高值区间, 该时段内光伏具备发电条件, 而风电 24 h 都具备发电条件; 负荷低谷时段, 抽水蓄能电站可以充当火电机组的二次调频出力以及风电出力进行蓄能; 高负荷时段, 风电、光伏电站尽可能多地满发获得较优的收益。风光能源的经济技术特性决定了其发电成本仍然具有较大的降低空间, 其电价在市场竞争中具有较大的优势。因此, 考虑全额保障性收购政策下的最低年利用小时数, 风光能源可以选择在高负荷时段并网, 充分利用电价政策获得收益。低负荷时段, 特别是利用小时数以外的时段, 根据市场竞争价格选择并网发电。

4 结论

本文通过研究市场环境下的风光水联合运营, 统筹了电网安全稳定因素, 基于综合效益最优提出了联合运营管理策略, 主要结论如下。

a. 在负荷低谷时段, 鉴于风光能源自然条件约束以及辅助服务分摊与考核, 火电进行调频, 抽水电站进行蓄能, 目标函数值偏低。在负荷相对处于高值区间时, 可充分利用风光能源, 基于全额保障性收购的政策背景可实现多发或满发, 同时抽水蓄能电站参与调频并有偿辅助服务, 使得系统目标函数值较优。

b. 风光能源进行市场交易时,考虑全额保障性收购政策下的最低年利用小时数,结合未来负荷预测,同时计及抽水蓄能电站的辅助服务费用,通过合理规划,可以降低市场运营风险,并且获得较好的收益。

c. 通过风、光、水电优化模型仿真,可以有效指导电网调度管理,实施最优策略以保障电网的安全可靠以及最佳的经济运行;同时还可对未来设计新能源市场激励机制提供理论支撑。

参考文献:

- [1] 胡蘭丹,刘东,闫丽霞,等. 考虑需求响应的 CCHP 多能互补优化策略[J]. 南方电网技术,2016,10(12):75-81.
HU Landan, LIU Dong, YAN Lixia, et al. Optimal multi-energy complementary strategy for CCHP considering demand response [J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(12): 75-81.
- [2] 曾鸣,李娜,马明娟,等. 电力市场环境风储联合运行系统的经济效益评估模型[J]. 华东电力,2012,40(9):1469-1473.
ZENG Ming, LI Na, MA Mingjuan, et al. Economic benefit evaluation model for storage-wind joint power operation system in electricity market [J]. East China Electric Power, 2012, 40(9): 1469-1473.
- [3] BANIASAD A I, AMERI M. Techno-economic feasibility analysis of stand-alone renewable energy systems (PV/bat, wind/bat and hybrid PV/wind/bat) in Kerman, Iran [J]. Energy Sources Part B Economics Planning & Policy, 2012, 7(1): 45-60.
- [4] MAATALLAH T, GHODHBANE N, NASRALLAH S B. Assessment viability for hybrid energy system (PV/wind/diesel) with storage in the northernmost city in Africa, Bizerte, Tunisia [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016, 59: 1639-1652.
- [5] 夏永洪,吴虹剑,辛建波,等. 考虑风/光/水/储多源互补特性的微网经济运行评价方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(7):63-69.
XIA Yonghong, WU Hongjian, XIN Jianbo, et al. Evaluation of economic operation for microgrid with complementary DGs and energy storage [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(7): 63-69.
- [6] 马晓娟. 风光蓄能互补微电网系统能量优化研究[D]. 南宁:广西大学,2013.
MA Xiaojuan. Research on dynamic optimization of energy for microgrid with wind/PV/battery energy resources [D]. Nanning: Guangxi University, 2013.
- [7] 陈丽媛,陈俊文,李知艺,等. “风光水”互补发电系统的调度策略[J]. 电力建设,2013,34(12):1-6.
CHEN Liyuan, CHEN Junwen, LI Zhiyi, et al. Scheduling strategy of wind-photovoltaic-hydro hybrid generation system [J]. Electric Power Construction, 2013, 34(12): 1-6.
- [8] 任岩,郑源,周兵,等. 多能互补发电系统抽水蓄能模型及运行策略[J]. 排灌机械工程学报,2013,31(2):137-141.
REN Yan, ZHENG Yuan, ZHOU Bing, et al. Model and operation strategy of pumped-storage in hybrid power system [J]. Journal of Drainage and Irrigation Machinery Engineering, 2013, 31(2): 137-141.
- [9] 姚亮. 多能互补发电系统频率控制研究[D]. 成都:电子科技大学,2016.
YAO Liang. Research on frequency control of multi-energy hybrid power system [D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2016.
- [10] 甘思琦,孔令国,蔡国伟,等. 光储联合发电系统建模及并网控制[J]. 中国电力,2015,48(3):116-121.
GAN Siqi, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Research on system modeling and grid connection characteristics of large-scale PV-ES hybrid power system [J]. Electric Power, 2015, 48(3): 116-121.
- [11] 盛四清,张立. 基于风光水火多能互补的电力系统经济调度[J]. 电测与仪表,2016,53(22):66-71.
SHENG Siqing, ZHANG Li. An economical scheduling strategy in power system based on integration of wind, photovoltaic, water and thermal power [J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2016, 53(22): 66-71.
- [12] 宋旭日,叶林. 风/光/柴多能互补发电系统优化配置研究[J]. 电网与清洁能源,2011,27(5):66-72.
SONG Xuri, YE Lin. Optimization configuration of wind/solar/diesel hybrid power generation system [J]. Power System and Clean Energy, 2011, 27(5): 66-72.
- [13] 国家发展改革委环境保护部. 燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法[EB/OL]. [2018-12-24]. http://www.ndrc.gov.cn/xwzx/xwfb/201404/t20140403_605754.html.
- [14] 国家发展改革委. 关于降低燃煤发电上网电价和一般工商业用电价格的通知[EB/OL]. [2018-12-24]. http://www.ndrc.gov.cn/xwfwzx/zfdj/jggg/201512/t20151230_769630.html.
- [15] 国家发展改革委国家电监会. 关于可再生能源电价补贴和配额交易方案(2010年10月—2011年4月)的通知[EB/OL]. [2018-12-24]. http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201212/t20121204_517157.html.
- [16] 王霞. 基于微网的分布式风电补贴政策研究[D]. 上海:华东理工大学,2014.
WANG Xia. Research on distributed wind power subsidy policy based on micronet [D]. Shanghai: East China University of Science and Technology, 2014.
- [17] 国家发展改革委. 关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知[EB/OL]. [2018-12-24]. http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbtz/201308/t20130830_556000.html.
- [18] 钱伟. 光伏上网电价及其政策研究[D]. 上海:华东理工大学,2013.
QIAN Wei. Study on the price of photovoltaic Internet and its policy [D]. Shanghai: East China University of Science and Technology, 2013.
- [19] 国家发展改革委. 关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知[EB/OL]. [2018-12-24]. http://jgs.ndrc.gov.cn/zcfg/201408/t20140812_622012.html.
- [20] 谢国辉,李琼慧. 风电辅助服务成本测算模型和实证研究[J]. 中国电力,2011,44(12):82-85.
XIE Guohui, LI Qionghui. Research on calculating model and empirical analysis of wind power ancillary service cost [J]. Electric Power, 2011, 44(12): 82-85.
- [21] 余娟. 无功优化新模型和算法研究及其在电压稳定风险评估中的应用[D]. 重庆:重庆大学,2007.
YU Juan. New models and algorithms of optimal reactive power flow and application in voltage stability risk assessment [D]. Chongqing: Chongqing University, 2007.
- [22] 陈明辉. 发电机组参与辅助服务的机制研究[D]. 广州:华南理工大学,2010.
CHEN Minghui. Research on mechanism of generation units joining in the ancillary service [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2010.

管理委员会. 电力变压器 第1部分:总则:GB/T 1094.1—2013 [S]. 北京:中国标准出版社,2013.

[15] WAKILEH G J. 电力系统谐波:基本原理、分析方法和滤波器设计[M]. 徐政,译. 北京:机械工业出版社,2011:87-88.

作者简介:

谭 鹏(1992—),男,四川广安人,硕士研究生,研究方向为新能源并网及电能质量(E-mail:tanpengsc@gmail.com);
杨洪耕(1949—),男,四川成都人,教授,博士研究生导



谭 鹏

师,博士,主要研究方向为电能质量无功电压控制等;

马晓阳(1991—),男,河南南阳人,博士研究生,主要研究方向为新能源并网;

徐方维(1978—),女,四川成都人,讲师,博士研究生,通信作者,主要研究方向为电能质量分析(E-mail:xufangwei@scu.edu.com)。

Assessment of harmonic emission level considering influence of harmonic impedance of wind farm

TAN Peng, YANG Honggeng, MA Xiaoyang, XU Fangwei

(College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Wind turbine filter and reactive power compensation device lead to the result that the harmonic impedance of wind farm is not much larger than that of the utility, so the influence of harmonic impedance of wind farm should not be neglected when calculating harmonic emission value of wind farm. A method based on the improved complex linear regression equation is proposed for assessing the harmonic emission value of wind farm. The harmonic current components of wind farm side, which are not related with the regression equation coefficients, are separated from the harmonic voltage of PCC (Point of Common Coupling). Accordingly, a complex linear regression equation is established. The utility harmonic impedance is calculated by complex least square method. Considering the harmonic impedance of wind farm, the harmonic emission value is calculated. For the topology variability of wind farm feeder network, an equivalent and aggregation method for feeder network is proposed, by which, the hybrid feeder network is aggregated into T-shaped network to calculate the harmonic impedance of wind farm. The error marginal effect of dispersion parameters is used to analyze error. Simulation and measured data verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: wind power; complex linear regression; harmonic impedance of wind farm side; aggregated equivalent; harmonic emission level

(上接第166页 continued from page 166)

作者简介:

崔 勇(1978—),男,河南兰考人,工程师,博士,研究方向为能源技术经济、电力市场以及智能电网技术等(E-mail:cuiyong826@126.com);

李 鹏(1985—),男,河南开封人,工程师,博士,通信作者,研究方向为智能配电网、风险管理;

姬德森(1987—),男,贵州凯里人,副高级工程师,研究



崔 勇

方向为计量技术与电力市场。

Joint operation strategy of wind power-photovoltaic-pumped storage hydro energy based on multilateral income

CUI Yong¹, LI Peng², JI Desen³, DU Zhongjian⁴

(1. School of Economics and Management, Three Gorges University, Yichang 443002, China;

2. State Grid Henan Economic Research Institute, Zhengzhou 450052, China;

3. State Grid Jiangxi Electric Power Metering Center, Nanchang 330096, China;

4. State Grid Jiangxi Electric Power Dispatch Control Center, Nanchang 330000, China)

Abstract: Comprehensive income will become an important target for the operation of each market subject in the future market competition environment of new energy. On the basis of multiple energy coordinated operation, power generation cost, feed-in tariff and auxiliary service income, a multi-objective function including cost of wind power, photovoltaic and pumped storage power station is constructed, which considers the voltage deviation and frequency stability. Taking a typical daily load curve of a certain region as an example, the simulation of IEEE 57-bus system is carried out in MATLAB to calculate the auxiliary service income and normalized stability index of multi-energy complementary, which verifies the effectiveness of the proposed strategy.

Key words: market environment; multi-energy complementary; power grid scheduling; optimization strategy