

DOI: 10.7667/PSPC150876

风光水火联合运行电网的电源出力特性及相关性研究

韩柳¹, 庄博², 吴耀武³, 黄飞¹

(1. 国网北京经济技术研究院, 北京 100052; 2. 国网冀北电力有限公司, 北京 100051;
3. 华中科技大学, 湖北 武汉 430074)

摘要: 通过调研西北电网大量实际运行数据, 提出常规火电与热电联产机组的调峰深度以及影响水电调节能力的主要因素。基于数理统计分析方法提出风电、光伏集群出力的季特性、日特性以及概率分布曲线, 为风光水火联合运行电网不同时空尺度下生产运行模拟提供依据, 从而确定各类电源的合理配置和经济运行方案。分析证明: 光伏出力与时间相关性强, 风电出力与时间相关性弱。风电与光伏互补性不明显, 水电与光伏互补性明显。风光水火联合运行电网的新能源接纳能力不宜采用小方式下调峰平衡的简单估算方法, 应通过电力系统生产运行模拟仿真确定各类电源的合理装机规模和结构。

关键词: 风电; 光伏; 联合运行; 出力特性; 概率分布; 相关性

Power source's output characteristics and relevance in wind-solar-hydro-thermal power system

HAN Liu¹, ZHUANG Bo², WU Yaowu³, HUANG Fei¹

(1. State Grid Beijing Economic Research Institute, Beijing 100054, China; 2. State Grid Jibei Electric Company Limited, Beijing 100051, China; 3. Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Through the investigation of the actual operating data of northwest power system, this paper comes up with the depth of peak load regulation of combined operation of conventional thermal power generating units and heat supply units, and the principal factors that affect the regulation capability of hydropower. Based on mathematical statistics analysis, this paper also proposes the seasonal characteristic, daily characteristic and probability distribution of wind power and photovoltaic output that help simulate the operation of wind-solar-hydro-thermal joint operation power grids in different spatial and temporal scales and determine the reasonable configuration of all kinds of power supply and economic operation scheme. The analysis shows that the relevance between the output of photovoltaic power and the time is strong while the relevance between the output of wind power and the time is weak. And the complementarity between hydropower and photovoltaic power is obvious while the complementarity between wind power and photovoltaic power isn't. For wind-solar-hydro-thermal joint operation power grids, it's inappropriate to use simple peak load balance under light load flow mode to estimate its acceptance ability of new energy. We should determine the reasonable installed capacity and structure of all kinds of power supply through the operation simulation of the power system.

Key words: wind power; photovoltaic; combined operation; power characteristic; probability distribution; relevance

0 引言

我国西北地区电网呈现西水东火、水火互济的电源格局, 且风电、光伏开发规模巨大, 电源结构多样, 调节模式复杂。预计到2017年, 西北5省区各类电源装机风电将达到3 850万kW, 光伏2 470万kW, 水电3 150万kW, 火电15 670万kW。风电场、光伏电站出力的不确定性给地区电网调峰和稳定运行带来很大压力, 对于风光水火联合运行的

复杂电网, 传统的简单电力电量平衡估算方式已不能满足要求, 需要采用生产模拟的方法进行丰枯期各种场景下电力、电量、调峰平衡仿真模拟, 而风电、光伏的出力特性曲线是重要的输入条件。目前对风电^[1-3]、光伏^[4]的出力特性相关文献有所研究, 但对风电、光伏、水电、火电出力的相关性研究较少。

本文以西北电网为研究对象, 通过调研大量实际运行基础数据, 深入研究各类电源出力特性及相

关性, 可为风光水火各类电源不同时间尺度的出力特性进行生产运行模拟提供依据, 从而确定各类电源的合理配置和经济运行方案。风光水火多种电源如何协调运行、各类电源的出力特性、电源之间及其与负荷特性间的匹配程度是本文研究的重点。

1 常规火电调节能力分析

低负荷运行方式调峰是常规火电的主导调峰方式。非供热机组和非供热期供热机组最小出力为其锅炉最低稳燃负荷, 一般来说, 单机容量 30 万 kW 及以上机组, 最小技术出力率为 50%; 单机容量 10 万 kW 及以上、不足 30 万 kW 机组, 最小技术出力率为 60%; 单机容量 10 万 kW 以下机组, 最小技术出力率为 80%, 火电机组最小技术出力率及调峰深度见表 1。

表 1 火电机组的最小技术出力率及调峰深度

Table 1 Minimum technical generation and the depth of peak load regulation of thermal power generating unit

火电机组容量	最小技术出力	调峰深度
10 万 kW 以下	80%	20%
10~30 万 kW	60%	40%
30 万 kW 以上	50%	50%

2 供热机组调节能力分析

热电联产机组在西北地区火电机组类型中占比较高, 目前为冬季采暖用户供热的主要是抽凝式可调整供热机组, 机组可以在保证供热量基本不变的条件下正常参与调峰。热电联产机组最大调峰幅度主要取决于凝汽运行时最大技术出力与最小技术出力。在一定的机组容量、供热压力、机组结构与参数设计情况下, 最大与最小技术出力取决于机组抽汽量。随着供热需求增大, 抽汽量增加, 热电联产机组最大技术出力逐步减小, 最小技术出力逐步增大, 热电联产机组调峰能力逐步降低^[6], 表 2 列出了典型的采暖抽汽压力为 0.5 MPa、30 万 kW 机组不同供热量下的发电功率。

抽汽供热量主要与采暖期气温有关, 以抽汽压力 0.5 MPa、30 万 kW 供热机组为例, 300 t/h 为额定抽汽量, 500 t/h 为极限抽汽量。供热初末期、气温较高时, 供汽量一般为 200 t/h, 此时调峰幅度能达到 51.11%, 供热中期 300~400 t/h 抽汽量时, 调峰幅度能达到 21.6%~35.67%, 在天气最寒冷的 15~30 天阶段抽汽量达到 450~500 t/h, 调峰深度仅为 10%左右。西北地区供热期 4~6 个月, 除去最寒冷的 1 个月左右, 有 3~5 个月调峰深度可以达到 20%~50%。目前西北地区的调峰实际主要由水电、

常规火电实现, 供热机组尚未参与调峰; 而华北、东北地区以火电机组为主, 在冬季供热期供热机组在一定程度上已经参与调峰。

表 2 采暖抽汽压力为 0.5 MPa、30 万 kW 机组不同供热量下的发电功率

Table 2 Generated power of 300,000 kW generating set under different heating load when the pressure of heating air exhaust is 0.5MPa

抽汽量	t/h、万 kW					
	机组最大发电		机组最小发电		机组调峰幅度	
500	24.9	83.0%	22.8	75.9%	2.1	7.1%
400	26.6	88.8%	20.2	67.2%	6.5	21.6%
300	28.4	94.6%	17.7	58.9%	10.7	35.7%
200	30.0	100%	14.7	49.0%	15.3	51.1%

3 水电调节能力

3.1 约束条件

水电调节能力受多种因素影响, 主要有水文条件、水库调节能力、用水需求、防凌约束、水电检修等^[6]。

(1) 水文条件

水文条件, 即来水规律, 是影响水电发电特点及调节能力的最重要因素。水文条件除了受流域范围内的气候影响的天然来水外, 还要受流域水库的调节性能影响。以西北黄河上游水电为例, 由于上游龙羊峡水库库容较大, 具有多年调节作用, 通过龙羊峡水库的调节调度, 黄河上游水电站的来水情况也不同于天然来水资料, 调节后的基本情况为枯水年来水比较平稳, 符合多年调节水库在电力系统的运行方式。平水年来水规律基本与天然来水规律相近, 每年出现较大出力的时段主要集中在 5~10 月份。

此外, 水电站的运行受水库设计水位及库容等因素的影响。在水库正常运行时, 允许水库消落水位不得低于死水位, 水库最小库容不得小于死库容; 而根据洪水特性和防洪要求, 水库最高水位和允许的最大库容在不同月份也存在不同的要求。

(2) 用水需求

流域基本用水需求包括农业需水、工业需水和生活需水。其中农业灌溉需水量包括农田灌溉和种草灌溉; 生活需水量包括城镇生活、农村生活和牲畜需水等三部分。此外, 近年来黄河断流现象日益严重, 水库调度还需要尽量减少黄河断流次数。近年来, 随着黄河流域地区农业灌溉面积不断增大, 引水量逐年增加, 开灌时间也逐渐提前, 各省区农

业灌溉的需求对水电的调节能力构成一定制约。

(3) 防凌约束

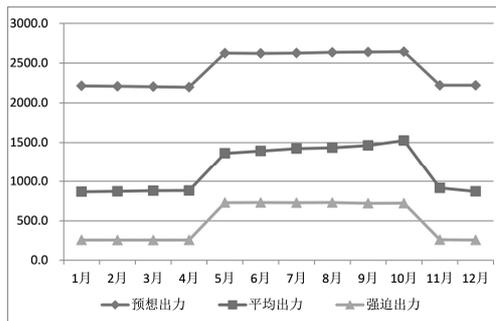
在凌汛期前后,由于黄河防凌及开河的需要,对黄河上游水电的调度运行将产生影响。一般调节原则为:在封河期前,适当加大上游水库出库流量,增大河道径流量,尽可能使河道以高冰盖形式封河,以增加凌汛期冰下过流能力。在封河期间,水库出库流量要保持均匀,保证冰盖稳定。在开河期间,为减小凌峰流量,应限制上游出库流量。

(4) 水电检修

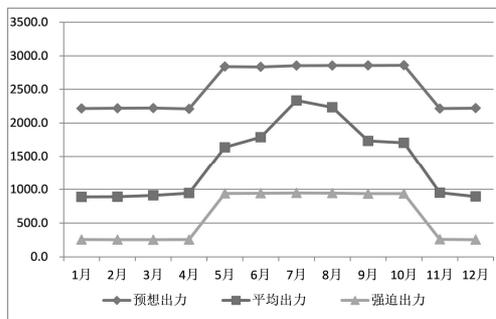
水电机组的检修导致水电站预想出力减小,直接影响水电站的调节能力。为减少水电弃水,一般情况下水电都安排在枯水期进行检修,直接降低了水电的调节能力。

3.2 水电出力特性

根据水文条件、水库运行约束、水电检修安排等,经生产模拟,得到某规划水平年西北地区水电站的枯水年和平水年的各月的水电出力特性,如图1所示。



(1) 枯水年



(2) 平水年

图1 西北水电出力特性(单位: 万 kW)

Fig. 1 Power generation of hydropower of northeast

其中,预想出力^[7]为考虑来水、水头等因素,水电站可能达到的最大出力。

平均出力为根据某一时段(月)的水电发电量除以水电装机,即水电站的平均发电功率。

强迫出力为保证水电厂下游用水部门要求而必须发电的最小出力。

黄河上游流域年际及各月以水定电,月内日运行以电调水,即年际及各月发电量受综合用水需求影响,电站日运行保持发电用水量一定的情况下,根据日电网系统需求灵活运行。根据理论研究和调研结果,黄河主要水电站机组除一定的强迫出力外,剩余范围 100%可调。但对于长期的正常方式调峰而言,水电厂的调峰能力和调峰特性还取决于电厂的来水总量,即发电总量。因此,在平水年的丰水期以及丰水年,水电平均出力较大,水电承担的调峰容量较为有限,调节能力相对较小。

4 光伏出力特性

光伏特性分析主要采用概率统计分析^[8]方法,基础数据为西北某地区某年若干座典型光伏电站每 5 min 出力数据。分析过程中,不考虑夜间光伏电站出力为零的时段,仅对白天(6:200~20:00)的出力概率分布进行统计分析。根据历史数据,结合规划装机容量及分布,对规划水平年的出力特性进行模拟分析。需要说明的是,本文所分析的光伏及风电出力特性受样本选取影响,相关结论不一定适用于其他地区,但其分析方法是普遍适用的。

4.1 季特性

根据统计分析,该地区光伏的年利用小时数为 1 538 h,各月份平均出力在 0.144~0.203 之间,如图2所示,其中9月份平均出力最大,12月份平均出力最小。分析光伏季节平均出力可以看出,春夏秋冬四季平均出力分别为 0.188、0.173、0.186 和 0.154。总体来看,光伏季特性表现为:春秋出力大,夏季次之,冬季最小。

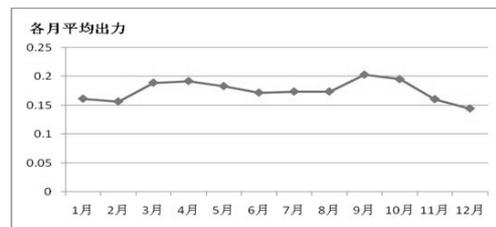


图2 光伏各月平均出力

Fig. 2 Monthly average power output of photovoltaic power

4.2 日特性

(1) 日最大出力

由表3可以看出,地区日最大出力的分布区间较为集中,呈现近似正态分布,主要集中于区间(0.4, 0.8],区间外的概率很小,日最大出力的全年最大值为 0.81,日最大出力的全年最小值为 0.24,

均未达到额定出力 and 零值。秋季的日最大出力最大值均高于春夏冬三季。

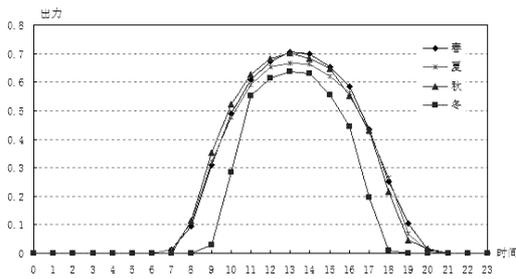
(2) 典型日特性

对该地区进行光伏典型日特性分析。典型晴天、多云天日出力曲线如图 3 所示，晴朗天气光伏电站出力形状类似正弦半波，非常光滑，出力时间集中在 7:00~20:00，中午时分达到最大，而多云天气由于受到云层遮挡，辐照度数据变化大，导致光伏电站出力短时间波动大。

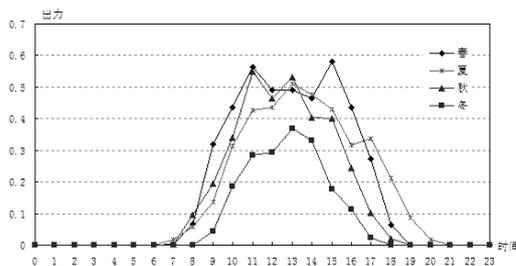
表 3 光伏日最大出力极值

Table 3 Maximum daily power output of photovoltaic power

极值	全年	春	夏	秋	冬
最大值	0.81	0.74	0.75	0.81	0.77
最小值	0.24	0.36	0.38	0.40	0.24



(1) 晴天



(2) 多云天

图 3 光伏晴天、多云天典型日出力特性

Fig. 3 Typical daily power output characteristic of photovoltaic power in sunny and cloudy

4.3 概率分布

(1) 全时段出力-概率分布曲线

光伏日间全时段出力的概率分布曲线如图 4 所示，曲线较为光滑，呈现小出力和中间出力概率大，大出力概率小的趋势，出力范围主要集中于小出力和中间出力的区间。整个地区光伏集群年最大出力为 0.767，且出力大于 0.75 的概率为 0.056%，出力低于 0.15 的概率为 41.8%；出力小于 75%的累计概率为 99.94%，光伏出力小于 65%的累计概率为 95.48%。

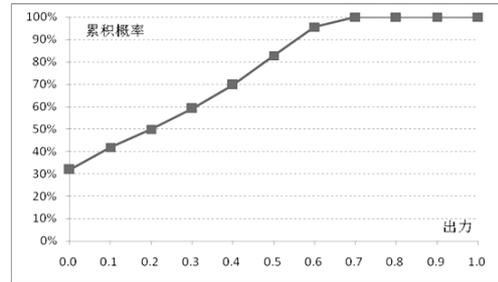
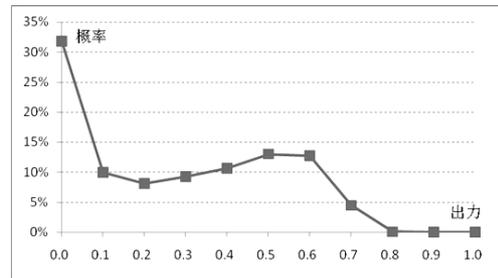


图 4 全时段出力-概率分布曲线及出力-累积概率分布曲线
Fig. 4 Whole time-interval probability distribution curves of output-probability and output-cumulative probability

(2) 分时段出力-概率分布曲线及出力-累积概率分布曲线

日间光伏出力-概率分布曲线及出力—累计概率分布曲线如图 5 所示，曲线具有明显的半对称性，以正午 13 时作为时间轴，向两边延伸，两两对称。其中 12:00、13:00、14:00 时出力最大且出力曲线相近。

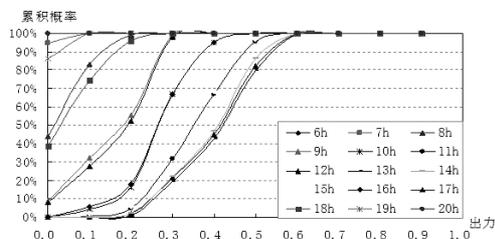
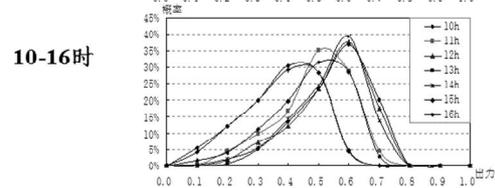
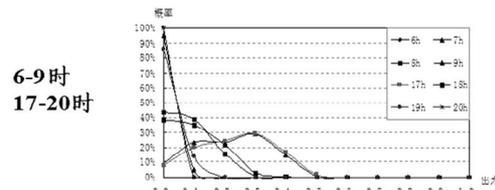


图 5 分时段出力-概率分布曲线及出力-累积概率分布曲线
Fig. 5 Time-phased probability distribution curves of output-probability and output-cumulative probability

(3) 出力-累积电量分布曲线

电量表示出力率在 $0\sim n$ 时对应的电量。出力-累积电量的分布曲线如图 6 所示,呈现以 13 时为时间轴的明显的半对称特征。离 13 时越近的时段,其出力-累积电量曲线的爬坡范围越长,达到最大值的出力越大。

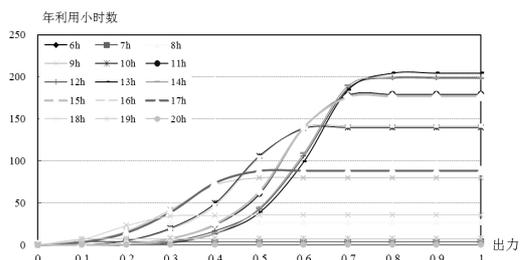


图 6 出力-累积电量分布曲线

Fig. 6 Output-cumulative power distribution curves

出力率低于 70% 的累计电量为 97.10%。在出力 $0\sim 100\%$ 时,日间各时段累计电量占全年电量的百分比,正午时段(12、13、14 时)占 41%, 11、15 时占 24%, 10、16 时占 19%, 9、17 时占 11%, 8、18 时占 4%, 7、19 时占 1%, 6、20 时占 0.1%。正午时刻的总发电量明显大于上午和下午,且在 13:00 达到最大,离 13:00 越远,发电量越小。

5 风电出力特性分析

5.1 季特性

风电出力特性分析主要采用概率统计分析^[9-10]方法,分别对西北某地区风电出力进行统计分析,风电的季特性如下:根据统计分析,风电的年利用小时数为 1 671 h。从风电出力的季特性看,风电各月的平均出力在 0.141~0.260 之间,其中 3 月平均出力最大,5 月平均出力最小。分析该地区风电季节平均出力可以看出,春夏秋冬四季平均出力分别为 0.201、0.163、0.194 和 0.203。总体来看,风电的季特性为春冬两季大,夏秋两季小。

5.2 概率分布

(1) 全时段出力—概率统计

其概率分布及累积概率分布统计结果如图 7 所示。

由图 7 可以看出,风电出力主要集中在 $0\sim 0.5$ 区间内。出力在 $0\sim 0.05$ 区间的概率最大,约占 35%。除了 $0.3\sim 0.35$ 区间出现一个小高峰外,其余区间随着风电出力的增大,概率呈逐渐减小的趋势。全时段风电出力累积概率曲线呈现凸二次曲线的特点。在 0.7 时,累积概率就已经达到 95% 以上。

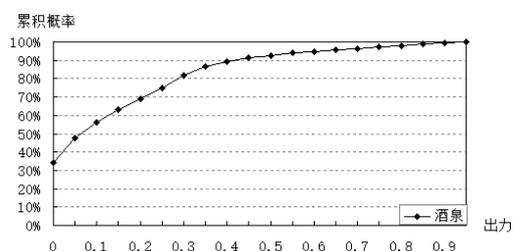
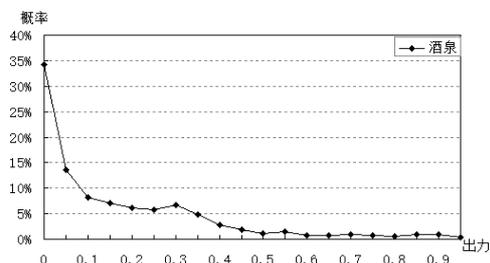


图 7 风电全时段出力概率及累积概率分布

Fig. 7 Whole time-interval distribution of output probability and cumulative probability

(2) 分时段概率统计

对分时段概率统计,各时段概率分布及累积概率分布统计结果如图 8 所示。

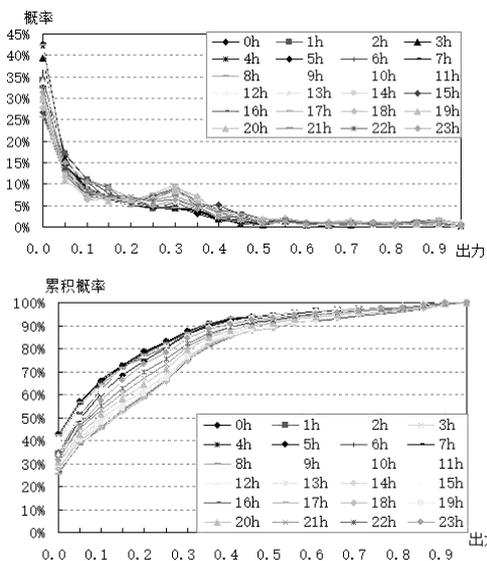


图 8 风电分时段出力概率分布及累积概率分布曲线图

Fig. 8 Time-phased probability distribution curves of output probability and cumulative probability

由图 8 可以看出,风电出力各时段的概率分布趋势一致,各时段的概率分布曲线相近。风电出力主要分布在 $0\sim 0.50$ 的区间,其中 $0\sim 0.05$ 出力区间的概率最大,达 25% 以上。其余出力区间的概率都小于 20%。由于风电出力各时段的概率分布趋势一致,因此,各时段累积概率分布曲线相近,且呈凸二次曲线特点。

6 光伏与风电出力的相关性

通常我们认为夜间风大、白天风小，而光伏只有日间出力，因此认为风电与光伏具有互补性，但是事实并非如此。我们选取了同一地区的风电与光伏各小时的出力—概率以及出力-累计概率曲线经对比分析得到：风电各时段概率分布曲线相近，与时间相关性弱。光伏各时段概率分布曲线差异较大，以正午 13:00 作为时间轴，呈现明显的半对称性，且每个时段出力分布比风电集中，且离 13:00 越近出力越大，与时间相关性强。因此，可初步得出光伏与风电出力的互补性不明显，正午时分光伏出力最大的时候，风电出力有可能达到最大，也有可能最小^[11-12]。

7 光伏与负荷特性、水电调节能力的匹配性

7.1 光伏出力与负荷特性的匹配性

光伏最大出力集中在 12:00~14:00。当光伏装机达到一定规模将明显改变地区调峰需求并改变调峰控制时段。我们将光伏出力作为负的负荷输入叠加到日负荷曲线上，叠加新能源出力后的负荷曲线如图 9 所示，发现考虑光伏后该地区电网调峰控制时段将由目前的夜间 4:00 改变为正午的 13:00 左右。

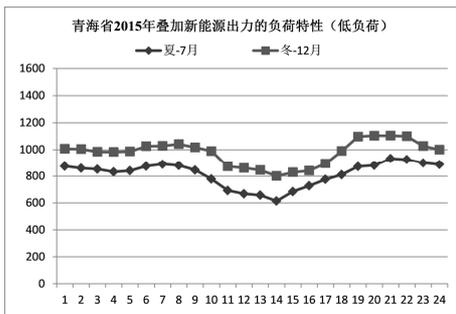


图 9 叠加新能源出力情况下的负荷曲线(单位: 万 kWh)

Fig. 9 Load curves superimposing new power output

7.2 光伏发电与水电调节的互补性

常规火电对光伏的调节作用主要依靠降低火电出力，用光伏电量“替代”火电电量来实现，最终牺牲的是火电利用小时数。水电调节与火电不同，日间光伏发电时段通过减少水库出库流量，降低水电出力，用光伏电量“置换”水电电量，夜间或光伏少发时段需要加大出库流量，将水量释放出来，相应水电出力工作位置抬高，但最高不能超过预想出力。光伏与水电均是清洁能源，两者的互补运行是一个“此消彼涨”的过程，光伏发电昼发夜停，则水电发电昼少夜多，当电网调节能力不足时，弃

电的原则一般是先弃光，后弃水。因此水电参与调峰后，其利用小时数一般不下降。

仅从水电调节能力来看，水电为风电、光伏等新能源提供的调峰能力主要有两个约束条件，一是可调电力，二是可调电量。

可调电力：是以电力为约束条件，一般采用预想出力与强迫出力的差值，扣除负荷峰谷差，剩余为可接纳新能源出力的能力，即为了接纳新能源，水电可在一定时间内降出力运行，但持续时间还要受水电发电量的限制。

可调电量：是以电量为约束条件，取水电按预想出力发电电量与水电发电电量的差值，主要考虑水电降低出力运行持续时间要受其发电量限制，而释放水量时水电最高工作位置受预想出力限制，其调节原理如图 10 所示。

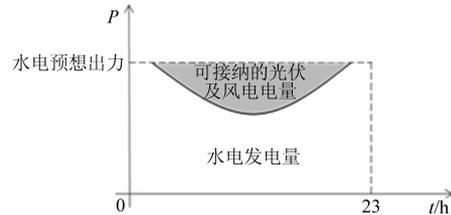


图 10 水电可调电量示意图

Fig. 10 Adjustable hydropower

如果我们按照可调电力、可调电量两种边界条件分别计算光伏消纳能力，可能会得到截然不同的结论。

表 4 为按水电可调电力计算的新能源调节能力。因光伏与风电相关性较弱，考虑光伏(同时率 80%)、风电(同时率 63.4%)同时大发，考虑为 700 万 kW 风电调峰，水电各月可调节的最大光伏装机 800 万 kW 左右。

表 4 按水电可调电力计算光伏调节能力

Table 4 Calculation of regulation ability of photovoltaic power according to adjustable hydropower

	h, 万 kW			
项 目	3 月	7 月	10 月	12 月
调峰控制时段	13	13	13	13
1. 负荷调峰需求	136.7	158.1	174.8	156.6
2. 水电调峰能力	1 284.1	1 278.2	1 278.2	1 284.4
预想出力	1 333.2	1 438.3	1 438.3	1 333.2
强迫出力	49.1	160.0	160.0	48.8
3. 调峰裕度	1 147.4	1 120.2	1 103.5	1 127.8
风电调峰	443.8	443.8	443.8	443.8
可接纳光伏装机	879.5	845.4	824.6	855.0

表 5 为按水电可调电量计算的新能源调节能

力。从电量上看,受限制月份主要为丰水期,其中以7月更为严重,扣除为风电提供的可调电量,7月最大可接纳的光伏发电量折合为装机为680万kW。枯水期因水电发电量较少,为光伏提供的可调电量较多。从表4、表5可见,7月调节能力按可调电量计算比按可调电力计算的结果小,而其他月份要大很多。

表5 按水电可调电量计算光伏调节能力

Table 5 Calculation of regulation ability of photovoltaic power according to adjustable hydropower electric quantity

项目	万 kW, 亿 kWh			
	3月	7月	10月	12月
预想出力	1 333.2	1 438.3	1 438.3	1 333.2
平均出力	569.2	1 172.5	664.9	553.3
1.最大预想电量	99.2	107.0	107.0	99.2
2.平均发电量	42.3	87.2	49.5	41.2
3.可调电量	56.8	19.8	57.5	58.0
风电电量	14	10.8	11.6	12.5
可为光伏调节电量	42.9	9.1	45.9	45.5
4.可接纳光伏装机	3 215.1	680.1	3 445.5	3 415.4

表5为按水电可调电量计算的新能源调节能力。从电量上看,受限制月份主要为丰水期,其中以7月更为严重,扣除为风电提供的可调电量,7月最大可接纳的光伏发电量折合为装机为680万kW。枯水期因水电发电量较少,为光伏提供的可调电量较多。从表4、表5可见,7月调节能力按可调电量计算比按可调电力计算的结果小,而其他月份要大很多。

由上述对比可见,光伏消纳能力除受常规电源调节能力制约外,还要受逐点电力电量平衡,网络约束等因素影响,且某种程度上影响也较大。因此光伏消纳能力计算不能采用传统的小方式下火电机组按最小技术出力,水电机组按可调电力的调峰平衡的简单估算方法,最终应通过电力系统运行模拟仿真确定,模拟电力系统全年逐月典型日各小时的发电调度方式,确定各电站在系统日负荷曲线图上的最佳工作位置和工作容量,评估各电站在系统中的地位和作用,研究电力系统合理的装机规模和装机结构。

7.3 光伏发电对电力供应的影响

光伏发电主要体现为电量效益,可弥补地区缺电量。但对于以水电电源为主的青海地区电网来说,日间光伏大发会抬高夜间水头,故光伏发电有少量容量效益。

以某地区某规划年份为例,丰枯期典型日各类

电源24h工作位置如图11所示,水电与光伏昼夜交替互补运行,将导致夜间18:00~21:00高峰负荷时相应水电工作位置会抬高。与光伏出力为0相比,按95%保证率输入光伏出力曲线,水电工作位置抬高76万kW,对应光伏装机容量8%;按50%保证率输入光伏曲线,水电工作位置抬高158万kW,对应光伏装机容量的15%。

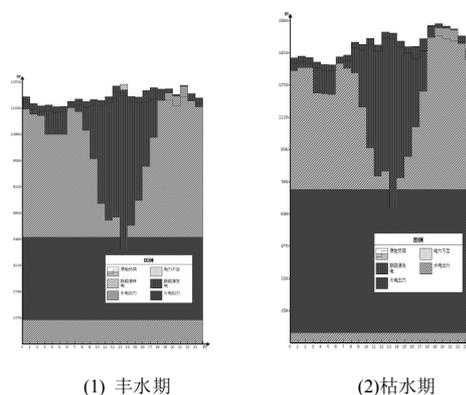


图11 丰、枯期典型日各类电源24h工作位置图

Fig. 11 24 hours working position of various power source in wet and dry season on a typical day

8 结语

通过本文研究可以得出,常规火电调峰深度可达20%~50%,热电联产机组在采暖期的调峰深度与气温相关,可达10%~50%;水电的调节能力较为复杂,受水文条件等多种因素影响,水电发电是以水定电,虽然瞬时调节能力较大,但长期调节能力取决于来水总量。从而火电调峰会牺牲其利用小时数,而水电调峰其利用小时数一般不变,水电与新能源可彼此交替发电。本文还对风电场与光伏电站、风电与光伏集群的发电出力特性进行详细分析,得出光伏出力与时间相关性强,风电出力与时间相关性弱,风电与光伏互补性不明显的结论。

目前国内相关研究机构已开发了新型多目标联合协调优化运行模拟计算模型^[13-14],实现大型电力系统多种发电调度方式的运行模拟计算。基于风电场、光伏出力的概率分布建立了典型新能源电站的运行模拟模型,能够充分考虑新能源电站发电出力的随机性、波动性、地域性、双向调峰性、可调度性低等特点及其对系统和分区发电调度的影响,获得给定新能源电站特定发电出力置信水平下的系统及分区运行模拟结果。对风光水火联合运行电网的生产模拟,应建立在对各类电源出力特性及相关性的充分调研与分析的基础上,本文的研究方法和部分研究结论可提供重要借鉴。

参考文献

- [1] 肖创英, 汪宁渤, 陟晶, 等. 甘肃酒泉风电出力特性分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(17): 64-67.
XIAO Chuangying, WANG Ningbo, ZHI Jing, et al. Power characteristics of Jiuquan wind power base[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 64-67.
- [2] 文晶, 刘文颖, 谢昶, 等. 计及风电消纳效益的电力系统源荷协调二层优化模型[J]. 电工技术学报, 2015, 30(8): 247-256.
WEN Jing, LIU Wenying, XIE Chang, et al. Source-load coordination optimal model considering wind power consumptive benefits based on bi-level programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(8): 247-256.
- [3] 郑伟, 何世恩, 智勇, 等. 大型风电基地的发展特点探讨[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(22): 57-61.
ZHENG Wei, HE Shien, ZHI Yongjing, et al. Probe into the development characteristics of large-scale wind power base[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(22): 57-61.
- [4] 赵书强, 王明雨, 胡永强, 等. 基于不确定理论的光伏出力预测研究[J]. 电工技术学报, 2015, 30(6): 213-220.
ZHAO Shuqiang, WANG Mingyu, HU Yongqiang, et al. Research on the prediction of PV output based on uncertainty theory[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(6): 213-220.
- [5] 热电联产机组调峰能力研究[R]. 国网北京经济技术研究院, 2013.
Study on the peak load capacity of cogeneration unit[R]. State Power Economic Research Institute, 2013.
- [6] 西北地区风电与水电协调运行机制研究[R]. 国网能源研究院, 国网北京经济技术研究院, 2012.
Research on the coordination operation mechanism of wind power and hydropower in Northwest China[R]. State Grid Energy Research Institute, State Power Economic Research Institute, 2012.
- [7] 谭文才. 电力系统规划设计技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [8] 姚致清, 于飞, 赵倩, 等. 基于模块化多电平换流器的大型光伏并网系统仿真研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(36): 27-33.
YAO Zhiqing, YU Fei, ZHAO Qian, et al. Simulation research on large-scale PV grid-connected systems based on MMC[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(36): 27-33.
- [9] 刘畅, 吴浩, 高长征, 等. 风电消纳能力分析方法的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(4): 61-66.
LIU Chang, WU Hao, GAO Changzheng, et al. Study on analysis method of accommodated capacity for wind power[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(4): 61-66.
- [10] 刘纯, 吕振华, 黄越辉, 等. 长时间尺度风电出力时间序列建模新方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 7-13.
LIU Chun, LÜ Zhenhua, HUANG Yuehui, et al. A new method to simulate wind power time series of large time scale[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 7-13.
- [11] 徐乾耀, 康重庆, 江长明, 等. 多时空尺度风电消纳体系初探[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 28-32.
XU Qianyao, KANG Chongqing, JIANG Changming, et al. Preliminary analysis on wind power accommodation system from multiple temporal and spatial scale perspective[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 28-32.
- [12] 郭晓蕊, 王珂, 杨胜春, 等. 计及风电时空互补特性的互联电网有功调度与控制方案[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(21): 139-144.
GUO Xiaorui, WANG Ke, YANG Shengchun, et al. Active power scheduling and control scheme for interconnected power grids considering time-space complementary characteristics of wind energy[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(21): 139-144.
- [13] 电力系统运行模拟优化软件模型研究(LPSP_ProS 2010) [R]. 武汉: 华中科技大学, 2010.
Research on the model of power system operation simulation and optimization software (LPSP_ProS2010)[R]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2010.
- [14] 杨柳青, 林舜江, 刘明波, 等. 考虑风电接入的大型电力系统多目标动态优化调度[J]. 电工技术学报, 2014, 29(10): 286-295.
YANG Liuqing, LIN Shunjiang, LIU Mingbo, et al. Multi-objective dynamic optimal dispatch for large-scale power systems considering wind power penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(10): 286-295.

收稿日期: 2015-07-26; 修回日期: 2015-12-22

作者简介:

韩柳(1975-), 女, 通信作者, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划设计; E-mail: hlhanliu@163.com

庄博(1976-), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统调度运行;

吴耀武(1963-), 男, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统规划与可靠性、电力系统运行分析。

(编辑 葛艳娜)