

考虑断面约束的多能源电力系统时序性生产模拟

赵书强¹, 索 瑀¹, 许朝阳¹, 马燕峰¹, 周 鹏², 王小威²

(1. 华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071000; 2. 国网青海省电力公司, 青海 西宁 810000)

摘要:传统电力系统随机生产模拟方法难以描述新能源发电机组时序特性以及计算与时序特性有关的电力系统运行指标,导致生产模拟的准确性欠佳。提出含风电、光伏、水电、火电、光热及储能的多能源时序性随机生产模拟方法。将系统运行调度策略与随机生产模拟中各类型机组的加载顺序相结合,计及电力系统网架断面约束,充分保证新能源的优先消纳。为保留电力系统时序特性,基于等效电量函数法以每小时作为模拟步长统计模拟期间内的系统运行指标。我国某省实际电力系统随机生产模拟结果验证了所提方法的有效性。

关键词:断面约束;多能源电力系统;时序性生产模拟;等效电量函数法

中图分类号:TM 743

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202104011

0 引言

近年来,新能源电源产业发展迅速^[1],新能源出力的随机性、间歇性和波动性对电力系统规划和运行产生了巨大影响^[2],而且受制于电网各种约束,新能源发电不能被完全消纳。如何反映新能源发电对电力系统经济性和可靠性的影响,这对电力系统随机生产模拟提出了更高的要求^[3]。

电力系统随机生产模拟可计及电力负荷的随机波动和机组随机停运,模拟电力系统实际运行中的发电调度过程,计算各发电机组的发电量,分析系统发电成本并评估系统可靠性水平,是长期运行成本分析、运行规划以及可靠性评估的重要工具。传统的电力系统随机生产模拟方法,如半不变量法和等效电量函数法等,在传统机组中得到了广泛应用。对于含可再生能源电力系统的生产模拟问题,当前研究主要有负值负荷模型和多状态机组模型这2种模型。负值负荷模型应用优先消纳新能源的调度策略,认为新能源可被全部消纳,为表示模拟过程中新能源的时序状态变化,采用时序净负荷曲线修正传统的等效电量生产模拟方法,将新能源出力作为负的负荷从原始负荷曲线中减去。文献[4]将负荷与新能源出力按照时序关系对应叠加等效为净负荷。文献[5-7]将风电场预测出力从初始时序负荷曲线中分离,得到考虑风电场出力影响的净负荷曲线,并利用其构造初始电量函数曲线和负荷频率曲线,依次安排发电机组运行并进行卷积运算,对常规机组造成的开停机影响以及和运行有关的动态费用进行有效评估。负值负荷模型对新能源出力预测的准确

性有着极高的要求,准确度偏差会严重影响计算结果,并且无法计算弃风、弃光数据指标。文献[8]基于多状态机组的处理方法,建立光伏的多状态计算模型,并结合该模型和风电等效多状态模型分析处理光伏和风电2种间歇式能源同时并入电力系统后的随机生产模拟情况。文献[9]结合光伏出力特性和聚类理论建立光伏出力多状态随机预测模型,并计及光伏系统自身故障的影响,基于等效电量函数法分时段对含有光伏的电力系统进行随机生产模拟。在此基础上,文献[10]选择一天为一个时段,各时段采用不同的多状态模型,将多状态模型加入随机生产模拟,采用等效电量函数法进行计算,得到发电量、可靠性及经济性等指标。多状态机组模型根据历史出力统计得到风光出力概率分布,该方法默认在模拟期间新能源出力都服从同一分布,因此不能很好地表征风光的时序性特点。

综上所述,负值负荷模型计及各时刻的新能源出力,能精确地反映系统的时序特性,但默认系统消纳全部新能源,这使得新能源消纳量较实际值偏高;多状态机组模型计及新能源机组的随机停运率,对新能源机组进行多状态划分,能准确地反映系统新能源消纳量,但不能反映系统的时序特性。

为此,本文结合负值负荷模型的时序特性及多状态机组模型的特点,综合考虑风电、光伏、水电、火电、光热和储能多能源的出力特性,提出基于等效电量函数法的计及断面约束的多能源电力系统时序随机生产模型。首先阐述新能源能效多状态模型;然后以小时为单位,根据运行调度策略,安排机组的加载顺序;最后基于等效电量函数法,计算系统运行指标。利用本文所提方法对我国某省实际电力系统进行计算,验证了所提方法的有效性。

1 机组出力模型

1.1 风电机组多状态模型

风机的输出功率与风速关系密切,风速一般遵

收稿日期:2020-06-23;修回日期:2021-02-13

基金项目:国家重点研发项目(2017YFB0902200);国家电网公司科技项目(5228001700CW)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2017YFB0902200) and the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (5228001700CW)

循 Weibull 分布,其概率密度函数 $f(v)$ 表示为:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

其中, v 为实时风速; k 、 c 分别为形状参数和尺度参数。将该分布的切入风速 v_{ci} 和切出风速 v_{co} 之间平均分成 W_n 份,即 $\Delta v = (v_{co} - v_{ci})/W_n$ [8]。

风电机组的输出功率 P_w 与风速 v 的关系 [11] 为:

$$P_w = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci}, v > v_{co} \\ \frac{v - v_{ci}}{v_N - v_{ci}} P_{w,N} & v_{ci} < v \leq v_N \\ P_{w,N} & v_N < v \leq v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $P_{w,N}$ 为风机的额定功率; v_N 为额定风速。

按式 (2) 计算对应风速下风电场输出功率,将整个研究周期内的风电场划分成 W_n 个状态。

1.2 光伏机组多状态模型

光照强度 γ 在一定时间段内服从 Beta 分布,其概率密度函数 $f(\gamma)$ [12] 为:

$$f(\gamma) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \gamma^{\alpha-1} (1-\gamma)^{\beta-1} \quad (3)$$

其中, α 、 β 为形状参数; $\Gamma(\cdot)$ 为 Gamma 函数。

光伏的输出功率 P_{pv} 与光照强度 γ 的关系 [11] 为:

$$P_{pv} = \begin{cases} P_{pv,N} & \gamma > \gamma_N \\ P_{pv,N} \gamma / \gamma_N & \gamma \leq \gamma_N \end{cases} \quad (4)$$

其中, $P_{pv,N}$ 、 γ_N 分别为光伏额定功率和额定光照强度。由于光伏电池板串的不可用率一般较小,而对于较大的光伏系统,其光伏逆变器组中光伏电池板串数量较多,故光伏电池板串同时故障的数量超过一定值时,同时故障的概率近似为 0,因此将逆变器组容量状态划分为 0、70%、80%、90%、100% 这 5 个状态 [12]。

1.3 光热机组多状态模型

光热的输出功率 $P_{hea,t}$ 与光照强度 γ 的关系为:

$$P_{hea,t} = \begin{cases} \eta_{p,e} P_{hea,N} & \gamma > \gamma_N \\ \eta_{p,e} P_{hea,N} \gamma / \gamma_N & \gamma \leq \gamma_N \end{cases} \quad (5)$$

其中, $P_{hea,N}$ 为光热额定功率; $\eta_{p,e}$ 为光电转化效率。

光热电站通过汽轮机组发电,因此也具备与常规汽轮机组类似的运行约束。除此之外,光热电站储能罐的充/放热功率在限制范围内连续可调,但充/放热不能同时进行,相关约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{hea,sto,in} = \eta_{p,h} P_{hea,N} \gamma / \gamma_N \leq P_{hea,sto,in}^{max} \\ 0 \leq P_{hea,sto,out} = \eta_{h,e} P_{hea,N} \gamma / \gamma_N \leq P_{hea,sto,out}^{max} \\ P_{hea,sto,out} P_{hea,sto,in} = 0 \end{cases} \quad (6)$$

其中, $P_{hea,sto,in}^{max}$ 、 $P_{hea,sto,out}^{max}$ 分别为最大充、放热功率; $\eta_{p,h}$ 、 $\eta_{h,e}$ 分别为光热、热电转化效率。

1.4 储能多状态模型

储能电池的输出功率 $P_{sto,t}$ 既与当前时刻源

荷关系相关,也与储能电池在上一个时刻能量状况 $P_{sto,t-1}$ 相关。当系统功率充足时储能电池以效率 η_{sto} 充电;当系统功率不足时则储能电池放电。可得储能电池在 t 时刻的功率为:

$$P_{sto,t} = \begin{cases} P_{sto,t-1} + \eta_{sto} \Delta p & \Delta p \geq 0 \\ P_{sto,t-1} - \Delta p & \Delta p < 0 \end{cases} \quad (7)$$

其中, Δp 为发电功率与负荷之间的差值。

1.5 火电机组多阶段模型

常规火电机组在开机状态下具有最小出力限制,故将火电机组视为多阶段机组,即最小出力阶段和可调出力阶段 [13]。

火电输出功率 P_{the} 满足以下约束:

$$\begin{cases} P_{the,min} \leq P_{the} \leq P_{the,max} \\ P_{the,down} \leq P_{the,downmax} \\ P_{the,up} \leq P_{the,upmax} \end{cases} \quad (8)$$

其中, $P_{the,min}$ 、 $P_{the,max}$ 分别为火电厂最小、最大输出功率; $P_{the,up}$ 、 $P_{the,down}$ 分别为火电厂爬坡、下坡功率; $P_{the,upmax}$ 、 $P_{the,downmax}$ 分别为火电厂最大爬坡、最大下坡功率。

1.6 水电机组出力模型

为了充分发挥水电机组的效益,在安排水电机组运行方面遵循 3 条原则:充分利用水能发电,尽量避免弃水;尽量带尖峰负荷,以替代煤耗高的火电机组,从而获得节约燃料的最大效益;当火电机组发生故障时,水电机组随时担任事故备用 [14]。

径流水电站的运行模拟比较简单,只需根据水电站的来水过程预测水电机组出力,按预测电量安排水电机组运行,在负荷曲线与两坐标轴围成的图形上寻找一块面积,其电量等于水电的剩余能量,其宽度为水电的剩余容量。

可调节水电站的运行以水库容量为约束,尽可能以零成本的水能替代高成本的火电进行调峰。

水电输出功率 $P_{hyd,t}$ 满足以下约束:

$$\begin{cases} P_{hyd,min} \leq P_{hyd,t} \leq P_{hyd,max} \\ P_{hyd,down} \leq P_{hyd,downmax} \\ P_{hyd,up} \leq P_{hyd,upmax} \end{cases} \quad (9)$$

其中, $P_{hyd,min}$ 、 $P_{hyd,max}$ 分别为水电站的最小、最大输出功率; $P_{hyd,up}$ 、 $P_{hyd,down}$ 分别为水电站的爬坡、下坡功率; $P_{hyd,upmax}$ 、 $P_{hyd,downmax}$ 分别为水电站的最大爬坡、最大下坡功率。

2 随机生产模拟方法

2.1 持续负荷曲线

图 1 表示一条持续负荷曲线。图中, x 为系统负荷; T_{dur} 为持续时间 [15]; T 为研究周期。曲线上任何一点 (x, T_{dur}) 表示系统负荷大于或等于 x 的持续时间,即 $T_{dur} = F(x)$,将该公式两边除以研究周期 T 得:

$$p = f(x) = F(x)/T \quad (10)$$

其中, p 为系统负荷大于或等于 x 的概率。

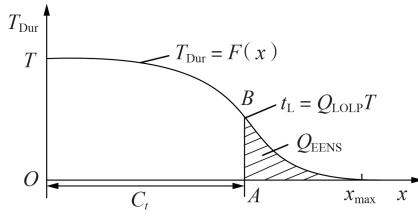


图 1 持续负荷曲线

Fig.1 Continuous load curve

由式(11)可以求得负荷总电量 E_i :

$$E_i = \int_0^{x_{\max}} F(x) dx \quad (11)$$

其中, $x_{\max}$ 为最大负荷。

设系统在这段时期投入运行的发电机组总容量为 C_i , 由图 1 可知, 系统负荷大于发电机组总容量的持续时间为 $t_L = F(C_i)$, 相应的电力不足概率 Q_{LOLP} 为:

$$Q_{\text{LOLP}} = t_L / T = f(C_i) \quad (12)$$

图 1 中阴影面积为电量不足期望值 Q_{EENS} :

$$Q_{\text{EENS}} = \int_{C_i}^{x_{\max}} F(x) dx = T \int_{C_i}^{x_{\max}} f(x) dx \quad (13)$$

2.2 等效电量函数法

已知研究周期 T 内的系统持续负荷曲线, 取 Δx 为所有机组容量的最大公约数, 将图 1 中横轴按 $x/\Delta x$ 分段, 因此可以定义一个离散的电量函数, 即:

$$E(J) = \int_x^{x+\Delta x} F(x) dx = T \int_x^{x+\Delta x} f(x) dx \quad (14)$$

其中, $J = \lfloor x/\Delta x \rfloor + 1$, $\lfloor x/\Delta x \rfloor$ 表示取不大于 $x/\Delta x$ 的整数; $E(J)$ 对应横轴从 x 到 $x + \Delta x$ 这一段负荷曲线下的面积, 即该段负荷对应的电量。

设系统共有 n 台发电机, 则系统的电力不足概率和电量不足期望分别为:

$$Q_{\text{LOLP}} \approx \frac{E^{(n)}(J_n) + E^{(n)}(J_n + 1)}{2T\Delta x} \quad (15)$$

$$Q_{\text{EENS}} = \sum_{J > J_n} E^{(n)}(J)$$

其中, $E^{(n)}$ 和 J_n 分别为第 n 次迭代时 $E(J)$ 和 J 的数值。

2.3 多状态机组与分段机组

设多状态机组 i 有多个状态, 如图 2 所示。图中, $C_s, p_s (s = 1, 2, \dots, N_s)$ 分别为状态 s 下的机组运行容量及相应概率, N_s 为总状态数; $\bar{C}_s$ 为对应机组运行

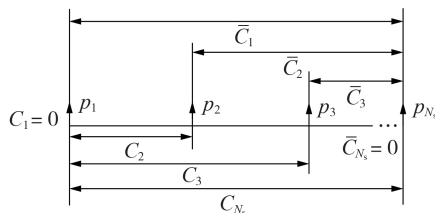


图 2 多状态机组示意图

Fig.2 Schematic diagram of multi-state unit

容量 C_s 的停运容量。定义 $K_s = C_s/\Delta x$ 及 $\bar{K}_s = \bar{C}_s/\Delta x$ 。设在完成前 $i-1$ 台发电机组的卷积运算后形成等效电量函数 $E^{(i-1)}(J)$, 则可得到:

$$E^{(i)}(J) = \sum_{s=1}^{N_s} E^{(i-1)}(J - \bar{K}_s) p_s \quad (16)$$

将火电机组容量分为最小出力容量和可调出力容量 2 段, 并分别用基荷煤耗微增率和峰荷煤耗微增率描述。一般火电机组的煤耗特性都是下凹形曲线, 见图 3, 图中割线 OO_c 的斜率相当于平均煤耗率, 割线 OO_B 和 $O_B O_c$ 的斜率分别与基荷煤耗微增率和峰荷煤耗微增率相对应。利用分段模拟显然较准确。

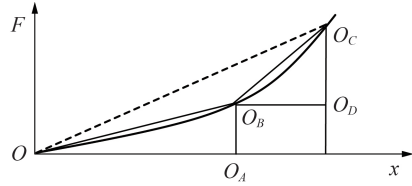


图 3 分段机组示意图

Fig.3 Schematic diagram of sectional unit

2.4 断面约束

对于结构薄弱电源分布不均衡的电网, 功率传输常常受到暂态稳定、静态稳定和动态稳定的影响, 主要表现为关键断面潮流、机组出力受限等情况, 均会造成“送端窝电”和“受端缺电”并存的现象^[16]。

断面约束对随机生产模拟的主要影响如下。

(1) 潮流断面限制导致机组出力受限。在常规随机生产模拟计算中, 默认机组出力维持满容量运行, 而在实际运行中, 由于断面约束, 机组出力不得超过断面阈值, 导致在计算过程中产生误差。

(2) 常规模型所得系统可靠性指标偏于乐观。在实际情况下, 由于断面的限制, 机组出力往往低于额定容量, 若不考虑断面影响, 计算所得系统 Q_{EENS} 和 Q_{LOLP} 均低于实际值。

(3) 常规模型基于全网负荷进行分析, 若研究区域较大、周期较长, 负荷预测难度较大、准确度降低, 将影响最终结果。在依据系统关键断面对区域进行划分后, 负荷预测准确度提升, 所得结果更符合实际。

为简化生产模拟过程中的计算量, 采用直流潮流计算方法:

$$P = B'\theta \quad (17)$$

其中, P 为节点注入有功功率列向量; B' 的构成与 P-Q 解耦法有功迭代方程系数矩阵相同; θ 为节点电压相角列向量。

断面约束为:

$$\sum_{l=1}^m P_{i,l} \leq P_{i,\text{section},\max} \quad (18)$$

其中, $P_{i,l}$ 为节点 i 断面中线路 l 的传输功率; $P_{i,\text{section},\max}$ 为节点 i 断面最大传输功率; m 为断面总数。当断面功率越限时, 对电源输出功率进行调整, 直至满足断

面功率约束。

2.5 运行调度策略

运行调度策略指在确保系统安全稳定运行的前提下,按一定的运行调度逻辑设定具有储能性质的电源充放电条件以及各类型机组的投切条件和加载顺序。本文以优先消纳新能源发电为目标,设定如下机组加载顺序。首先对开机的火电机组容量进行分段处理,分为最小出力容量和可调出力容量,最先安排最小出力容量带负荷。对光伏和风电机组进行多状态处理,优先安排光伏及风电机组带负荷。然后依据光照强度及储热罐情况判断光热机组是否处于开机状态,若处于开机状态,则按火电机组处理,否则继续储热。最后根据水文条件,安排径流水电机组和库容水电机组带负荷。同时计算该时刻的源荷情况,若所有机组出力小于当前负荷,即当前状态需爬坡,则按库容水电机组、火电机组、光热机组、储能电池的订单提高出力。若所有机组出力大于当前负荷,即当前状态需下坡,则按火电机组、库容水电机组、光热机组、储能电池的订单减小出力,若仍大于当前负荷,则减少风电、光伏、径流水电机组出力,即出现弃风、弃光、弃水现象。具体计算流程见图4。

3 算例分析

以我国某省实际电力系统为算例,全年负荷曲线(6月至次年5月)如附录中图A1所示,系统基本结构如附录中图A2所示。由于该省夏季和冬季运行方式不同,故将一年分为夏、冬2个时间段分别进行随机生产模拟(夏季时间段为6月至10月及次年4月至5月,冬季时间段为11月至次年3月)。

为了进一步验证本文所提模型和算法的可行性,附录中表A1给出了系统在如下几种情形下的随机生产模拟结果。

(1)情形Ⅰ:按负值负荷模型将风电、光伏、光热及储能出力与实际负荷相减,得到等效负荷。

(2)情形Ⅱ:将负荷曲线按日间(06:00—20:00)和夜间(20:00至次日06:00)进行划分,考虑光伏机组的时序特性,并将光伏、风电机组视为多状态机组。

(3)情形Ⅲ:将一年划分为8760个时段,计及各小时的电量平衡关系,涉及弃风、弃光、爬坡、下坡等因素。

(4)情形Ⅳ:在情形Ⅲ的基础上,加入断面约束。

在情形Ⅰ下,持续负荷曲线既不能反映负荷和新能源出力情况的时序特点,也不能反映机组爬坡等时序性状态信息。由于等效负荷是通过原始负荷减去新能源出力得到的,即认为新能源出力被全部消纳,这与实际情况不符。当新能源出力较大时,应用负值负荷模型会出现等效负荷小于常规机组最小出力的时段,如图5所示,而在形成持续负荷曲线的过程中这些时段将被忽略,如附录中图A3所示。

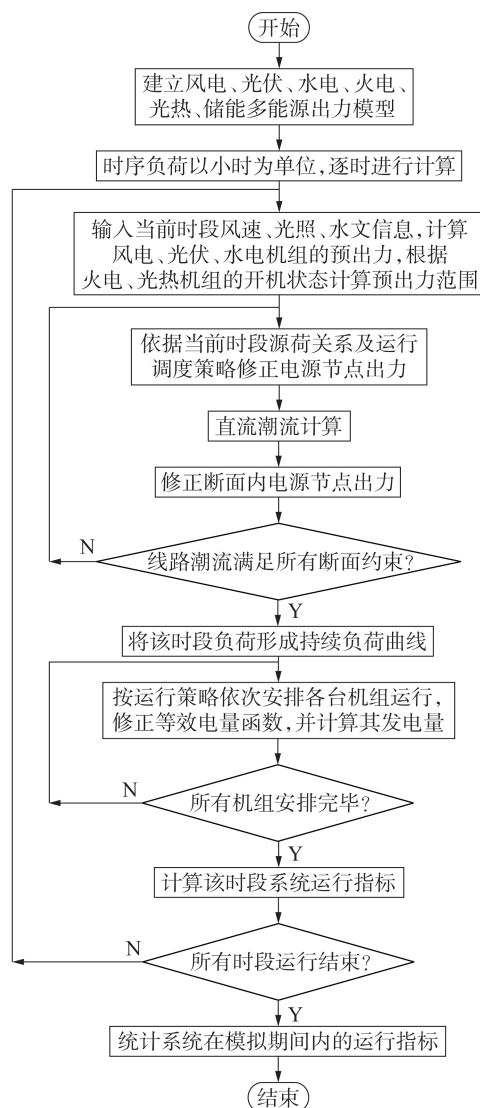
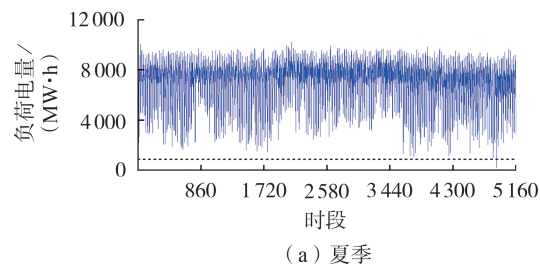
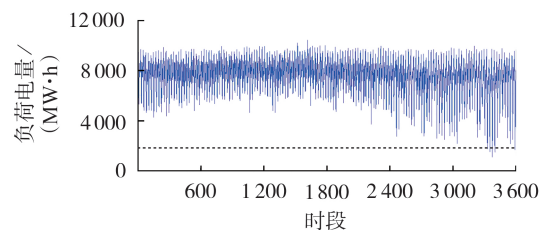


图4 计算流程图

Fig.4 Calculation flowchart



(a) 夏季



(b) 冬季

— 负荷, 火电最小出力

图5 等效负荷变化曲线

Fig.5 Equivalent load variation curves

在情形Ⅱ下,将光伏机组视为多状态机组后,指标 Q_{EENS} 和 Q_{LOLP} 在日间和夜间相差较大,这是由夜间光伏机组没有出力造成的,但综合一天的情况来看,该情形下的光伏出力与情形Ⅰ大致相等。情形Ⅱ下,虽然将一天分为日间和夜间2个状态,增强了新能源机组出力的时序特征,生产模拟数据更接近真实值(风电年消纳量为 2468.16 GW·h,光伏和光热消纳量为 11381.65 GW·h),但是误差仍然较大,并且无法计算弃风、弃光、爬坡等数据。

在情形Ⅲ下,将时间进行更细致的划分,将一天分为24个时段,并计及每个小时的电量平衡关系。当新能源出力较大时,将弃风、弃光,进一步考虑机组爬坡、下坡约束。弃风、弃光现象的存在导致水电及火电出力变大,但新能源出力较真实值偏大。

在情形Ⅳ下,弃风、弃光量比情形Ⅲ下的大,与实际情况(风电年弃电量为 167 GW·h,光伏年弃电量为 1524 GW·h)更接近。年度新能源消纳情况见附录中图 A4,各月度新能源消纳情况见图6。由图6可知:随着风电装机容量的增加,风电消纳量呈增长趋势,说明该地区还具有一定的风电消纳潜力;夏季较冬季新能源消纳量大,弃电量也较大,这是由夏季风光水等自然资源丰富而冬季负荷较大造成的。

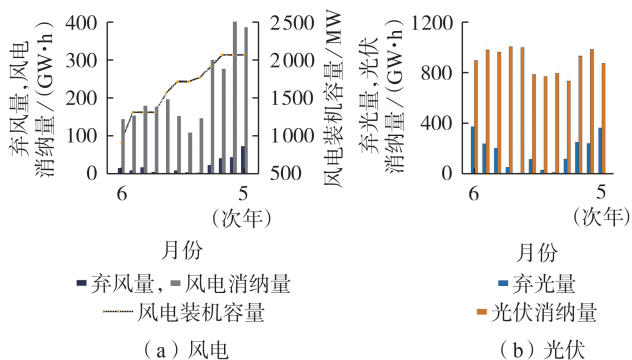
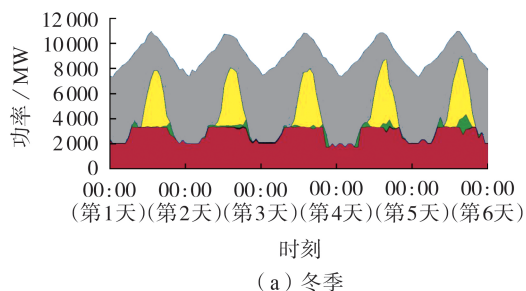


图6 新能源月度消纳情况

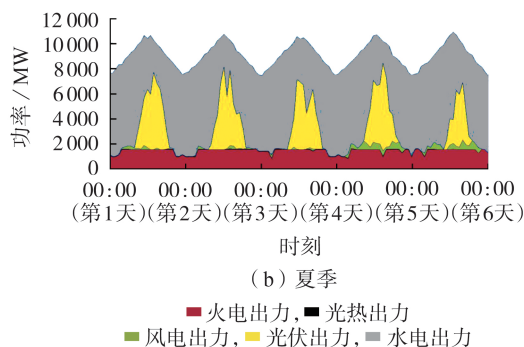
Fig.6 Monthly consumption condition of renewable energy

通过算例对比可知,断面限制对多能源电力系统可靠性指标和各机组发电量有较大影响,运行过程中系统可靠性指标及新能源消纳水平明显降低,因此在随机生产模拟过程中有必要计及断面约束。

随机选择连续5d观察机组出力情况,见图7。从图中可以看出,火电在爬坡及下坡约束内波动范



(a) 冬季



(b) 夏季

图7 连续5d机组出力情况

Fig.7 Unit output condition of continuous five days

围较小,光伏及风电具有非常大的波动性,可充分调节该省中的大量水电装机容量,尽可能多地消纳新能源,符合该地区实际电力系统情况。

4 结论

针对多能源电力系统运行调度特点,基于等效电量函数法提出考虑断面约束的时序性多能源电力系统随机生产模拟方法。

以我国某省实际电力系统为例进行算例分析,本文所提方法可充分考虑火电最大最小出力约束和爬坡下坡约束、风电光伏的时序波动性、弃风、弃光等实际情况,计算结果更接近系统运行真实值,并可得到各小时各个电源节点的运行状态信息。同时分析了在随机生产模拟过程中计及断面约束的必要性。

本文所提方法可为运行调度人员制定科学合理的调度运行策略提供量化决策依据,也可以作为规划人员的辅助工具。后续将在本文所提方法的基础上进一步研究多能源多点布局动态规划方法。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 胡彬,吴超,年珩,等. 薄弱电网下新能源设备并网锁相同步方式综述[J]. 电力自动化设备,2020,40(9):26-34,41.
HU Bin, WU Chao, NIAN Heng, et al. Overview of phase-locked synchronization methods of renewable energy equipment in weak and distorted grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 26-34, 41.
- [2] 鲍颜红,张金龙,江叶峰,等. 考虑新能源出力不确定性的可用输电能力在线评估方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(4):71-76.
BAO Yanhong, ZHANG Jinlong, JIANG Yefeng, et al. Online assessment method of available transfer capacity considering uncertainties of renewable energy output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4): 71-76.
- [3] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 3-10.
- [4] 朱睿,胡博,谢开贵,等. 含风电-光伏-光热-水电-火电-储能的多能源电力系统时序随机生产模拟[J/OL]. 电网技术.

- [2020-06-13]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2020.0577>.
- [5] 张节潭,程浩忠,胡泽春,等. 含风电场的电力系统随机生产模拟[J]. 中国电机工程学报,2009,29(28):34-39.
ZHANG Jietan, CHENG Haozhong, HU Zechun, et al. Power system probabilistic production simulation including wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(28): 34-39.
- [6] 卢秀琼,张楠,任洲洋. 考虑风电序贯特性及综合效益的随机生产模拟[J]. 太阳能学报,2018,39(11):3209-3214.
HU Xiuqiong, ZHANG Nan, REN Zhouyang. Probabilistic production simulation considering chronological characteristic and comprehensive benefit of wind farms[J]. Acta Energetica Sinica, 2018, 39(11): 3209-3214.
- [7] 曲翀,王秀丽,谢绍宇,等. 含风电电力系统随机生产模拟的改进算法[J]. 西安交通大学学报,2012,46(6):115-121.
QU Chong, WANG Xiuli, XIE Shaoyu, et al. An improved algorithm for probabilistic production simulation of power systems with wind power[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2012, 46(6): 115-121.
- [8] 陈亚博,盛戈皞,黎建,等. 含光伏和风电的电力系统随机生产模拟[J]. 电力系统及其自动化学报,2015,27(5):1-6.
CHEN Yabo, SHENG Gehao, LI Jian, et al. Probabilistic production simulation of power system with photovoltaic power and wind power[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(5): 1-6.
- [9] 郭旭阳,谢开贵,胡博,等. 计入光伏发电的电力系统分时段随机生产模拟[J]. 电网技术,2013,37(6):1499-1505.
GUO Xuyang, XIE Kaigui, HU Bo, et al. A time-interval based probabilistic production simulation of power system with grid-connected photovoltaic generation[J]. Power System Technology, 2013, 37(6): 1499-1505.
- [10] 董驰,李燕青. 含光伏发电的电力系统随机生产模拟[J]. 现代电力,2014,31(5):59-63.
DONG Chi, LI Yanqing. Stochastic production simulation of power system with photovoltaic generation[J]. Modern Electric Power, 2014, 31(5): 59-63.
- [11] 薛飞,石季英,袁大玲,等. 考虑配电网拓扑变化的广义电源规划[J/OL]. 电力系统及其自动化学报. [2019-03-28]. <https://doi.org/10.19635/j.cnki.csu-epsa.000157>.
- [12] KAYAL P, CHANDA C K. Optimal mix of solar and wind distributed generations considering performance improvement of electrical distribution network[J]. Renewable Energy, 2015, 75: 173-186.
- [13] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京:水利电力出版社,1990:3.
- [14] 夏清,王少军,相年德,等. 时序负荷曲线下电力系统概率性水电生产模拟[J]. 中国电机工程学报,1998,18(6):54-58.
XIA Qing, WANG Shaojun, XIANG Niande, et al. Hydro station's probabilistic production simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 1998, 18(6): 54-58.
- [15] 王锡凡,王秀丽. 随机生产模拟及其应用[J]. 电力系统自动化,2003,27(8):10-15,31.
WANG Xifan, WANG Xiuli. Probabilistic production simulation method and its application[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(8): 10-15, 31.
- [16] 冯长有,梁志峰. 考虑潮流断面约束的电力系统随机生产模拟[J]. 电网技术,2013,37(2):493-499.
FENG Changyou, LIANG Zhifeng. Power system probabilistic production simulation considering constraints of tie line power flows[J]. Power System Technology, 2013, 37(2): 493-499.

作者简介:



赵书强

赵书强(1964—),男,河北景县人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统分析与控制(E-mail: zsqdl@163.com);
索 璋(1994—),男,河北保定人,博士研究生,研究方向为电力系统规划(E-mail: suo_xun1030@163.com);
许朝阳(1995—),女,河北唐山人,硕士研究生,研究方向为电力系统规划(E-mail: 1640037611@qq.com)。

(编辑 王锦秀)

Time series production simulation of multi-energy power system considering section constraints

ZHAO Shuqiang¹, SUO Xun¹, XU Zhaoyang¹, MA Yanfeng¹, ZHOU Peng², WANG Xiaowei²

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Baoding 071000, China;

2. State Grid Qinghai Electric Power Company, Xining 810000, China)

Abstract: The traditional stochastic production simulation methods of power system are difficult to describe the time series characteristics of renewable energy generator units and calculate the operation indexes of power system related to time series characteristics, which results in poor accuracy of production simulation. A multi-energy time series stochastic production simulation method including wind power, photovoltaic, hydro-power, thermal power, photothermal and energy storage is proposed. The system operation scheduling strategy and the loading sequence of each type unit in stochastic production simulation are combined, taking the section constraints of power system into account, the priority consumption of renewable energy is fully guaranteed. In order to preserve the time series characteristics of power system, the system operation index during the simulation period is counted based on the equivalent energy function method with per hour as the simulation step. The stochastic production simulation results of an actual power system in a province of China verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: section constraint; multi-energy power system; time series production simulation; equivalent energy function method

附录：

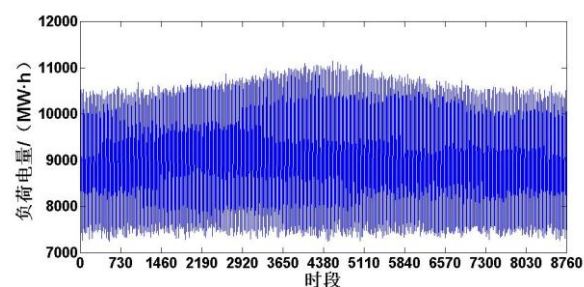


图 A1 全年负荷曲线
Fig.A1 Annual load curve

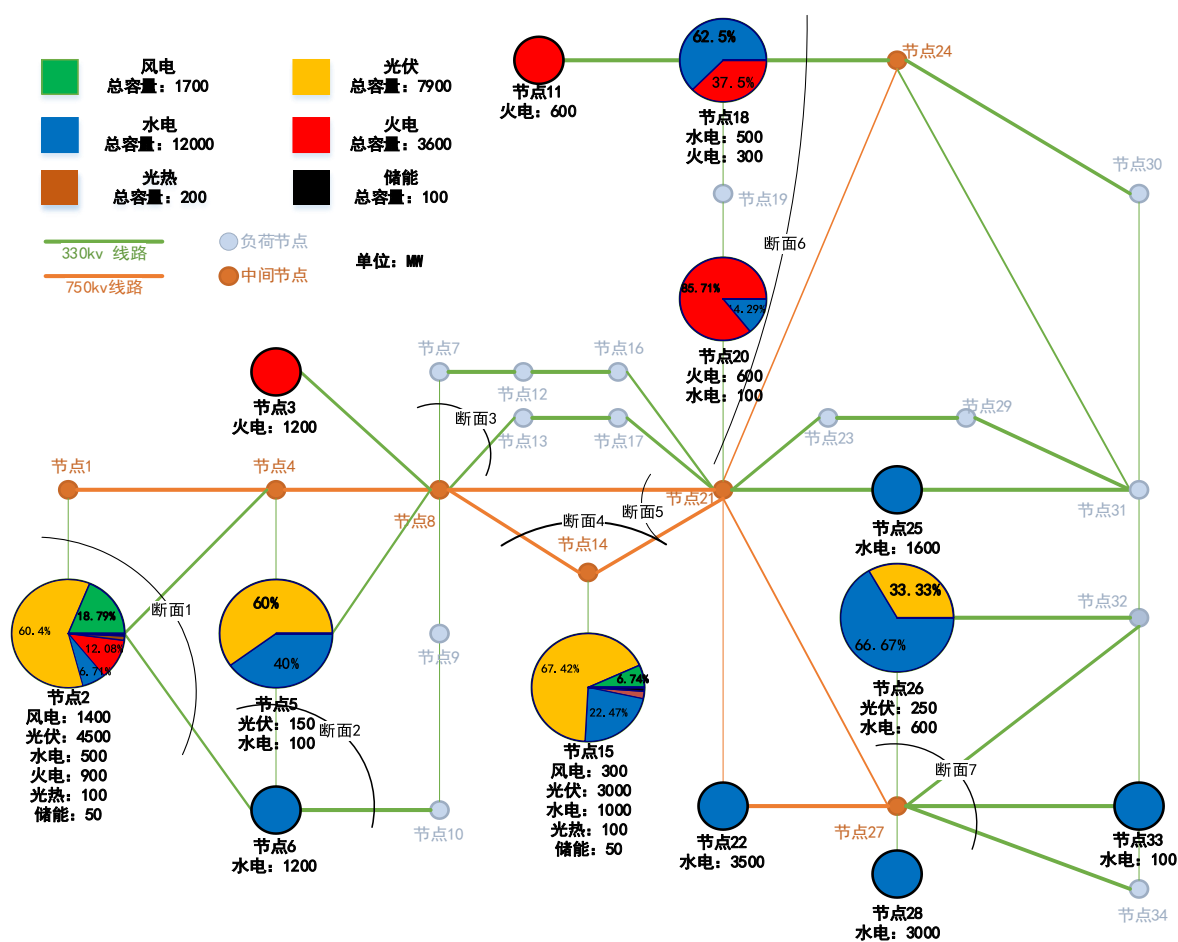


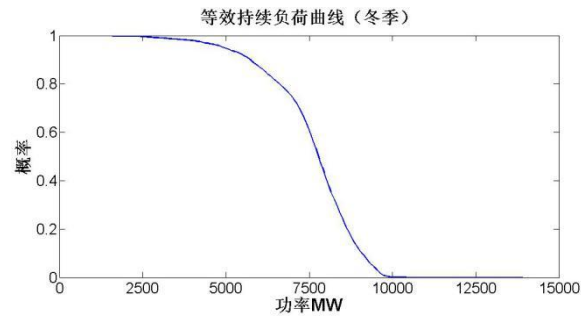
图 A2 电力系统结构示意图

Fig.A2 Schematic diagram of power system structure

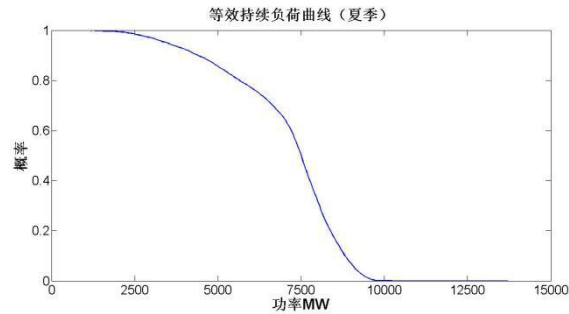
表 A1 随机生产模拟结果

Table A1 Probability production simulation results

情形	时段	Q_{LOLP}	$Q_{EENS}/(\text{MW}\cdot\text{h})$	发电量/ (GW h)					弃风量/ (GW h)	弃光量/ (GW h)	弃风百 分比/%	弃光百 分比/%
				风电	光伏	水电	火电	光热				
I	夏季	0.001 994	56 005.585	1 820.893	8 203.019	29 678.52	6 448.642	187.245	0	0	0	0
	冬季	0.001 966	27 855.566	987.822	4 425.233	17 179.40	9 920.412	106.627	0	0	0	0
II	夏季日间	0.002 361	5 793.218	453.626	8 174.235	9 460.77	2 138.499	101.316	0	0	0	0
	夏季夜间	0.012 597	54 530.865	1 354.360	0	19 069.96	4 345.849	85.617	0	0	0	0
	冬季日间	0.000 449	356.266	245.321	4 395.938	5 726.47	3 028.625	54.512	0	0	0	0
	冬季夜间	0.012 592	21 391.348	710.532	0	12 521.15	6 467.544	48.817	0	0	0	0
III	夏季	0.001 009	33 332.249	1 747.566	7 431.230	30 391.11	6 635.465	155.704	73.32	771.79	4.03	9.41
	冬季	0.001 417	34 691.181	951.317	4 183.521	17 472.90	9 905.765	99.217	36.50	241.71	3.70	5.46
IV	夏季	0.001 246	44 182.289	1 676.031	6 899.212	30 688.69	6 546.955	174.314	144.86	1303.81	7.96	15.89
	冬季	0.002 318	35 512.856	921.758	3 975.103	17 008.99	9994.555	104.705	66.06	450.13	6.69	10.17



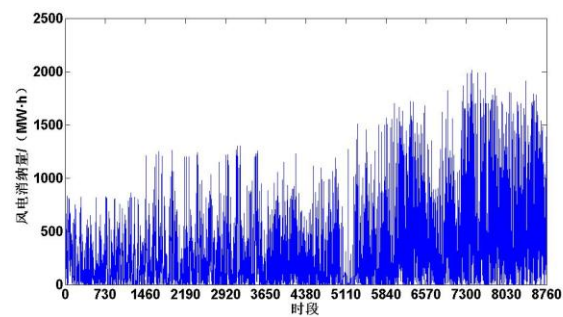
(a) 冬季



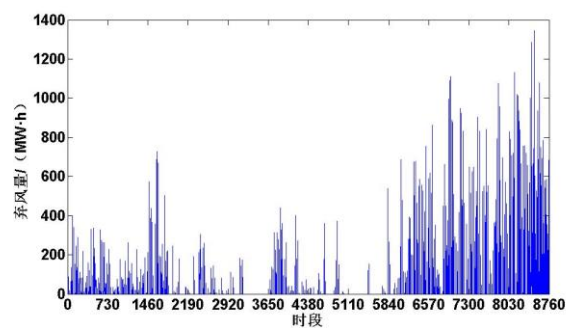
(b) 夏季

图 A3 持续负荷曲线

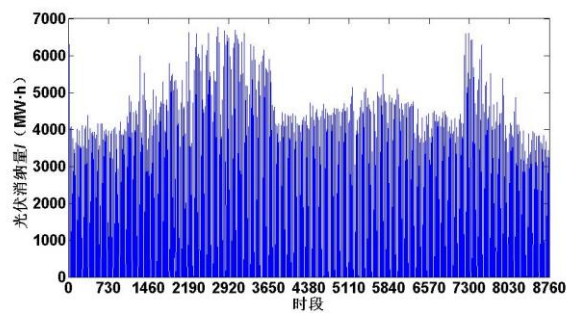
Fig.A3 Continuous load curve



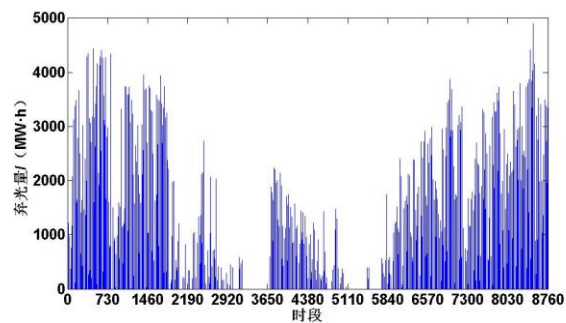
(a) 年度风电消纳



(b) 年度弃风



(c) 年度光伏消纳



(d) 年度弃光

图 A4 新能源消纳情况

Fig.A4 New energy consumption condition