

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.210962

考虑可靠性及灵活性的风光储虚拟电厂分层容量配置

白雪岩, 樊艳芳, 刘雨佳, 宋雨露

(新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017)

摘要: 可再生能源出力的随机波动性和不确定性使得系统可靠性在急剧下降的同时, 系统灵活性需求剧增, 这会导致可再生能源消纳能力大幅下降, 资源浪费现象严重。针对上述问题, 提出一种兼顾可靠性、灵活性和经济性的风光储虚拟电厂分层容量配置策略。其中, 上层模型从利用分时电价引导用户响应可再生能源出力变化的角度, 制定可削减、可转移负荷的调度方案。中层模型从可靠性最佳的角度, 制定储能电池容量配置方案。下层模型在灵活性指标的约束下, 从综合运行成本最优的角度, 进一步完善中层模型制定的储能电池容量配置方案。最后, 以新疆某地区负荷数据为例, 进行了仿真验证。结果表明所提方法具有明显的经济效益, 为碳达峰、碳中和提供新思路。

关键词: 可再生能源; 虚拟电厂; 分时电价; 可靠性; 灵活性; 容量配置; 储能电池

Wind power storage virtual power plant considering reliability and flexibility tiered capacity configuration

BAI Xueyan, FAN Yanfang, LIU Yujia, SONG Yulu

(School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, China)

Abstract: The random fluctuation and uncertainty of renewable energy cause system reliability to decline sharply and the need for system flexibility to increase sharply. This can lead to significant decrease of the renewable energy consumption and serious waste of resources. To solve the above problems, this paper proposes a hierarchical capacity allocation strategy of virtual power plant (VPP) considering reliability, flexibility and economy. An ‘upper’ model formulates a load reduction and transfer scheduling scheme from the perspective of guiding users to respond to the change of renewable energy output by using TOU price. A ‘middle-level’ model formulates the capacity configuration scheme of an energy storage battery from the perspective of optimal reliability. Under the constraint of a flexibility index, the ‘lower’ model further improves the energy storage battery capacity configuration scheme formulated by the middle model from the perspective of optimal and comprehensive operational cost. Finally, taking the load data of a region in Xinjiang as an example, a simulation is carried out. The results show that the proposed method has obvious economic benefits and provides a new idea for carbon peaking and carbon neutralization.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51767023).

Key words: renewable energy; virtual power plant; time-of-use price; reliability; flexibility; capacity configuration; energy storage battery

0 引言

随着我国碳达峰与碳中和目标的提出, 可再生能源在一次能源消费中的比重不断增加, 逐渐呈现出“风光领跑、多源协调”的态势, 可再生能源在新型电力系统中必将成为主要的能源形势。在众多

提升可再生能源消纳能力的技术方案中, 虚拟电厂 (Virtual Power Plant, VPP) 将各种能源与电网连接, 实现能源的整合与分配, 提高 VPP 整体可靠性^[1-4]及灵活性, 使其能够比拟常规电厂积极参与电网调度, 提升电网对可再生能源的接纳能力, 是实现电网互动化、智能化的可行途径。

在 VPP 并网时, 需考虑输出功率不确定性的影响^[5-6], 这就要求其内部各能源之间要合理配合^[7-12],

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51767023)

从而实现提高系统可靠性、灵活性以及输出高质量电能的目的。文献[13]结合国内某风储系统示范项目,提出基于商业型虚拟电厂的储能系统运行方式,利用储能调节风电出力,达到 VPP 获取更大收益的目的。文献[14]从工业用户角度出发,将用户对于冷、热、电能的需求纳入需求响应范围内,提出基于多能互补的工业用户电/热综合需求响应模型。该模型可根据上级调峰指令,指导用户合理调整其用能策略,从而有效缓解电力缺额。文献[15]在风电场的交流侧接入飞轮储能系统,提出了一种新的风电场输出功率平滑控制策略。文献[16]考虑可削减、可平移、可转移柔性负荷之间的协调互补性,分别以热/电负荷曲线标准差和系统综合运行成本最低为目标,建立了虚拟电厂热电联合双层协调优化运行模型。上述文献分别从源侧与荷侧角度考虑利用可控能源与柔性负荷配合可再生能源出力,达到提高系统输出电能质量以及获取更大收益的目的。当大规模可再生能源并网时,仅通过可控能源与柔性负荷分别配合可再生能源出力具有一定局限性,而风光储 VPP 分层容量配置模型同时考虑源侧与荷侧的可控资源,并深度挖掘其调度潜力,在提高 VPP 输出电能质量的同时,提升电网对可再生能源的接纳能力,为碳达峰、碳中和提供新思路。

VPP 调度模型不仅能够保证电网正常运行,也可提升自身及电网的综合运行效益。文献[17]引入置信水平量化不确定性,以 VPP 计划调度收益最大为目标,建立 VPP 经济调度模型。文献[18]以全网运行成本最低和 VPP 整体经济效益最大为优化目标,实现 VPP 的双层调度。文献[19]以各时段内获得收益最大为目标,构建了基于分时电价的虚拟电厂经济性优化调度模型。文献[20]以含风、光、水电的虚拟电厂自身收益最大化为目标,构建虚拟电厂多电源协同调度随机模型。文献[21]在以场景分析法处理风光出力不确定性的基础上,以 VPP 最大运行收益为目标,构建了虚拟电厂单独调度、多虚拟电厂协同调度以及虚拟电厂/配电公司联合优化三种模型。上述文献在考虑不同因素的基础上,以 VPP 计划收益最大为目标,构建经济调度模型,从而实现 VPP 效益最大化或成本最小化。但很少有文献考虑可靠性及灵活性对 VPP 经济效益造成的影响,甚至以可靠性及灵活性指标做为 VPP 优化目标。而可靠性及灵活性贯穿于电力系统的各个部门,可对电力系统持续供电的能力以及电力系统响应负荷和波动电源变化而随之调节的能力进行准确评价,是对 VPP 进行规划、调度和运行的决策基础。因此,研究 VPP 可靠性及灵活性对其经济效益的影响具有重要意义。

当 VPP 可靠性及灵活性较差时,会加剧常规能源对可再生能源的挤出效应,致使电网对可再生能源供电能力信任度的下降,弃风弃光现象严重。针对该问题,研究发现储能系统能够适时地动态吸收或释放能量,优化可再生能源出力,对于提高 VPP 可靠性及灵活性具有显著作用。文献[22]利用序贯蒙特卡洛法构建风光储发电系统的可靠性评估模型,分析在不同风光容量配置比和储能容量的条件下,风光储发电系统的可靠性指标。文献[23]以蓄电池的 3 种不同充电策略为重点,采用序贯蒙特卡洛法研究分布式风光储发电系统的可靠性评估。文献[24-25]利用储能系统降低风光出力的波动性,进而提高风光储系统整体的可靠性。此外,国内外已有成功的工程实例^[26-27]。上述文献通常选取 LOLP、LOLE、EENS 为代表的可靠性指标评估 VPP 可靠性,并根据这些指标制定储能系统容量配置方案,从而提升可再生能源的消纳能力。但上述指标仅仅是从充裕性的角度衡量 VPP 可靠性,并未考虑由于可再生能源出力的波动性和不确定性及负荷需求变化所导致 VPP 向上/向下发电容量不足和向上/向下爬坡速率不足等灵活性不足对储能系统容量配置方案的影响。因此,针对上述问题,综合考虑 VPP 可靠性与灵活性,合理配置储能系统容量,对于降低资源浪费、提高可再生能源的利用率以及电网对其调度的积极性具有重要意义。

综上所述,本文提出了一种考虑可靠性及灵活性的风光储 VPP 分层容量配置策略,并根据每一层不同的目标函数,分别构建数学模型。其中,上层模型考虑可削减与可转移负荷灵活调配能力,建立考虑分时电价的负荷曲线优化模型,从利用分时电价引导用户响应可再生能源出力变化的角度,制定可削减负荷与可转移负荷调度方案;中层模型考虑可再生能源消纳最大化,建立考虑 VPP 可靠性的储能电池容量配置模型,从可靠性最佳即可再生能源消纳最大化的角度制定储能电池容量配置方案;下层模型考虑可再生能源机组的最大/最小出力限制、向上/向下发电容量不足以及向上/向下爬坡速率不足等灵活性不足问题,建立考虑 VPP 综合运行成本的储能电池容量配置模型,在灵活性指标的约束下,从 VPP 综合运行成本最优的角度进一步完善中层模型制定的储能电池容量配置方案。最后,以新疆某地区负荷数据验证本文所提模型的有效性。

1 考虑分时电价的负荷曲线优化模型

考虑分时电价的负荷曲线优化模型主要针对居民用电负荷这类不可调度资源,用户可根据接收到

的价格信号调整用电需求, 进而优化负荷曲线。由于分时电价更新周期远低于实时电价, 实施较为简单, 因此本文采用分时电价引导用户调整用电需求。同时, 为了防止用户过度响应而导致其满意度下降, 因此本文将用户满意度 λ 引入电量电价弹性矩阵 \mathbf{H} 中来描述分时电价实施后负荷调整情况, 当用户用电改变量越大则 λ 越小, 用户满意度越低, 反之则越高。其数学模型为^[28]

$$\varepsilon = \frac{\Delta P}{P} \frac{W}{\Delta W} \quad (1)$$

$$\lambda = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |\Delta P_t|}{\sum_{t=1}^T P_t} \quad (2)$$

$$\mathbf{H} = \lambda \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \cdots & \varepsilon_{1b} & \cdots & \varepsilon_{1q} \\ \varepsilon_{21} & \varepsilon_{22} & \cdots & \varepsilon_{2b} & \cdots & \varepsilon_{2q} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \varepsilon_{a1} & \varepsilon_{a2} & \cdots & \varepsilon_{ab} & \cdots & \varepsilon_{aq} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \varepsilon_{p1} & \varepsilon_{p2} & \cdots & \varepsilon_{pj} & \cdots & \varepsilon_{pq} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_a \\ \vdots \\ \Delta P_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & & & & & \\ & P_{22} & & & & \\ & & \ddots & & & \\ & & & P_{aa} & & \\ & & & & \ddots & \\ & & & & & P_{pp} \end{bmatrix} \mathbf{H} \begin{bmatrix} \frac{\Delta W_1}{W_1} \\ \frac{\Delta W_2}{W_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta W_a}{W_a} \\ \vdots \\ \frac{\Delta W_p}{W_p} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$P_{Nt} = P_t + \Delta P_t \quad (5)$$

式中: ε 为电价弹性系数; ε_{aa} 、 ε_{ab} 分别为自弹性系数和互弹性系数; P_t 、 ΔP_t 分别为在 t 时刻的负荷及其变化量; W 、 ΔW 分别为电价及其变化量。

2 电力系统可靠性及灵活性评估模型

本节给出电力系统可靠性及灵活性评估模型, 首先介绍电力系统可靠性及灵活性评估原理, 然后建立可靠性及灵活性指标体系, 并基于蒙特卡洛模拟法, 构建电力系统可靠性及灵活性评估模型。

2.1 电力系统可靠性及灵活性评估原理

图 1 是新疆某地区一天的风光出力、负荷和净负荷数据曲线。

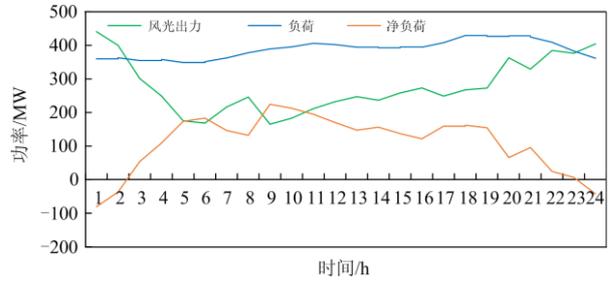


图 1 新疆某地区一天的风光出力、负荷和净负荷数据曲线

Fig. 1 Data curve of landscape output, load and net load of a day in Xinjiang

从图 1 可以看出, 某些时段风光出力小于负荷需求, 如果此时系统备用容量不能弥补二者之间的差值, 会造成停电现象; 同时, 由于风光的接入, 致使净负荷曲线变化更加剧烈, 主要造成了净负荷曲线在多个时段出现更陡的爬坡和更显著的低谷。若仅通过负荷和风光出力曲线评估风光储 VPP 可靠性, 并在此基础上制定储能电池的容量配置方案, 显然是不准确的, 容易导致资源浪费, 弃风弃光现象严重。因此, 综合考虑风光储 VPP 可靠性及灵活性, 合理制定储能电池的容量配置方案, 使风光储 VPP 能够在更好地满足负荷需求的同时, 具备更好的爬坡能力、足够的旋转备用及更低的出力下限, 以适应更陡峭的爬坡事件和降负荷低谷。

2.2 可靠性及灵活性评估指标体系

2.2.1 可靠性指标体系

1) 电力不足时间概率

$$LOLP = \sum_k p_k t_k \quad (6)$$

式中: $LOLP$ 为电力不足时间概率; p_k 为系统发生停运容量 O_k 时的概率; t_k 为系统发生停运容量 O_k 的时长。当机组容量不满足负荷需要时, 该指标可以判断电力系统的停电时间概率, 但未考虑停电量的大小。

2) 电力不足时间期望

$$LOLE = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} p [X \geq (C_i - L_{ij})] \quad (7)$$

式中: $LOLE$ 为电力不足时间期望; m 为一年中的时间段数; n_i 为第 i 个时间段中的天数; L_{ij} 为第 i 个时间段内第 j 天的峰值负荷; C_i 为第 i 个时间段中系统的安装容量; $p [X \geq (C_i - L_{ij})]$ 为第 i 个时间段第 j 天停运容量大于等于备用容量的概率。该指标可判断电力系统停运容量大于或等于备用容量的概率。

3) 电量不足时间期望

$$EENS = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^{n_i} \sum_{K=1}^{24} \sum_{X=C_i-L_{ijk}}^{C_i} [X - (C_i - L_{ijk})] P_{ijk}(X) \quad (8)$$

式中: $EENS$ 为电量不足期望; P_{ijk} 为第 i 时间段第 j 天第 K 小时停运容量大于等于 X 的概率; L_{ijk} 为第 i 时间段第 j 天第 K 小时的小时负荷。该指标表示电力系统由于机组受迫停运而对用户减少供电的期望值, 并综合表达了停电次数、平均持续时间和平均停电功率。

2.2.2 灵活性指标体系^[29]

1) 向上发电容量不足概率

$$\begin{cases} P_{UCSP,t} = \Pr\{P_{pre,t} < P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}\} \\ P_{pre,t} = P_{G,t}^{\max} - P_{G,t} \end{cases} \quad (9)$$

式中: $P_{pre,t}$ 为系统在 t 时刻可用上调容量; $P_{load,t}$ 、 $P_{load,t+\Delta t}$ 分别为在 t 和 $t + \Delta t$ 时刻的净负荷量; $P_{G,t}^{\max}$ 、 $P_{G,t}$ 分别为在 t 时刻机组出力的最大值和机组实际出力; Δt 为时间间隔。

2) 向上发电容量不足期望值

$$\begin{cases} E_{EUCS,t} = \Delta P_{pre,t} \cdot \Pr\{P_{pre,t} < P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}\} \\ \Delta P_{pre,t} = P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t} - P_{pre,t} \end{cases} \quad (10)$$

3) 向下发电容量不足概率

$$\begin{cases} P_{DCSP,t} = \Pr\{P_{pre,t} < P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}\} \\ P_{pre,t} = P_{G,t}^{\min} - P_{G,t} \end{cases} \quad (11)$$

4) 向下发电容量不足期望值

$$\begin{cases} E_{EDCS,t} = \Delta P_{pre,t} \cdot \Pr\{P_{pre,t} < P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}\} \\ \Delta P_{pre,t} = P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t} - P_{pre,t} \end{cases} \quad (12)$$

5) 向上爬坡速率不足概率

$$\begin{cases} P_{URCS,t} = \Pr\{R_{G\max} < R_{load,t}\} \\ R_{load,t} = (P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}) / \Delta t \end{cases} \quad (13)$$

式中: $R_{G\max}$ 为机组最大向上爬坡速率; $R_{load,t}$ 为净负荷在 t 时刻的向上爬坡速率。

6) 向上爬坡速率不足期望值

$$\begin{cases} E_{URCS,t} = \Delta R_{pre,t} \cdot \Pr\{R_{G\max} < R_{load,t}\} \\ \Delta R_{pre,t} = R_{G\max} - R_{load,t} \end{cases} \quad (14)$$

7) 向下爬坡速率不足概率

$$\begin{cases} P_{DRCS,t} = \Pr\{R_{G\min} > R_{load,t}\} \\ R_{load,t} = (P_{load,t+\Delta t} - P_{load,t}) / \Delta t \end{cases} \quad (15)$$

8) 向下爬坡速率不足期望值

$$\begin{cases} E_{DRCS,t} = \Delta R_{pre,t} \cdot \Pr\{R_{G\min} > R_{load,t}\} \\ \Delta R_{pre,t} = R_{G\min} - R_{load,t} \end{cases} \quad (16)$$

9) 向上灵活性不足概率

$$P_{UPAS,t} = \max\{P_{UPCS,t}, P_{URCS,t}\} \quad (17)$$

10) 向上灵活性不足期望值

$$E_{UPAS,t} = \max\{E_{UPCS,t}, E_{URCS,t}\} \quad (18)$$

11) 向下灵活性不足概率

$$P_{DPAS,t} = \max\{P_{DPCS,t}, P_{DRCS,t}\} \quad (19)$$

12) 向下灵活性不足期望值

$$E_{DPAS,t} = \max\{E_{DPCS,t}, E_{DRCS,t}\} \quad (20)$$

2.3 虚拟电厂可靠性及灵活性评估流程

基于序贯蒙特卡洛法 VPP 可靠性及灵活性指标的计算步骤如下。

步骤 1 输入风电场、光伏电站的出力数据。

步骤 2 模拟各个风电场、光伏电站全年的出力序列。

步骤 3 利用元件故障概率修正各个风电场、光伏电站全年出力序列。

步骤 4 输入全年负荷数据。

步骤 5 计算各个风电场、光伏电站的可靠性指标, 并统计 VPP 可靠性指标。其中 VPP 可靠性指标计算公式如式(21)所示。

$$\begin{cases} LOLP = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} \frac{1}{n_\delta} \sum_{\eta=1}^{N_\eta} LOLP(x_{\delta\eta}) D(x_{\delta\eta}) = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} LOLP_\delta \\ LOLE = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} \frac{1}{n_\delta} \sum_{\eta=1}^{N_\eta} LOLE(x_{\delta\eta}) D(x_{\delta\eta}) = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} LOLE_\delta \\ EENS = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} \frac{1}{n_\delta} \sum_{\eta=1}^{N_\eta} EENS(x_{\delta\eta}) D(x_{\delta\eta}) = \frac{1}{N_\delta} \sum_{\delta=1}^{N_\delta} EENS_\delta \end{cases} \quad (21)$$

式中: $LOLP(x_{\delta\eta})$ 、 $LOLE(x_{\delta\eta})$ 、 $EENS(x_{\delta\eta})$ 分别为电力不足时间概率函数、电力不足时间期望函数、电量不足期望函数; $D(x_{\delta\eta})$ 为元件某状态的持续时间; N_η 为场站内元件个数; n_δ 为模拟小时数; N_δ 为模拟次数; $LOLP_\delta$ 、 $LOLE_\delta$ 、 $EENS_\delta$ 分别为第 δ 次计算风电场或光伏电站的电力不足时间概率、电力不足时间期望、电量不足期望值。

步骤 6 判断是否达到 VPP 可靠性评估设定的年限 N_R , 如果是, 输出 VPP 可靠性指标; 如果否, 则返回步骤 3。

步骤 7 计算此时各个风电场、光伏电站的灵活性指标并统计 VPP 灵活性指标。其中 VPP 灵活性指标计算公式如式(22)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{UPCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} P_{\text{UPCS},\delta} \quad E_{\text{UPCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} E_{\text{UPCS},\delta} \\ P_{\text{DPCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} P_{\text{DPCS},\delta} \quad E_{\text{DPCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} E_{\text{DPCS},\delta} \\ P_{\text{URCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} P_{\text{URCS},\delta} \quad E_{\text{URCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} E_{\text{URCS},\delta} \\ P_{\text{DRCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} P_{\text{DRCS},\delta} \quad E_{\text{DRCS}} = \frac{1}{N_{\delta}} \sum_{\delta=1}^{N_{\delta}} E_{\text{DRCS},\delta} \end{array} \right. \quad (22)$$

步骤 8 判断是否达到 VPP 灵活性评估设定的年限 N_F , 是, 则输出 VPP 灵活性指标; 否, 则返回步骤 3。

步骤 9 输出 VPP 的可靠性及灵活性指标。

综上所述, 可得到 VPP 可靠性及灵活性评估流程, 如图 2 所示。

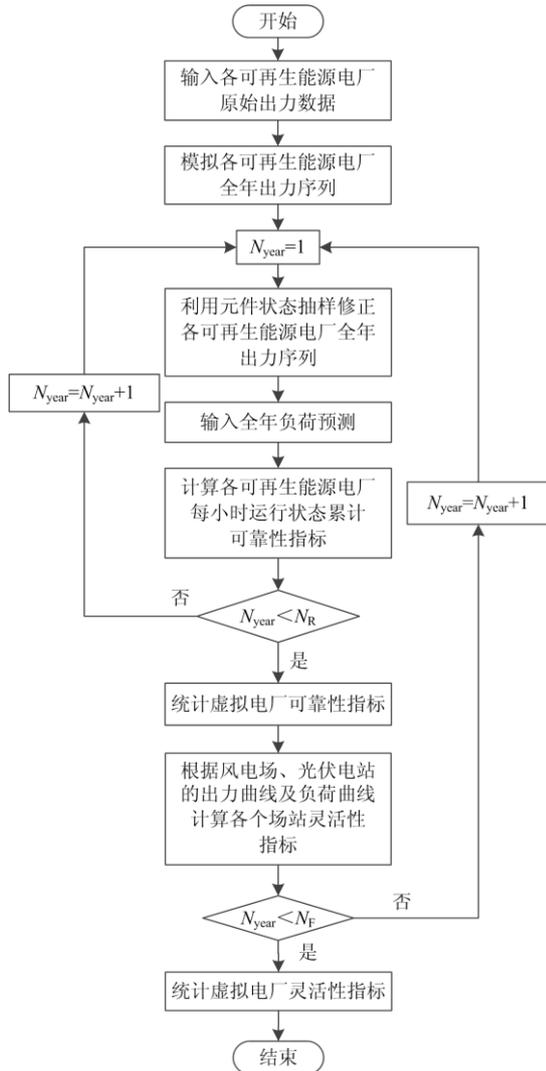


图 2 VPP 可靠性及灵活性评估流程

Fig. 2 Evaluation process of VPP reliability and flexibility

3 风光储虚拟电厂模型构建及控制策略

3.1 虚拟电厂模型的构建

研究发现, 受当地气候因素影响, 可再生能源出力在具有不确定性的同时呈现出季节特性^[30]。因此, 本文以季度作为研究周期, 将风电场、光伏电站、储能电池、可削减负荷、可转移负荷共同组成 VPP 模型, 除储能电池外 VPP 不再单独配置储能装置, 其模型如图 3 所示。

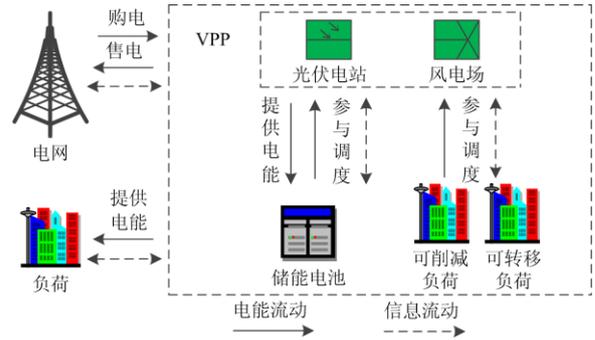


图 3 VPP 构成

Fig. 3 Composition of VPP

其中, 风电场、光伏电站、储能电池可参考文献[31]所示的数学模型, 可转移负荷、可削减负荷可参考文献[32]所示的数学模型。

3.2 各单元控制策略

本文提出的风光储 VPP 分层容量配置模型是在充分考虑源侧可控资源的基础上又融入了荷侧可控资源, 并按照下述控制策略进行调度, 以提高可再生能源的利用率。

3.2.1 风电场、光伏电站控制策略

在本文构建的 VPP 模型中, 风电场、光伏电站按照实际出力全部参与调度, 尽量避免弃风、弃光。

3.2.2 可削减负荷与可转移负荷控制策略

在本文构建 VPP 模型中, 可削减负荷与可转移负荷通过分析用户响应意愿对负荷进行削减与转移。其控制过程如下: VPP 上层模型首先判断风光出力与负荷差值的大小, 然后根据用户响应意愿的先后顺序, 选取满足调度要求的用户。常见可削减负荷有照明负荷等; 常见可转移负荷有空调, 电动汽车等。

3.2.3 储能电池控制策略

中层模型的储能电池主要用于补偿风光出力与负荷之差, 提高 VPP 可靠性。在风光出力过剩时段, 多余电量优先对储能电池充电; 风光出力不足时段, 储能电池放电填补缺失电量。下层模型的储能电池主要用于改善 VPP 不能及时响应负荷和波

动电源变化而造成的灵活性不足问题, 进而提高 VPP 灵活性调节能力。在 VPP 向上灵活性不足时段, 储能电池放电; 在 VPP 向下灵活性不足时段, 储能电池充电。

3.2.4 购售电策略

在中层模型, 当风光出力大于负荷需求时, 多余电量优先对储能电池充电, 当储能电池的电量达到额定容量后若仍有剩余, 此时剩余电量采取余电上网措施。在下层模型, 当风光出力供给负荷后仍有剩余时, 剩余电量采取余电上网措施。此外, 在下层模型中, 当储能电池具有充电需求时, 需向电网购电。

4 风光储虚拟电厂分层容量配置模型

为了使新能源得到迅速发展和大规模的开发与利用, 本节提出考虑可靠性及灵活性的风光储 VPP 分层容量配置模型。

4.1 虚拟电厂分层容量配置模型总体框架

在本文构建的 VPP 模型中, 上层模型为考虑分时电价的负荷曲线优化模型, 从利用分时电价引导用户响应可再生能源出力变化的角度, 制定可削减与可转移负荷的调度方案; 中层模型为考虑 VPP 可靠性的储能电池容量配置模型, 从可靠性最佳即可再生能源消纳最大的角度, 制定储能电池容量配置方案; 下层模型为考虑 VPP 综合运行成本的储能电池容量配置模型, 在灵活性指标的约束下, 从综合运行成本最优的角度, 进一步完善中层模型制定的储能电池容量配置方案, 其模型框架图 4 所示。

4.2 上层模型

为了提高可再生能源出力曲线与负荷曲线的吻合度, 缓解中下层模型利用储能电池提高 VPP 可靠性及灵活性的压力, 上层模型采用分时电价引导用电负荷尽可能跟随可再生能源出力 P_{Er} 的变化趋势。上层模型目标函数为

$$f_{\text{upper}} = \min \sum_{t=1}^T (P_{Nr} - P_{Er})^2 \quad (23)$$

式中: T 为调度周期; P_{Er} 为 t 时段的可再生能源功率; P_{Nr} 为 t 时段采用分时电价后的负荷功率。

4.3 约束条件

1) 采用分时电价前后用电负荷总量约束为

$$\sum_{t=1}^T P_{Nr} = \sum_{t=1}^T P_t \quad (24)$$

2) 为保证用户在可接受范围内参与电价响应, 对用户满意度进行约束:

$$\lambda_{\min} \leq \lambda \quad (25)$$

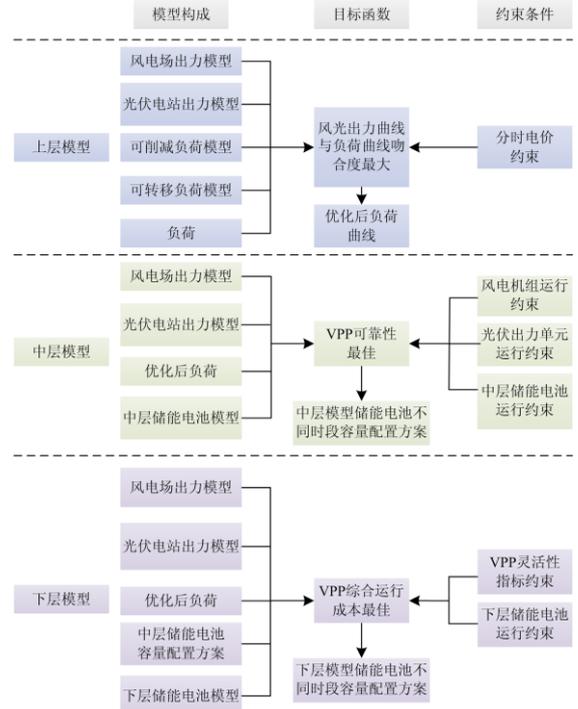


图 4 VPP 分层容量配置模型框架图

Fig. 4 Model framework of VPP layered capacity configuration

式中, λ_{\min} 为用户用电方式满意度最小值。

3) 任意时段负荷功率转移上限约束为

$$\Delta P_t \leq \alpha_t^{\max} P_t \quad (26)$$

式中: α_t^{\max} 为 t 时段最大负荷改变率; ΔP_t 为响应后 t 时段用电负荷的改变量。

4.4 中层模型

为了提高可再生能源消纳能力, 同时为下层模型储能电池的容量配置方案提供准确参考, 因此中层模型以可靠性最佳为目标函数, 制定储能电池的容量配置方案, 在本文选取的可靠性指标中, 电量不足期望值综合表达了停电次数、平均持续时间和平均停电量, 因此, 本文将式(8)所示电量不足期望值 EENS 作为主要参考指标, 其余指标作为辅助参考指标。其目标函数为

$$\min f_{\text{middle}} = \sum_{\sigma=1}^G EENS_{\sigma} \quad (27)$$

式中: G 为风电场和光伏电站的数量; $EENS_{\sigma}$ 为第 σ 个风电场或光伏电站的电量不足期望值, 其约束条件见 4.6 节和 4.7 节。

4.5 下层模型

为了在提高 VPP 灵活性调节能力的同时提高其经济效益, 因此下层模型以综合运行成本最佳为目标函数, 在灵活性指标的约束下, 进一步完善中层模型制定的储能电池容量配置方案, 其目标函数为

$$\min f_{\text{lower}} = (F_M + F_D + F_G - F_{DE}) \quad (28)$$

$$F_M = g^{\text{PW}} P^{\text{PW}} + g^{\text{PV}} P^{\text{PV}} + g^{\text{B}} (P^{\text{D}} + P^{\text{C}}) \quad (29)$$

$$F_D = C_D E_D \quad (30)$$

$$F_G = C_G E_G \quad (31)$$

$$F_{DE} = C_{DE} E_{DE} \quad (32)$$

式中: F_M 为各能源机组及储能电池的管理成本; F_D 为 VPP 可靠性较差及灵活性不足造成的电量短缺惩罚成本; F_G 为下层模型储能电池需充电时向电网购电的成本; F_{DE} 为余电上网收益; g^{PW} 、 g^{PV} 、 g^{B} 分别为风电场、光伏电站、储能电池管理成本系数; P^{PW} 、 P^{PV} 分别为风电场、光伏电站出力; P^{D} 、 P^{C} 分别为储能电池放电功率和充电功率; C_D 为电量短缺惩罚价格; E_D 为 VPP 供电缺额电量; C_G 为下层模型储能电池向电网购电的价格; E_G 为下层模型储能电池充电电量; C_{DE} 为余电上网价格; E_{DE} 为 VPP 发电盈余电量。

4.6 约束条件

1) 电力系统功率平衡约束

$$P_{N_t} = \sum_{\sigma=1}^G P_{\sigma,t}^{\text{PW}} + \sum_{\sigma=1}^G P_{\sigma,t}^{\text{PV}} + P_{\text{ESS1},t} + P_{\text{ESS2},t} \quad (33)$$

式中: P_{N_t} 为 t 时刻的负荷功率; $P_{\sigma,t}^{\text{PW}}$ 、 $P_{\sigma,t}^{\text{PV}}$ 分别表示第 σ 个风电场、光伏电站 t 时刻的输出功率; G 为 VPP 内风电场、光伏电站的数量; $P_{\text{ESS1},t}$ 、 $P_{\text{ESS2},t}$ 分别为中层、下层模型的储能电池 t 时刻的功率。

2) 风电机组运行约束^[33]

$$P_{\min,t}^{\text{PW}} \leq P_t^{\text{PW}} \leq P_{\max,t}^{\text{PW}} \quad (34)$$

$$B_{\min,t}^{\text{PW}} \leq B_t^{\text{PW}} \leq B_{\max,t}^{\text{PW}} \quad (35)$$

式中: P_t^{PW} 、 $P_{\min,t}^{\text{PW}}$ 、 $P_{\max,t}^{\text{PW}}$ 分别为风电机组在 t 时刻的功率值、功率下限值、功率上限值; B_t^{PW} 、 $B_{\min,t}^{\text{PW}}$ 、 $B_{\max,t}^{\text{PW}}$ 分别为风电机组在 t 时刻的爬坡速率值、爬坡速率下限值、爬坡速率上限值。

3) 光伏出力单元运行约束

$$P_{\min,t}^{\text{PV}} \leq P_t^{\text{PV}} \leq P_{\max,t}^{\text{PV}} \quad (36)$$

$$B_{\min,t}^{\text{PV}} \leq B_t^{\text{PV}} \leq B_{\max,t}^{\text{PV}} \quad (37)$$

式中: P_t^{PV} 、 $P_{\min,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{\max,t}^{\text{PV}}$ 分别为光伏出力单元在 t 时刻的功率值、功率下限值、功率上限值; B_t^{PV} 、 $B_{\min,t}^{\text{PV}}$ 、 $B_{\max,t}^{\text{PV}}$ 分别为光伏出力单元在 t 时刻的爬坡速率值、爬坡速率下限值、爬坡速率上限值。

4) 储能电池运行约束

$$\begin{cases} 0 < P_t^{\text{C}} \leq P_{\max}^{\text{C}} \\ E_t^{\text{B}} = E_{t-1}^{\text{B}} + P_t^{\text{C}} \eta^{\text{C}} \\ E_t^{\text{B}} \leq E_{\max}^{\text{B}} \end{cases} \quad (38)$$

$$\begin{cases} -P_{\max}^{\text{D}} \leq P_t^{\text{D}} \leq 0 \\ E_t^{\text{B}} = E_{t-1}^{\text{B}} + P_t^{\text{D}} / \eta^{\text{D}} \\ E_{\min}^{\text{B}} \leq E_t^{\text{B}} \end{cases} \quad (39)$$

式中: E_t^{B} 表示 t 时刻储能电池能量; P_{\max}^{C} 、 P_{\max}^{D} 分别表示储能电池充放电最大功率; η^{C} 、 η^{D} 分别表示储能电池充放电效率; E_{\max}^{B} 、 E_{\min}^{B} 分别为储能电池充放电最大深度。

5) 灵活性约束^[34]:

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \quad (40)$$

$$0 \leq R \leq R_{\text{UP}} \quad (41)$$

$$0 \leq |R| \leq R_{\text{DP}} \quad (42)$$

式中: P_{\min} 、 P_{\max} 分别为 VPP 输出功率的最小值和最大值; R_{UP} 、 R_{DP} 分别为 VPP 向上爬坡速率和向下爬坡速率的最大值。

4.7 电网功率交互模型

当 VPP 产生盈余电量时, 需向电网售电以获取收益, 其输出总功率不得超过当地变压器和线路限额, 其约束为

$$0 < P_{T_t} < P_{T_{\max}} \quad (43)$$

式中: P_{T_t} 表示 VPP 向电网 t 时刻的传输总功率, $P_{T_{\max}}$ 表示当地变压器与线路最大功率限额。

根据国家发改委(2020) 511 号文件, VPP 余电上网补贴价格为 0.08 元/kWh。当下层模型储能电池有充电需求时, 需从电网购电, 购电价格 C_t 为

$$C_t = \begin{cases} 0.417, 00:00-07:00 \text{ 和 } 23:00-24:00 \text{ 时段} \\ 0.894, 07:00-23:00 \text{ 时段} \end{cases} \quad (44)$$

4.8 模型求解

本文构建的风光储 VPP 分层容量配置模型为混合整数线性规划问题, 在多条件约束下利用粒子群算法^[35]对调度模型进行求解。其流程如附录附图 1 所示。

5 算例分析

5.1 数据采集

本文以新疆某地区全年负荷数据进行分析验证, 该地区包含: 6 个风电场, 其中 1 个容量为 50 MW, 2 个容量为 100 MW, 一个容量为 150 MW, 2 个容量为 200 MW; 3 个光伏电站, 其容量均为 20 MW; 可转移负荷及可削减负荷容量共为 8 MW。

5.2 结果及分析

5.2.1 负荷曲线优化前后对比

考虑到可再生能源出力的季节特性, 本节以春夏秋冬 4 个典型日为例, 分析 VPP 上层模型优化结果, 其结果如图 5 所示。

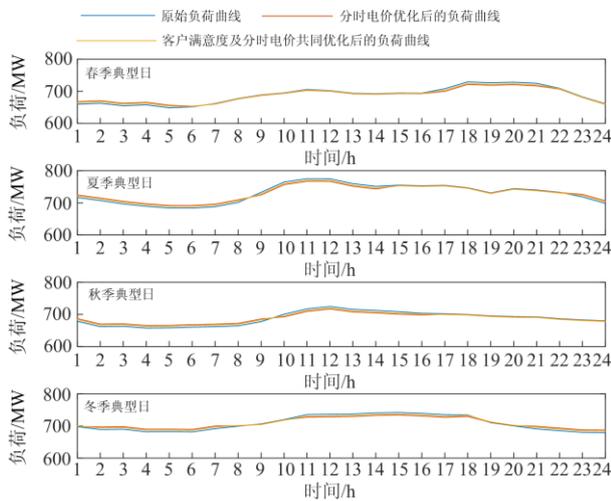


图 5 负荷曲线优化对比

Fig. 5 Load curve optimization comparison

由图 5 可知，当负荷曲线优化模型仅考虑分时电价时，负荷转移量及负荷削减量最多，此时，对负荷曲线的优化效果最为明显，可以有效缓解中下层模型利用储能电池提高 VPP 可靠性及灵活性的压力，但此举会导致用户满意度下降，进而影响用户响应的积极性。而当负荷曲线优化模型在上述基础上继续考虑用户满意度后，用户可在自身接受范

围内根据电价调整用电需求，虽然负荷转移量及负荷削减量有所减少，但对用户用电满意度影响减小，可确保分时电价的有效实施。

5.2.2 仅考虑源侧与同时考虑源荷侧可调控资源的虚拟电厂可靠性指标及灵活性指标对比

为充分说明 VPP 上层模型对提高 VPP 可靠性及灵活性的有效性，本节采用两种方案对 VPP 可靠性及灵活性进行评估。方案一：仅考虑源侧可调控资源计算 VPP 可靠性及灵活指标；方案二：同时考虑源荷侧可调控资源计算 VPP 可靠性及灵活性指标。计算结果如表 1 和表 2 所示。

从表 1、表 2 中可看出，方案二计算所得结果优于方案一。以第一季度为例，方案二的可靠性指标比方案一分别降低 6.50%、8.18%、8.26%；方案二的灵活性指标比方案一分别降低 8.25%、6.54%、8.26%、7.41%。其主要原因在于，方案二在充分考虑源侧可调控资源的基础上，最大限度挖掘荷侧资源的调控潜力，使负荷曲线与风光出力曲线的吻合度最大的同时，也提高了系统灵活性调节的能力。在有效缓解中下层模型利用储能电池提高 VPP 可靠性及灵活性压力同时，也验证了上层模型在提高 VPP 可靠性及灵活性上具有一定效果。

表 1 不同方案的 VPP 可靠性指标

Table 1 VPP reliability indicators of different schemes

季度	方案	可靠性指标		
		LOLP	LOLE	EENS
第一季度	方案一	0.237 3	385.538 1	6 852.191 7
	方案二	0.221 8	360.316 0	6 286.414 4
第二季度	方案一	0.272 4	571.724 3	12 165.785 1
	方案二	0.259 4	524.976 0	11 161.270 7
第三季度	方案一	0.234 0	474.988 4	8 260.117 7
	方案二	0.216 7	433.779 4	7 719.736 2
第四季度	方案一	0.276 4	488.784 1	10 665.089 8
	方案二	0.253 6	448.425 8	9 875.083 1

表 2 不同方案的 VPP 灵活性指标

Table 2 VPP flexibility indicators of different schemes

季度	方案	灵活性指标			
		PUPAS	EUPAS	PDPAS	EDPAS
第一季度	方案一	0.979 0	27 552.881 8	1.575 7	19 644.386 7
	方案二	0.898 2	25 750.356 8	1.445 6	18 189.246 9
第二季度	方案一	1.106 7	50 032.248 9	1.061 8	98 048.604 4
	方案二	1.044 1	46 070.167 2	0.975 0	89 542.104 5
第三季度	方案一	0.932 2	29 221.783 9	2.004 2	19 943.602 8
	方案二	0.866 4	26 907.720 0	1.033 1	18 398.157 6
第四季度	方案一	1.204 9	50 962.536 3	0.802 5	59 491.535 1
	方案二	1.104 4	46 456.277 4	0.737 6	54 132.425 0

5.2.3 可再生能源装机容量对虚拟电厂可靠性及灵活性指标的影响

为了合理制定储能电池的容量配置方案, 需分别对 VPP 可靠性及灵活性进行评估。因此, 本文分别计算不同可再生能源装机容量下 VPP 的可靠性及灵活性指标。在本节构建的 VPP 中储能电池的容量配置为 200 MWh, 以第一季度为例, 计算结果如表 3 和表 4 所示。

表 3 VPP 可靠性指标

Table 3 VPP reliability indicators

容量/MW	可靠性指标		
	LOLP	LOLE	EENS
200	0.884 1	994.882 3	13 399.821 6
400	0.787 9	769.550 2	10 689.882 6
600	0.368 4	487.678 2	8 697.653 9
800	0.221 8	360.316 0	6 286.414 4

表 4 VPP 灵活性指标

Table 4 VPP flexibility indicators

容量/MW	灵活性指标			
	P_{UPAS}	E_{UPAS}	P_{DPAS}	E_{DPAS}
200	0.386 3	14 768.874 2	0.495 1	4 654.613 9
400	0.569 3	18 686.994 2	0.739 1	8 189.338 1
600	0.696 1	22 502.539 3	0.929 1	11 770.743 9
800	0.898 2	25 750.356 8	1.445 6	18 189.246 9

从表 3 和表 4 中可看出, 有的季度 LOLP 虽然不足 0.3, 但 P_{UPAS} 和 P_{DPAS} 却很大, 有的甚至超过 1。说明这些季度虽然负荷需求不大, 但负荷向上增加或向下减少的速度却很大。此外, 从表 3 和表 4 中还可看出, 随着可再生能源装机容量的增加, VPP 可靠性指标逐渐减小, 灵活性指标逐渐增加。上述结果和变化趋势说明随着可再生能源装机容量的增加, VPP 满足负荷需求的能力增强, 同时, 也会造成 VPP 灵活性调节能力不足的问题。其原因在于, 可再生能源出力的随机性和不确定性, 不仅会造成净负荷曲线波动剧烈而且还会使得净负荷小于 VPP 出力下限。由此可说明, 可靠性指标仅反映 VPP 可用发电容量是否满足每个时刻的负荷需求。但这些指标并不能反映每个时刻的负荷需求是否在 VPP 容量的可调范围内, 也不能反映 VPP 爬坡速率是否满足相邻时刻的负荷变化。因此, 在评估 VPP 可靠性的基础上, 还需对其灵活性进行评估, 为合理制定储能电池的容量配置方案提供有力支撑。

5.2.4 储能电池容量对虚拟电厂可靠性及灵活性指标的影响

本节分别对中下层模型储能电池的容量配置方

案对 VPP 可靠性及灵活性指标的影响进行分析。

1) 中层模型储能电池对 VPP 可靠性指标的影响

本节分析加入不同容量的储能电池对 VPP 可靠性指标的影响, 仿真结果如图 6 所示。

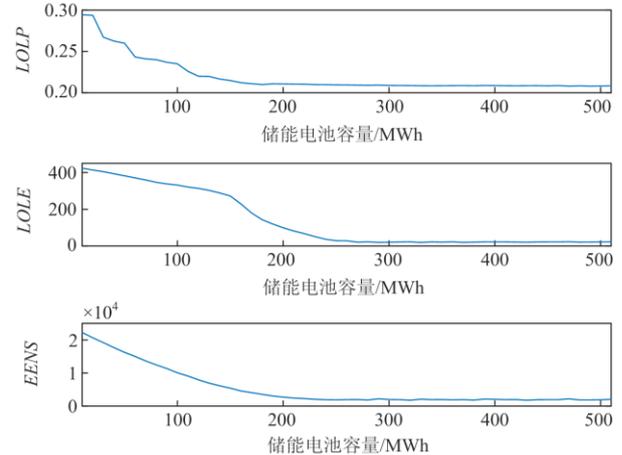


图 6 不同储能电池容量下 VPP 可靠性指标

Fig. 6 VPP reliability index under different energy storage capacity

从图 6 中可看出, 不同储能电池容量下虚拟电厂的 LOLP、EENS、LOLE 值。分析图 6 可知, 在 VPP 包含可再生能源电厂数量固定的情况下, 增加储能电池容量, 与加入之前的 VPP 相比 LOLP、EENS、LOLE 分别降低了 29.14%、65.06%、61.55%, 充分说明了储能电池对提高 VPP 可靠性指标具有非常有效的作用。虽然储能电池的加入能够明显提升 VPP 可靠性, 但是从图 6 的变化曲线中可以看到明显的拐点, 储能电池容量在超过 315 MWh 之后, 3 条曲线都开始逐渐趋向平稳。说明储能电池容量在超过 315 MWh 之后对 VPP 可靠性的提升非常小。

2) 下层模型储能电池对 VPP 灵活性指标的影响

由于可靠性指标仅仅反映 VPP 充裕性, 并不能反映每个时刻的负荷需求是否在 VPP 容量的可调范围内, 也不能反映 VPP 的爬坡速率是否满足相邻时刻的负荷变化。因此, 本节在中层模型的基础上, 根据下层模型求得的储能电池容量配置方案, 继续分析不同储能电池容量对 VPP 灵活指标的影响, 其仿真结果如图 7 所示。

分析可知, 下层模型是在中层模型求得储能容量配置结果的基础上, 再次对储能配置容量进行修正。在下层模型中, 与加入储能电池之前的 VPP 灵活性指标相比, 分别降低了 7.65%、1.82%、4.29%、4.95%。充分说明储能电池对提高 VPP 灵活性指标具有非常有效的作用。从图 7 中可看出, 当储能容量配置为 0 MWh 时, 系统的灵活性调节能力依然

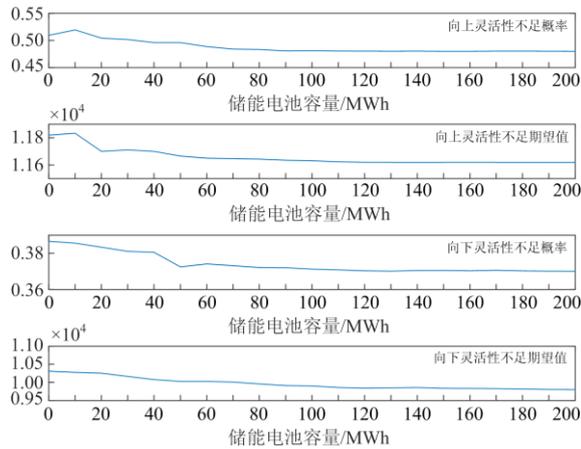


图7 不同储能电池容量下 VPP 灵活性指标
Fig. 7 VPP flexibility index under different energy storage capacity

较差，充分说明仅考虑系统可靠性指标对储能容量进行配置的不足。此外，随着储能电池容量的增加，VPP 灵活性指标逐渐减小。充分说明，储能电池灵活的吞吐能力使得系统的灵活性增强。从图 7 中还可看出，当储能电池容量小于 90 MWh 时，随着储能电池容量的增加，VPP 各灵活性指标下降幅度较大，说明此时储能电池对提升 VPP 灵活性效果显著；当储能电池容量大于 90 MWh 时，随着储能电池容量的增加，VPP 各灵活性指标下降速度减慢，说明此时储能电池对提升 VPP 的灵活性效果微弱，若单纯利用储能电池提高 VPP 灵活性具有局限性。

5.2.5 考虑可靠性及灵活性虚拟电厂中下层模型调度结果分析

本节以春夏秋冬 4 个典型日为代表，分别对 VPP 分层调度模型的中下层调度结果进行分析。

1) 中层模型调度结果

由 VPP 中层模型的求解结果可知，储能电池容量在 293 MWh 时，VPP 可靠性达到最佳，其调度结果如图 8 所示。以春季典型日为例，分析如下：在 03:00—06:00, 17:00—21:00, 24:00 时段，由于风光出力不能满足负荷需求，致使 VPP 可靠性降低。为了提高 VPP 供电可靠性，此时储能电池优先放电，弥补缺失电量；在 01:00—02:00, 09:00—13:00, 23:00 时段，风光出力大于负荷需求，此时优先对储能电池充电；在 13:00—16:00 时段，由于风光出力大于负荷需求，多余电量优先对储能电池充电，在储能电池电量达到额定容量后，VPP 仍然还有剩余电量，此时向电网售电以获取收益，降低运行成本。通过储能电池的充放电，可在提高风光消纳的同时，增强 VPP 的供电可靠性，有助于提

升电网对可再生能源的接纳能力。

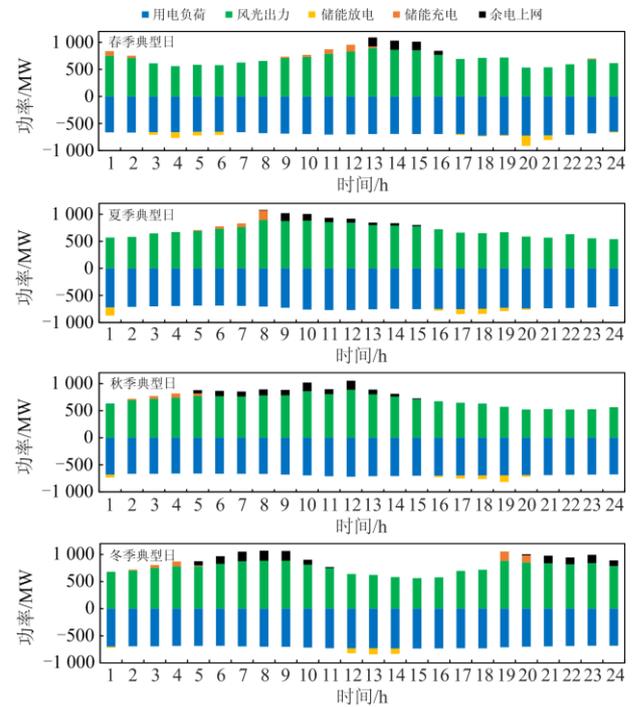


图 8 中层模型各能源调度

Fig. 8 Middle-level model of various energy dispatching

2) 下层模型调度结果

下层模型在上述基础上，主要针对 VPP 灵活性不足问题，并以经济最大化为优化目标，利用储能电池对中层模型制定的储能电池容量配置方案做进一步完善。由 VPP 下层模型的求解结果可知，储能电池容量约为 72 MWh 时，VPP 经济性达到最佳，其调度结果如图 9 所示。

以春季典型日为例，分析如下：在 02:00 和 18:00 时段，VPP 向下灵活性调节能力不能满足负荷向下的灵活性需求，此时需对储能电池充电，以提高 VPP 向下灵活性调节能力；在 13:00 和 17:00 时段，VPP 向上灵活性调节能力不能满足负荷向上的灵活性需求，此时，储能电池需对外放电以提高 VPP 向上的灵活性调节能力。由于在 13:00 和 17:00 时段，储能电池对外放电后剩余电量未达到额定容量，具有充电需求，此时需向电网购电。在 02:00—8:00, 12:00, 14:00—16:00, 19:00—23:00 时段，由于风光出力大于负荷需求，此时向电网出售多余电量，以降低 VPP 运行成本，提高经济效益。通过观察图 9 不难发现，在 VPP 可靠性最佳的情况下，储能电池依然存在充放电时段。其原因在于，中层模型仅针对 VPP 的可靠性对储能电池进行容量配置，并未考虑其灵活性问题。而下层模型则主要针

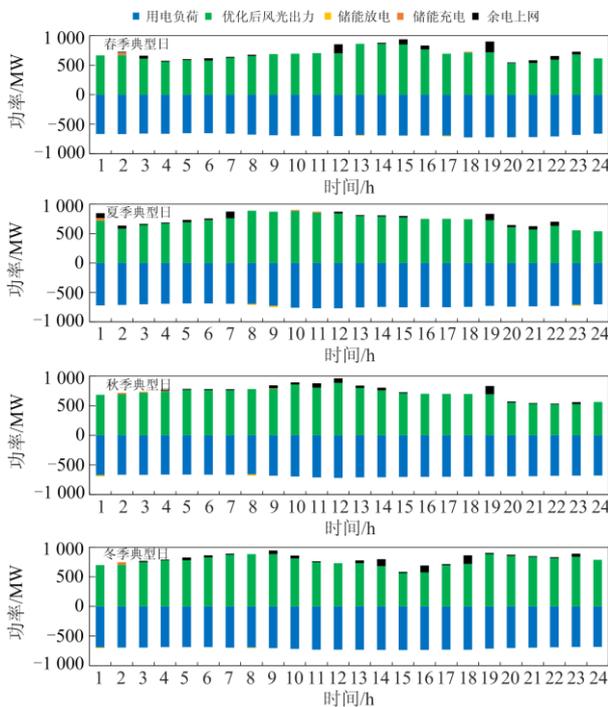


图9 下层模型各能源调度

Fig. 9 Lower model of each energy dispatching

对 VPP 向上/向下发电容量不足以及向上/向下爬坡速率不足等灵活性不足问题, 继续利用储能电池提高 VPP 灵活性调节的能力, 从而使 VPP 获取更大的收益。由此, 充分说明仅考虑 VPP 可靠性配置储

能电池容量具有诸多不足, 应综合考虑 VPP 可靠性和灵活性, 合理制定储能电池的容量配置方案。

5.2.6 仅考虑可靠性与综合考虑可靠性及灵活性虚拟电厂的综合运行成本对比分析

在本节中将设定两种方案对 VPP 综合运行成本进行对比。方案一: 考虑可靠性的 VPP 综合运行成本; 方案二: 考虑可靠性及灵活性的 VPP 综合运行成本。结果如表 5 所示。

由表 5 可知, 从第一季度至第四季度, 方案二的综合运行成本均比方案一低, 分别下降约 17.05%、27.32%、31.86%、39.51%; 方案二的余电上网收益均比方案一高, 分别提高约 89.15%, 94.17%, 94.80%, 95.74%; 方案二的电量不足惩罚均比方案一低, 分别下降约 58.97%、44.60%、33.26%、53.78%。充分体现了综合考虑可靠性及灵活性 VPP 经济上的显著优势。其原因主要在于方案一仅考虑 VPP 可靠性并利用储能电池进行优化, 该方案仅在满足可靠性的基础上, 利用风光余电上网获取收益, 并未考虑由于 VPP 的灵活性调节能力不足导致的电量缺失惩罚问题, 而方案二恰恰弥补了方案一的不足之处, 该方案利用储能电池提高了 VPP 的灵活性调节能力, 使 VPP 在满足可靠性的基础上, 尽量降低由于电量缺失导致的惩罚成本, 充分利用风光余电上网获取收益, 补贴 VPP 综合运行成本, 提高经济效益。

表 5 VPP 综合运行成本

Table 5 VPP combined operating costs

		第一季度	第二季度	第三季度	第四季度
综合运行成本/万元	方案一	908.553 7	1 031.444 8	1 107.925 0	1 253.190 7
	方案二	753.651 2	749.308 6	754.968 0	758.003 4
余电上网收益/万元	方案一	0.672 8	0.292 9	0.251 0	0.321 0
	方案二	6.202 8	5.027 9	4.823 8	6.483 6
电量不足惩罚/万元	方案一	11.389 3	9.202 2	7.821 8	16.851 4
	方案二	4.6732	5.098 2	5.220 3	7.788 5

6 结语

本文针对可再生能源出力的随机性和不确定性, 提出一种兼顾可靠性、灵活性和经济性的风光储 VPP 分层容量配置策略。根据仿真结果可得到如下结论:

1) 本文所提风光储 VPP 分层容量配置模型在考虑源侧可控资源的基础上又融入了荷侧可控资源, 如可削减负荷与可转移负荷, 该负荷通过在可接受的削减或转移时间区间内灵活调配, 使负荷曲线与可再生能源出力曲线的吻合度达到最佳, 有效

缓解了中下层模型利用储能电池提高 VPP 可靠性及灵活性的压力, 减少资源浪费。

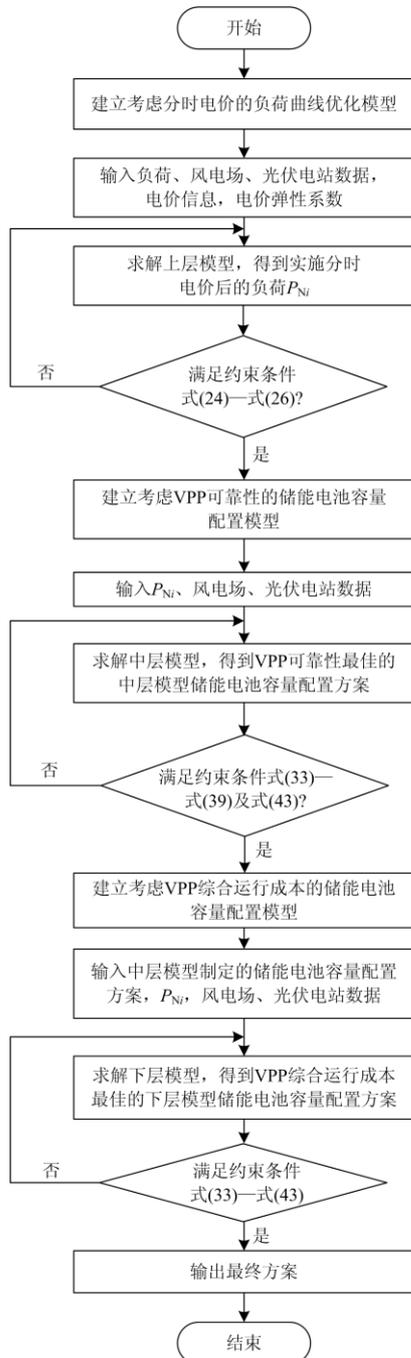
2) 本文所提风光储 VPP 分层容量配置模型在充分考虑可靠性的基础上又考虑了灵活性, 弥补了以往仅考虑 VPP 可靠性的储能电池容量配置方案的不足, 可为 VPP 确定合理的储能电池容量配置方案提供指导, 提升电网对可再生能源的接纳能力, 提高资源利用率。

3) 本文所提风光储 VPP 分层容量配置模型具有明显的经济效益, 可为 VPP 优化运行提供辅助决策支撑, 提升调度运行的科学性及合理性, 对于我

国 VPP 的发展具有重要指导意义。

需要指出的是, 本文仅考虑储能电池对提高 VPP 可靠性及灵活性的效果, 未来将充分挖掘其他可调控资源的潜力, 进一步研究氢燃料电池、飞轮储能等资源对提升 VPP 可靠性及灵活性的影响。

附录



附图 1 VPP 分层容量配置模型求解流程

Attached Fig. 1 Solution flow of VPP hierarchical capacity configuration model

参考文献

[1] PUDJIANTO D, RAMSAY C, STRBAC G Virtual power plant and system integration of distributed energy resources[J]. Renewable Power Generation, 2007, 1(1): 10-16.

[2] 李红霞, 樊伟, 李楠, 等. 考虑风光不确定性的电气互联虚拟电厂近零碳调度优化模型[J]. 电力建设, 2020, 41(9): 10-19.
LI Hongxia, FAN Wei, LI Nan, et al. Near-zero carbon dispatching optimization model of virtual power plant connected with power-to-gas considering uncertainties of wind and photovoltaic power[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(9): 10-19.

[3] 杨洪朝, 杨迪, 孟科. 高比例可再生能源渗透下多虚拟电厂多时间尺度协调优化调度[J]. 智慧电力, 2021, 49(2): 60-68.
YANG Hongzhao, YANG Di, MENG Ke. Multi-time scale coordination optimal scheduling of multiple virtual power plants with high-penetration renewable energy integration[J]. Smart Power, 2021, 49(2): 60-68.

[4] 宣文博, 李慧, 刘忠义, 等. 一种基于虚拟电厂技术的城市可再生能源消纳能力提升方法[J]. 发电技术, 2021, 42(3): 289-297.
XUAN Wenbo, LI Hui, LIU Zhongyi, et al. A method for improving the accommodating capability of urban renewable energy based on virtual power plant technology[J]. Power Generation Technology, 2021, 42(3): 289-297.

[5] WAN Can, ZHAO Jian, SONG Yonghua, et al. Photovoltaic and solar power forecasting for smart and grid energy management[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2015, 1(4): 38-46.

[6] 陈凯玲, 顾闻, 王海群. 考虑出力外特性的虚拟电厂多目标优化调度[J]. 广东电力, 2021, 34(3): 42-49.
CHEN Kailing, GU Wen, WANG Haiqun. Multi-objective optimal scheduling of virtual power plant considering external output characteristics[J]. Guangdong Electric Power, 2021, 34(3): 42-49.

[7] 赵丰明, 樊艳芳. 分时电价影响下的多能源虚拟电厂双层优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(20): 33-40.
ZHAO Fengming, FAN Yanfang. Bi level optimal of multi energy virtual power plant influenced by TOU price[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(20): 33-40.

[8] 宋汶秦, 吕金历, 赵玲霞, 等. 光热-风电联合运行的电力系统经济调度策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(5): 95-102.

- SONG Wenqin, LÜ Jinli, ZHAO Lingxia, et al. Study on the economic dispatch strategy of power system with combined operation of concentrated solar power and wind farm[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(5): 95-102.
- [9] 周欣怡, 齐先军, 吴红斌, 等. 提高需求响应可靠性的储能优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(2): 107-114.
- ZHOU Xinyi, QI Xianjun, WU Hongbin, et al. Research on optimal allocation of energy storage to improve reliability of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(2): 107-114.
- [10] 李浩博, 邹海荣, 朱建红. 考虑风电计划跟踪的储能调度模糊控制系统研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 125-132.
- LI Haobo, ZOU Hairong, ZHU Jianhong. Research on a fuzzy control system for energy storage dispatching considering wind power plan tracking[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 125-132.
- [11] 张勇军, 张锶恒, 刘斯亮, 等. 考虑分布式光伏与储能接入的配变双层规划[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(24): 9-15.
- ZHANG Yongjun, ZHANG Siheng, LIU Siliang, et al. Dual planning of a distribution transformer considering the impact of distributed photovoltaics and energy storage access[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(24): 9-15.
- [12] LIU Runze, LIU Yu, JING Zhaoxia. Impact of industrial virtual power plant on renewable energy integration[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(6): 545-552.
- [13] 闫涛, 渠展展, 惠东, 等. 含规模化电池储能系统的商业型虚拟电厂经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(17): 98-104.
- YAN Tao, QU Zhanzhan, HUI Dong, et al. Economic analysis of the virtual power plant with large-scale battery energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(17): 98-104.
- [14] 徐航, 董树锋, 何仲潇, 等. 基于多能互补的电/热综合需求响应[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 480-489.
- XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 480-489.
- [15] 王俊橙. 计及风电功率预测的飞轮储能配合风电场并网的有功功率控制[D]. 成都: 西南交通大学, 2013.
- WANG Juncheng. Active power control of wind farm integration to grid with flywheel energy storage considering wind power prediction[D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2013.
- [16] 王志南, 张宇华, 黄珂, 等. 计及多种柔性负荷的虚拟电厂热电联合鲁棒优化调度模型[J]. 电力建设, 2021, 42(7): 1-10.
- WANG Zhinan, ZHANG Yuhua, HUANG Ke, et al. Robust optimal scheduling model of virtual power plant combined heat and power considering multiple flexible loads[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(7): 1-10.
- [17] 刘胜, 夏家辉, 陈波, 等. 计及不确定性的虚拟电厂双层经济调度[J]. 电力学报, 2019, 34(5): 445-452, 504.
- LIU Sheng, XIA Jiahui, CHEN Bo, et al. Economic dispatch of virtual power plants considering uncertainty[J]. Journal of Electric Power, 2019, 34(5): 445-452, 504.
- [18] 张高, 王旭, 蒋传文, 等. 采用双层优化调度的虚拟电厂经济性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2295-2302.
- ZHANG Gao, WANG Xu, JIANG Chuanwen, et al. Economic analysis of virtual power plant with bi-level optimization dispatch[J]. Power System Technology, 2016, 40(8): 2295-2302.
- [19] 袁桂丽, 陈少梁, 刘颖, 等. 基于分时电价的虚拟电厂经济性优化调度[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 826-832.
- YUAN Guili, CHEN Shaoliang, LIU Ying, et al. Economic optimal dispatch of virtual power plant based on time-of-use power price[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 826-832.
- [20] 邹云阳, 杨莉. 基于经典场景集的风光水虚拟电厂协同调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(7): 1855-1859.
- ZOU Yunyang, YANG Li. Synergetic dispatch models of a wind/PV/hydro virtual power plant based on representative scenario set[J]. Power System Technology, 2015, 39(7): 1855-1859.
- [21] 董文略, 王群, 杨莉. 含风光水的虚拟电厂与配电公司调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 75-81, 207.
- DONG Wenlüe, WANG Qun, YANG Li. Wireless coordination control of multi-functional grid-tied inverters in microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 75-81, 207.
- [22] 白雪. 风光储发电系统的随机生产模拟及电动汽车光伏充电站的可靠性评估[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2018.
- BAI Xue. Probabilistic production simulation of wind/photovoltaic/energy storage power system and reliability evaluation of PV-assisted charging station[D]. Hefei: Hefei University of Technology, 2018.
- [23] 葛少云, 王浩鸣, 王源山, 等. 含分布式风光蓄的配电系统可靠性评估[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(5): 16-23.
- GE Shaoyun, WANG Haoming, WANG Yuanshan, et al.

- Reliability evaluation of distribution system including distributed wind turbines, photovoltaic arrays and batteries[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(5): 16-23.
- [24] BILLINTON R. Reliability consideration in the utilization of wind energy, solar energy and energy storage in electric power systems[C] // International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, June 11-15, 2006, Stockholm, Sweden: 1-6.
- [25] HU P, KARKI R, BILLINTON R. Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage[J]. IET Generation, Transmission and Distribution, 2009, 3(8): 783-791.
- [26] 刘素琴, 黄可龙, 刘又年, 等. 储能钒液流电池研发热点及前景[J]. 电池, 2005, 35(5): 356-359.
LIU Suqin, HUANG Kelong, LIU Younian, et al. The development and research progress in a energy storage unit—the vanadium redox flow battery[J]. Batteries, 2005, 35(5): 356-359.
- [27] 吴盛军, 徐青山, 袁晓冬, 等. 规模化储能技术在电力系统中的应用需求分析[J]. 电气工程学报, 2017, 12(8): 10-15.
WU Shengjun, XU Qingshan, YUAN Xiaodong, et al. An analysis of requirements and applications of grid-scale energy storage technology in power system[J]. Transactions of the Chinese Society of Electrical Engineering, 2017, 12(8): 10-15.
- [28] 杨欢红, 唐芃芃, 黄文焘. 考虑用户满意度的基于需求侧管理的微电网多目标优化调度[J/OL]. 电测与仪表: 1-8[2021-07-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210202.1741.002.html>.
YANG Huanhong, TANG Pengpeng, HUANG Wentao. Multi-objective optimal dispatch of microgrid based on demand side management considering user satisfaction [J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation: 1-8[2021-07-19]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210202.1741.002.html>.
- [29] 赵福林, 俞啸玲, 杜诗嘉, 等. 计及需求响应的含大规模风电并网下电力系统灵活性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(1): 42-51.
ZHAO Fulin, YU Xiaoling, DU Shijia, et al. Assessment on flexibility of a power grid with large-scale wind farm integration considering demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(1): 42-51.
- [30] 刘文霞, 何向刚, 吴方权, 等. 新能源发电出力特性指标及其数据化应用[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(9): 85-92.
LIU Wenxia, HE Xianggang, WU Fangquan, et al. New energy generation output characteristic index and its data application[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(9): 85-92.
- [31] 陈健. 风/光/蓄(/柴)微电网优化配置研究[D]. 天津: 天津大学, 2014.
CHEN Jian. Research on optimal sizing of wind/solar/battery (/diesel generator) microgrid[D]. Tianjin: Tianjin University, 2014.
- [32] 程林, 齐宁, 田立亭. 考虑运行控制策略的广义储能资源与分布式电源联合规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(10): 27-35, 43.
CHENG Lin, QI Ning, TIAN Liting. Joint planning of generalized energy storage resources and distributed generator considering operation control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 27-35, 43.
- [33] 龚裕仲, 江全元, 汪海蛟. 考虑电网频率偏差的风电功率爬坡限制指标动态优化[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2377-2384.
GONG Yuzhong, JIANG Quanyuan, WANG Haijiao. Dynamic optimization of wind power ramp limitation based on power system frequency deviation[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2377-2384.
- [34] 苏承国, 申建建, 王沛霖, 等. 基于电源灵活性裕度的含风电电力系统多源协调调度方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 111-119.
SU Chengguo, SHEN Jianjian, WANG Peilin, et al. Coordinated dispatching method for wind-turbine-integrated power system with multi-type power sources based on power flexibility margin[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 111-119.
- [35] 张小艳, 许慧. 基于改进粒子群算法的气化配煤模型求解[J]. 煤炭技术, 2021, 40(2): 196-199.
ZHANG Xiaoyan, XU Hui. Solution of gasification and coal blending model based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. Coal Technology, 2021, 40(2): 196-199.

收稿日期: 2021-07-24; 修回日期: 2021-10-18

作者简介:

白雪岩(1995—), 女, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源并网技术; E-mail: 972072754@qq.com

樊艳芳(1971—), 女, 通信作者, 硕士, 教授, 研究方向为新能源并网技术与电力系统保护。E-mail: fyf3985@xju.edu.cn

(编辑 周金梅)