

# 计及需求侧的风-光-氢多能互补微电网优化配置

陈维荣, 傅王璇, 韩莹, 李奇, 黄兰佳, 许程鹏

(西南交通大学电气工程学院, 四川成都610031)

**摘要:** 针对多能互补微电网经济成本最优问题, 提出一种计及需求侧响应的风-光-氢多能互补微电网优化配置方法。首先, 在相关功率约束和控制原则下制定运行控制策略; 接着, 为最大化直接消纳风光发电, 引入激励型需求侧响应, 利用混合整数规划优化负荷曲线; 进而, 建立考虑需求侧响应的优化配置模型, 基于等年值成本最小的优化目标, 综合考虑系统的必要约束条件, 利用粒子群算法迭代寻优求解最优配置。为验证有效性, 结合某一地区的历史数据, 求解优化配置方案, 并开展微电网不同运营方式、自平衡率约束与建设成本影响因素下的技术经济分析。分析结果表明: 引入氢能发电系统和考虑需求侧响应后, 当自平衡率为81.64%时, 达到等年值成本最低为314.37万元; 将自平衡率控制在合理水平, 随着科技发展建设成本的降低均有助于提高微电网经济效益。

针对能源型经济社会建设目标[1-3], 同时考虑到可再生能源出力的不确定性和间歇性, 诸如电、热、化学等储能技术已被广泛应用, 可根据运行成本、使用寿命、效率等条件选择合适的储能系统[4-5]。

目前, 氢储能技术[6-7]以其清洁环保、利用率高、运输方便等特点在许多领域都得到了研究, 尤其是能源领域[8]。将氢能引入微电网, 形成满足功率和能量两方面需求的系统, 可显著提高性能。文献[6]在孤岛直流微电网中使用电、氢混合的储能技术, 提出分层能量管理方法并仿真验证; 基于此, 文献[7]综合考虑使用成本最小与储能系统平衡展开系统的优化控制研究; 文献[9]研究表明, 蓄电池更适用于短期电能存储, 长时间运行会受限于其规模及可靠性, 因此氢能在使用成本上有很大优势; 文献[10]建立一种新型电-氢能源系统模型, 并开展耦合储能系统的经济性分析。引入长期稳定运行的氢能发电系统能有效提高微电网的灵活性和可靠性。利用电解制氢技术可将多余电能制氢用于备用, 高负荷下燃料电池将氢能转换为电能补充功率缺额, 有效减少弃风弃光率, 提高能源利用率。但同时也带来一系列问题: 1) 单一的氢能发电系统响应速度较慢, 在负荷缺额较大情况下不能及时补给功率; 2) 增加了交直流微电网系统结构的复杂度, 对其协调控制带来一定难度; 3) 燃料电池、电解槽等成本较高, 对微电网的优化配置带来巨大挑战。

微电网的合理优化配置是规划设计的关键[11]。近年来, 优化配置模型中的系统结构、储能方式及各类指标对优化目标的影响等都引起诸多学者的关注。针对不同系统结构的优化配置问题, 文献[12]对独立微电网构建以总净现成本最低为目标的容量配置模型进行仿真分析; 文献[13-14]利用蓄电池和超级电容的互补性, 以系统成本最小为目标对风/光/储互补混合储能微电网进行优化配置研究。结合系统结构与运行模式的特殊性, 制定合理的控制策略、研究需求侧响应影响以及建立优化配置模型是亟需解决的问题。在考虑不同指标对优化配置影响方面, 文献[15]考虑不同直流负荷比重的影响, 提出相应的交直流微电网运行策略进行优化配置, 并与传统交流微电网进行对比; 在文献[16]中, 考虑交直流微电网的经济性、环保性及负荷转换问题, 建立源-荷-储双层规划最优运行模型; 文献[17]考虑价格型需求响应, 针对并网型光伏微电网建立优化运行模型。为深度剖析各项经济指标对微电网优化配置的影响, 对改变其运营方式、自平衡率约束及建设成本等因素的有效分析有待深入研究。

由于风-光-氢多能互补微电网系统拓扑结构更加复杂, 导致系统控制变量众多且相互影响; 随着氢储能系统的引入, 系统运行模式趋于多样化; 考虑多能互补的耦合特性, 氢储能系统和蓄电池系统协调控制亟需考虑。另一方面, 由于风力发电、光伏发电的随机性和波动性难以保证系统的供电可靠性, 且氢储能系统成本较高, 使得系统特殊、复杂的拓扑结构与运行方式对微电网的协调控制与优化配置带来了挑战。因此, 本文针对并网型风-光-氢多能互补交直流微电网, 制定合理的多模式运行控制策略, 提出面向需求侧响应的优化配置方法, 结合某地区历史数据, 以最小等年值成本为优化目标, 充分考虑各部分约束条件, 利用粒子群算法求解优化配置方案, 并展开微电网不同运营方式、自平衡率约束、设备建设成本对经济指标的敏感性分析, 为微电网规划提供科学可靠的依据。

## 1 风-光-氢多能互补微电网系统

### 1.1 系统结构

本文研究的风-光-氢多能互补微电网系统拓扑结构如图1所示。

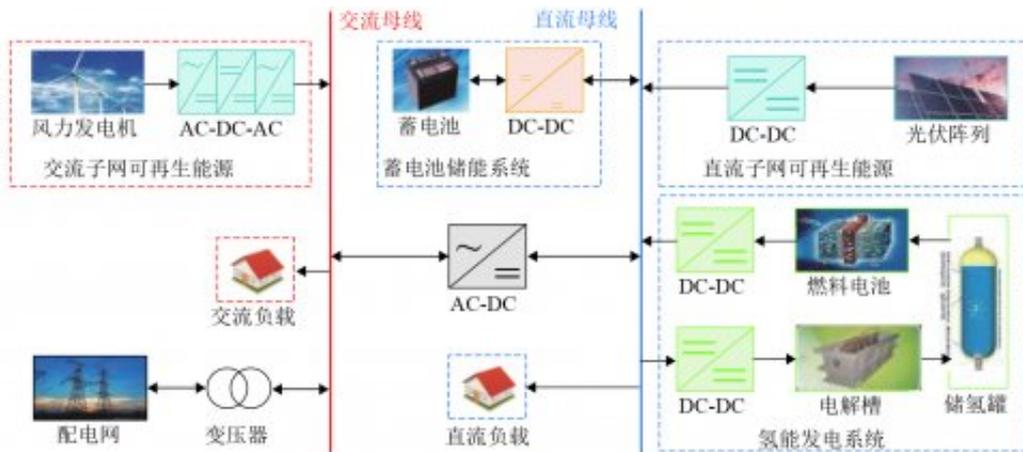


图1 风-光-氢多能互补微电网系统拓扑结构

Fig. 1 Topological structure of wind-solar-hydrogen multi-energy complementary AC/DC microgrid

光伏阵列与风力发电机通过相应设备分别与直、交流母线相连，为直、交流负载提供电能，在最大化消纳可再生能源发电的前提下减少系统内部的换流设备。由于可再生能源出力存在一定波动性和间歇性，储能系统在平抑输出功率波动、提高供电质量方面发挥着重要作用。考虑到单一电储能的短期储能特性，引入清洁环保的长期储能——氢能发电系统（包括电解槽、储氢罐和燃料电池），进而形成兼顾功率、能量的多需求混合储能系统。当可再生能源发电量过多且蓄电池容量达到上限时，电解槽可将多余电量通过电解水制氢，存储在储氢罐中作为后备能源；当风光发电不足且蓄电池也难以满足高负荷需求时，存储的氢气可为燃料电池发电提供燃料，将化学能转换为电能补给缺额，保证系统供电可靠性。若微电网自身供不应求，还可向配电网购电以达功率平衡，不仅加强了运行控制，提高了系统稳定性，同时也实现了“自发自用、余量上网、电网调剂”的运行机制。

## 1.2运行控制策略

为保证系统正常稳定运行、改善动态性能，本文考虑不同工况下交直流微电网的功率交互，提出基于多运行模式的运行控制策略。该控制策略需遵从以下原则：1) 保证交直流母线电压稳定和功率实时平衡，合理分配功率，最大化消纳可再生能源发电；2) 防止储能系统过度充、放电以延长寿命；3) 当功率不平衡时，规定系统运行控制的优先级顺序：蓄电池>氢能发电系统>配电网，从而减少对电网的依赖程度，提高系统的自平衡能力。

根据以上原则,建立 4 种运行模式下的运行控制策略,且记系统交、直流侧的功率不平衡量分别为  $P_{ace}$  和  $P_{dce}$ ,表示为

$$\begin{cases} P_{ace} = P_{wt} - P_{ac}, \\ P_{dce} = P_{pv} - P_{dc}, \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{wt}$  和  $P_{pv}$  分别为风机与光伏的实际输出功率;  $P_{ac}$  与  $P_{dc}$  分别为交、直流负载功率.

**模式 1** ( $P_{ace} > 0, P_{dce} > 0$ ) 先后启动蓄电池和氢能发电系统消纳多余功率,若在满足自身后仍过剩,则在售电约束范围内对电网进行售电.

**模式 2** ( $P_{ace} > 0, P_{dce} < 0$ ) 若交直流母线间的功率交互在最大换流功率约束范围内能够满足直流侧缺额,系统功率达到平衡后仍有过剩,则在最大充电限度内先后满足蓄电池和电解槽充电,超过最大充电功率部分向电网售电.

**模式 3** ( $P_{ace} < 0, P_{dce} > 0$ ) 若交直流母线间的功率交互在最大换流功率约束范围内无法满足交流侧缺额,则先后启动蓄电池和燃料电池放电,超过最大放电功率部分向电网购电以满足缺额功率.

**模式 4** ( $P_{ace} < 0, P_{dce} < 0$ ) 若启动蓄电池使其出力不超过最大放电功率能够平衡功率缺额,则只需启动蓄电池;否则启动燃料电池使其出力不超过最大放电功率进行放电.若依旧无法满足高负载需求,则选择向电网购电以维持功率平衡.

## 2需求侧响应模型

### 2.1目标函数

激励型需求侧响应是通过调整可转移负荷的运行时间段，使响应后的负荷与风光出力在时序上更加吻合，最大化直接消纳风光发电，减少新能源并网所造成的冲击，在一定程度上减少储能系统配置，从而减少建设成本，提高微电网经济性。

本文建立激励型需求侧响应的目标函数如式(1)。

激励型需求侧响应是通过调整可转移负荷的运行时间段，使响应后的负荷与风光出力在时序上更加吻合，最大化直接消纳风光发电，减少新能源并网所造成的冲击，在一定程度上减少储能系统配置，从而减少建设成本，提高微电网经济性。

本文建立激励型需求侧响应的目标函数如式(1)。

$$\begin{cases} \min \sum_t |P_{DG}(t) - L_{dr}(t)|, \\ L_{dr}(t) = L_{load}(t) + L_{dr\_in}(t) - L_{dr\_out}(t), \end{cases} \quad (2)$$

式中： $T$ 为调度周期(24 h)； $P_{DG}(t)$ 为时刻 $t$  ( $t \in T$ )可再生能源的输出功率； $L_{load}(t)$ 、 $L_{dr}(t)$ 分别为时刻 $t$ 需求侧响应前、后的负荷大小； $L_{dr\_in}(t)$ 、 $L_{dr\_out}(t)$ 分别为时刻 $t$ 的负荷转入量与转出量。

### 2.2约束条件

## 1) 负荷转移量的约束

每个时刻的实际负荷转移量受限于最大可转移负荷容量,且在每一周期  $T$  内,负荷总量在需求响应前、后应保持不变.约束表达式为

$$\begin{cases} m_{\text{dr}}(t) \leq M_{\text{dr}}(t), \\ L_{\text{dr\_in\_}T} = L_{\text{dr\_out\_}T}, \end{cases} \quad (3)$$

式中： $m_{\text{dr}}(t)$  为时刻  $t$  实际负荷转移量； $M_{\text{dr}}(t)$  为时刻  $t$  最大可转移负荷容量； $L_{\text{dr\_in\_}T}$ 、 $L_{\text{dr\_out\_}T}$  分别为周期  $T$  内负荷的转入、转出总量。

## 2) 负荷转移时段的约束

负荷只能在同一调度周期内进行转移,即

$$t_{\text{in}} \in T_n, \quad t_{\text{out}} \in T_n, \quad (4)$$

式中： $t_{\text{in}}$ 、 $t_{\text{out}}$  分别为负荷转入、转出时刻； $T_n$  为第  $n$  个调度周期。

### 2.3 需求侧响应模型的求解方法

针对上述模型,本文采用混合整数规划方法,以同一调度周期内负载与可再生电源出力时序上更逼近为目标,求解最优解。具体步骤如下:

**步骤 1** 输入基本数据. 可再生能源发电量、负荷数据以及设定的可转移负荷容量和初始运行时间.

**步骤 2** 确定负荷转入转出时刻. 当  $P_{DG}(t) > L_{load}(t)$  时为负荷转入时刻; 其它时刻即  $P_{DG}(t) \leq L_{load}(t)$  为负荷转出时刻. 若在周期  $T$  内每个时刻都满足  $P_{DG}(t) \leq L_{load}(t)$ , 则直接进入下一周期.

**步骤 3** 确定最大可转移负荷容量  $M_{dr}$ , 即

$$\begin{cases} M_{dr} = \min \{L_{s\_in}, L_{s\_out}\}, \\ L_{s\_in} = \sum_{t=1}^T P_{DG}(t_{in}) - L_{load}(t_{in}), \\ L_{s\_out} = \sum_{t=1}^T L_{load}(t_{out}) - P_{DG}(t_{out}), \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $L_{s\_in}$ 、 $L_{s\_out}$  分别为可转入、转出负荷总量.

**步骤 4** 求解需求响应后负荷. 采用混合整数规划方法求解最优值, 输出需求响应后的负荷曲线.

3风-光-氢多能互补微电网优化配置方法

### 3.1 目标函数

针对风-光-氢多能互补微电网, 本文主要考虑供电经济性, 不仅对分布式电源及储能系统进行容量配置优化, 还考虑了交直流子网间能量耦合与功率交互, 对AC/DC换流器进行容量配置。

一般采用系统寿命周期成本即总净现值成本  $S_{npc}$  来衡量微电网的经济性, 表达式为

$$S_{npc} = S_{in} + S_{op} + S_{rp} + S_{gc} + S_{dr}, \quad (6)$$

式中:  $S_{in}$  为总初始投资成本, 包括光伏、风机、蓄电池、AC/DC 换流装置、燃料电池、储氢罐、电解槽的初始投资成本;  $S_{rp}$  为总替换成本, 设定微电网规划周期为 20 年;  $S_{gc}$  为微电网与配电网的电力交易成本;  $S_{dr}$  为用户需求侧相应补贴, 为 0.24 元/kW·h;  $S_{op}$  为总运维成本, 它在一定容量配置下与微电网的初始投资成本成比例:

$$S_{op} = S_{in} \alpha_{op}, \quad (7)$$

式中:  $\alpha_{op}$  为从总初始投资成本转化为运行维护成本的系数因子, 本文取 0.01.

目标函数采用等年值成本  $S_{ann}$ , 即

$$S_{ann} = S_{npc} C_{RF}(i, N) = S_{npc} \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}, \quad (8)$$

式中:  $i$  为折现率, 一般取 0.04;  $C_{RF}(i, N)$  为资金回收系数,  $N$  为系统寿命.

3.2约束条件

### 1) 微电网系统功率平衡约束

在图 1 所示模型中, 可根据交直流子网间的功率交互来建立系统功率平衡约束, 即

$$\begin{cases} P_{dce} = P_{pv} - P_{dc}, \\ P_{ace} = P_{wt} - P_{ac}, \\ P_g + P_{ace} = P_{acdc}, \\ P_{acdc} + P_{bat} + P_{fc} + P_{dce} = P_{el}, \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $P_g$  为微电网购售电功率, 购电时取正值, 售电时取负值;  $P_{acdc}$  为交直流母线间换流器功率, 从交流侧流向直流侧取正值, 反之取负值;  $P_{bat}$  为蓄电池充放电功率, 放电时取正值, 充电时取负值;  $P_{fc}$  为燃料电池放电功率;  $P_{el}$  为电解槽充电功率.

### 2) 可再生能源出力约束

光伏、风机在实际运行过程中均不能超过它的最大可输出功率, 故其约束条件如式(10).

$$\begin{cases} 0 \leq P_{pv}(t) \leq N_{pv}P_{pv,r}, \\ 0 \leq P_{wt}(t) \leq N_{wt}P_{wt,r}, \end{cases} \quad (10)$$

式中:  $N_{pv}$ 、 $N_{wt}$  分别为光伏和风机的装机台数;  $P_{pv,r}$ 、 $P_{wt,r}$  分别为单台光伏和风机的额定功率.

### 3) 蓄电池约束

在配置优化中, 根据充放电过程中直流母线侧的电池功率计算蓄电池的剩余能量, 如式(11).

$$E_{bat}(t) = (1 - \sigma)E_{bat}(t - \Delta t) - \Delta t \left[ P_{bat}(t - \Delta t)\eta_{ch}\eta_{dcdc}^{bat} + \frac{P_{bat}(t - \Delta t)}{\eta_{dch}\eta_{dcdc}^{bat}} \right], \quad (11)$$

式中:  $E_{bat}(t)$  为时刻  $t$  的蓄电池电量;  $\sigma$  为蓄电池的自放电系数, 取 0.004 6/d;  $\Delta t$  为步长(1 h);  $\eta_{ch}$ 、 $\eta_{dch}$  分别为蓄电池充、放电效率, 均取 0.9;  $\eta_{dcdc}^{bat}$  为蓄电池 DC/DC 变换器效率, 取 0.9.

蓄电池的相关约束条件为

$$\begin{cases} S_{OCmin} \leq S_{OC} \leq S_{OCmax}, \\ P_{mdch} \leq P_{bat} \leq P_{mch}, \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $S_{OCmin}$ 、 $S_{OCmax}$  分别为蓄电池荷电状态(state of charge, SOC)的最小值和最大值, 分别取 0.3 和 0.8;  $P_{mch}$ 、 $P_{mdch}$  分别为蓄电池的最大充、放电功率.

### 4) 氢能发电系统约束

为反映储氢罐的存储状态且便于运行管理控制, 根据电解槽充电和燃料电池放电过程中直流母线侧的功率计算储氢罐的剩余能量, 如式(13).

$$E_{tank}(t) = E_{tank}(t - \Delta t) + \Delta t \left[ P_{el}(t - \Delta t)\eta_{el}\eta_{dcdc}^{el} - \frac{P_{fc}(t - \Delta t)}{\eta_{fc}\eta_{tank}\eta_{dcdc}^{fc}} \right], \quad (13)$$

式中:  $E_{\text{tank}}(t)$  为时刻  $t$  储氢罐中的能量;  $\eta_{\text{el}}$ 、 $\eta_{\text{fc}}$ 、 $\eta_{\text{tank}}$  分别为电解槽、燃料电池、储氢罐的工作转化效率, 取  $\eta_{\text{el}} = 0.6$ ,  $\eta_{\text{fc}}\eta_{\text{tank}} = 0.5$ ;  $\eta_{\text{dcdc}}^{\text{el}}$ 、 $\eta_{\text{dcdc}}^{\text{fc}}$  分别为电解槽、燃料电池的 DC/DC 变换器效率, 取  $\eta_{\text{dcdc}}^{\text{el}} = \eta_{\text{dcdc}}^{\text{fc}} = 0.9$ .

氢能发电系统的相关约束条件为

$$\begin{cases} S_{\text{OHCmin}} \leq S_{\text{OHC}} \leq S_{\text{OHCmax}}, \\ P_{\text{el}}(t) \leq P_{\text{elmax}}, \\ P_{\text{fc}}(t) \leq P_{\text{fcmax}}, \end{cases} \quad (14)$$

式中:  $S_{\text{OHCmin}}$ 、 $S_{\text{OHCmax}}$  分别为储氢罐等效荷电状态 (state of hydrogen charge, SOHC) 上、下限, 分别取 0.2 和 0.8;  $P_{\text{elmax}}$ 、 $P_{\text{fcmax}}$  分别为电解槽的最大充电功率与燃料电池的最大放电功率.

#### 5) AC/DC 换流器功率约束

由于过多换流损耗会对整个微电网系统产生不利影响, 因此对换流器功率有一定约束, 表示为

$$P_{\text{acdc}}(t) \leq P_{\text{acdcmax}}, \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{acdcmax}}$  为 AC/DC 换流器最大换流功率.

#### 6) 售电功率约束

并网型微电网在系统内部功率不平衡时, 会与电网之间发生电力交易, 但倒送功率过大可能会导致电网产生负面影响, 故需对售电功率进行约束, 如式(16).

$$P_{\text{grid1}}(t) \leq \mu P_{\text{mc}}, \quad (16)$$

式中:  $P_{\text{grid1}}(t)$  为时刻  $t$  售电功率;  $\mu$  为微电网售电功率限额比例;  $P_{\text{mc}}$  为微电网联络线功率限值.

### 3.3 用户满意度

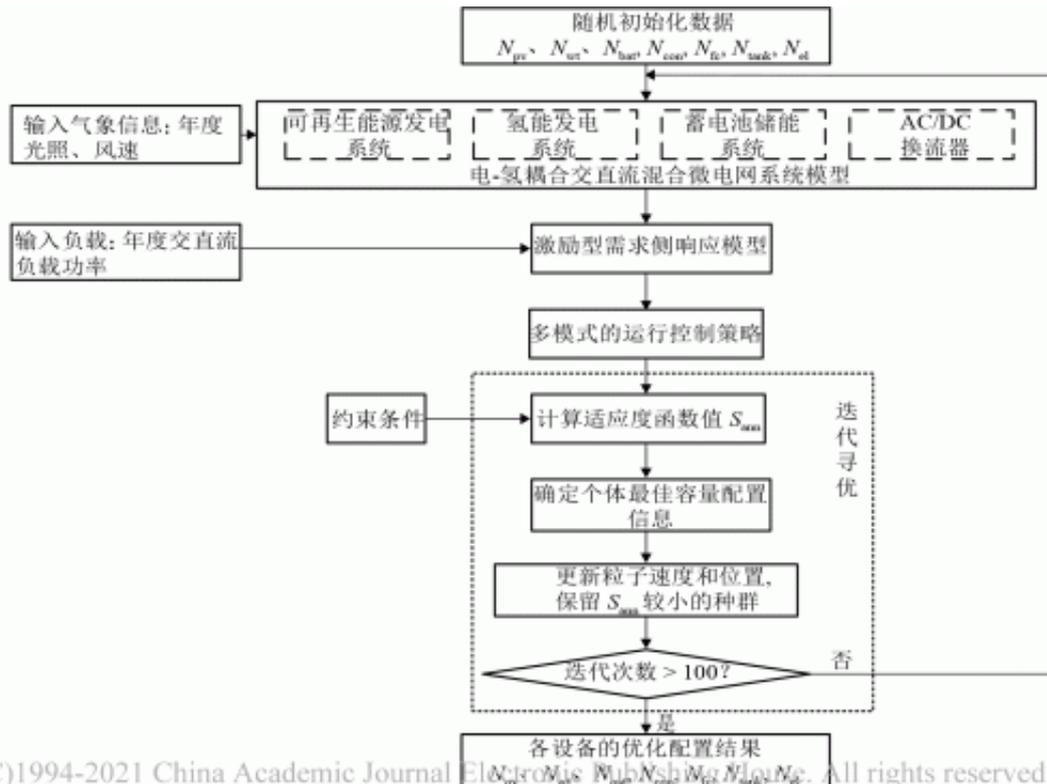
用户满意度 $R_{us}$ 是通过自平衡率和用电满意度对微电网系统需求侧响应的效益进行综合评估的指标，其表达式为

$$\begin{cases} R_{us} = \alpha R_{self} + \beta R_{es}, \\ R_{self} = \left(1 - \frac{E_{grid}}{E_{load}}\right) \times 100\%, \\ R_{es} = \left(1 - \frac{E_{shift}}{E_{load}}\right) \times 100\%, \end{cases} \quad (17)$$

式中： $R_{self}$  为自平衡率； $R_{es}$  为用电满意度； $\alpha$  和  $\beta$  分别为自平衡率和用电满意度的评估系数； $E_{grid}$  为从电网流向微电网系统的总电量； $E_{load}$  为需求总负荷量； $E_{shift}$  为一年内交直流负荷转移总量。

### 3.4 优化算法

本文采用粒子群优化算法求解风-光-氢多能互补交直流微电网的容量配置。设定光伏阵列数量 $N_{pv}$ 、风机数量 $N_{wt}$ 、蓄电池数量 $N_{bat}$ 、换流器数量 $N_{con}$ 、燃料电池数量 $N_{fc}$ 、储氢罐数量 $N_{tank}$ 和电解槽数量 $N_{el}$ 为系统优化变量，根据气象信息、约束条件及运行控制策略优化各子系统功率分配，根据式（8）所示的等年值成本作为算法适应度函数，利用优化算法多次迭代最终得到最优配置结果，具体求解流程图如图2所示。



(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://w

图 2 优化配置求解流程

Fig. 2 Solution process of optimization configuration

## 4算例分析

### 4.1系统参数

本文选取某地的辐照强度、风速、交直流负载数据作为系统输入，如图3所示，年平均辐照强度为 $174.8\text{W}/\text{m}^2$ ，年平均风速为 $6.6\text{m}/\text{s}$ ，负载年平均值为 $531.2\text{kW}$ ，交、直流负载比例约为3：2。本文主要采用的设备成本如表1，分时电价数据如表2。

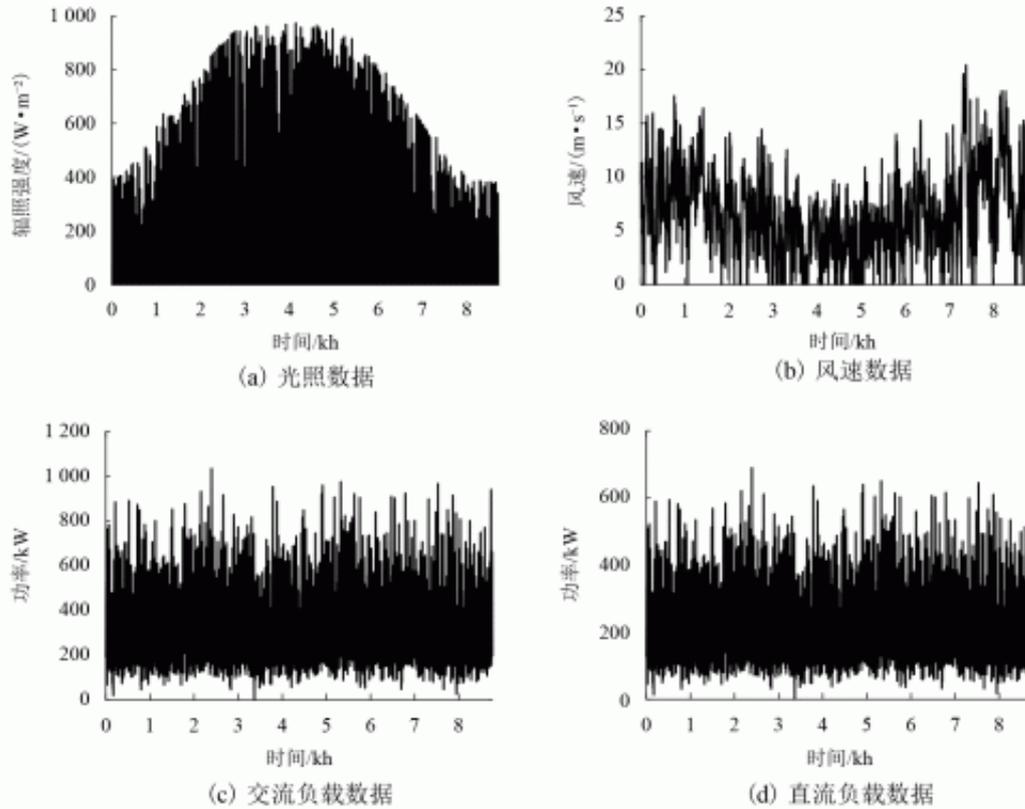


图3 年度光照、风速及交直流负载数据

Fig. 3 Annual light, wind speed and AC and DC load data

表1 不同设备的成本参数

Tab. 1 Cost parameters of different equipment

设备	相关参数	数值	设备	相关参数	数值
光伏	额定功率/kW	1	燃料电池	额定功率/kW	1
	初始投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	8 800		初始投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	14 000
	寿命/a	20		寿命/a	10
风机	额定功率/kW	10	储氢罐	容量/(kW·h)	1
	初始投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	12 000		初始投资成本/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	1 800
	寿命/a	20		寿命/a	20
蓄电池	容量/(A·h)	85	电解槽	额定功率/kW	1
	最大电压/V	12		初始投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	20 000
	初始投资成本/(元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	1 000		寿命/a	10
换流器	额定功率/kW	1			
	初始投资成本/(元·kW <sup>-1</sup> )	2 000			
	寿命/a	10			

**表 2 分时电价数据**

Tab. 2 Time-of-use electricity price

时段类型	具体时段	购电价格/ (元·(kW·h) <sup>-1</sup> )	售电价格/ (元·(kW·h) <sup>-1</sup> )
低谷	00:00~08:00	0.37	0.28
尖峰	08:00~12:00, 17:00~21:00	0.87	0.72
高峰	12:00~17:00, 21:00~24:00	0.69	0.53

#### 4.2 优化配置方案与技术经济性分析

根据图1的拓扑结构和4.1所示的系统参数，利用粒子群算法求解优化配置方案。为剖析各项技术经济指标对配置的影响，本文开展微电网运营方式、自平衡率约束及建设成本等影响因素下的技术经济分析。通过合理分析，能为微电网投资决策提供科学依据，有助于微电网项目规划设计与实现。

##### 4.2.1 运营方式对优化配置的影响

由于交直流微电网在不同运营方式下对系统的各项指标均有一定的影响，根据是否考虑氢能发电系统、是否考虑负荷需求侧响应将所研究的微电网系统分为3种不同的运营方式，如表3所示。

**表 3 不同运营方式**

Tab. 3 Different modes of operation

运营方式	是否考虑氢能发电系统	是否考虑负荷需求侧响应
方式一	否	否
方式二	是	否
方式三	是	是

3种运营方式下的优化配置结果如表4所示。其中，方案1适用于具有大面积铺设光伏板且风电装机较少的地区，方案2更适用于配置大容量风机的地区。在实际工程项目中，可根据地区条件进行方案筛选以获得更高的经济效益。

表 4 不同运营方式下的优化配置方案  
 Tab. 4 Optimized configuration schemes in different modes of operation

运营方式	方案	光伏/台	风机/台	蓄电池/个	换流器/台	燃料电池/个	储氢罐/个	电解槽/个	等年值成本/万元	总换流损耗/MW	自平衡率/%	用电满意度/%	用户满意度/%
方式一	1	800	57	210	729	0	0	0	316.11	150.85	74.06	100.00	87.03
	2	575	71	211	723	0	0	0	315.37	142.57	76.52	100.00	88.26
方式二	3	750	62	158	687	3	6	3	314.62	147.76	75.40	100.00	87.70
	4	594	87	112	704	3	25	3	314.49	141.22	80.12	100.00	90.06
方式三	5	743	60	82	648	2	5	2	314.39	146.22	79.65	89.01	84.33
	6	537	74	81	649	2	4	2	312.99	139.60	82.46	91.43	86.95

### 1) 引入氢能发电系统

从表4可看到，相较于运营方式一，引入氢能发电系统后的运营方式二可根据储能充放电功率灵活配置各设备容量，大幅减少蓄电池的容量配置，使得等年值成本下降，年总换流损耗也减少。同时减少了与电网间的能量交互，提升了系统自平衡率的同时也略微提高了用户满意度。

具体对比方案3与方案1，在可再生能源发电总量不变的情况下，方案3通过配置少量电解槽吸收直流侧多余电能并存储于储氢罐中，在高负载时段通过燃料电池放电补给缺额，大幅减少蓄电池容量配置。光伏容量减少并未导致换流器容量增加，说明此时直流侧已基本满足负载需求，通过减少换流器配置降低等年值成本，并小幅提升系统的自平衡率。相较于方案2，在自平衡率基本不变的情况下，方案4的光伏、风机容量略有增加，直流侧大幅减少蓄电池配置且储氢罐容量较其他方案略有增加，说明直流侧剩余电量较多，可实时补给交流缺额减少向电网购电，从而保证系统自平衡率。

### 2) 考虑需求侧响应

运营方式三是在运营方式二的基础上引入需求侧响应环节，选取冬季和夏季的典型日对需求响应前后交直流负荷曲线及可再生能源出力曲线进行对比，如图4所示。明显看出引入需求侧响应后，在时序上，负荷曲线与可再生能源出力曲线更加吻合，使交直流侧能量交互减少，从而减少相关换流器和储能设备的容量配置，减少换流损耗，也使新能源发电的整体装机容量有所下降，通过减少初始投资成本降低等年值成本。同时，尽管交直流负荷的转移影响了系统的用电满意度，但由于自平衡率的提高，系统用户满意度仍能保持在较高水平。

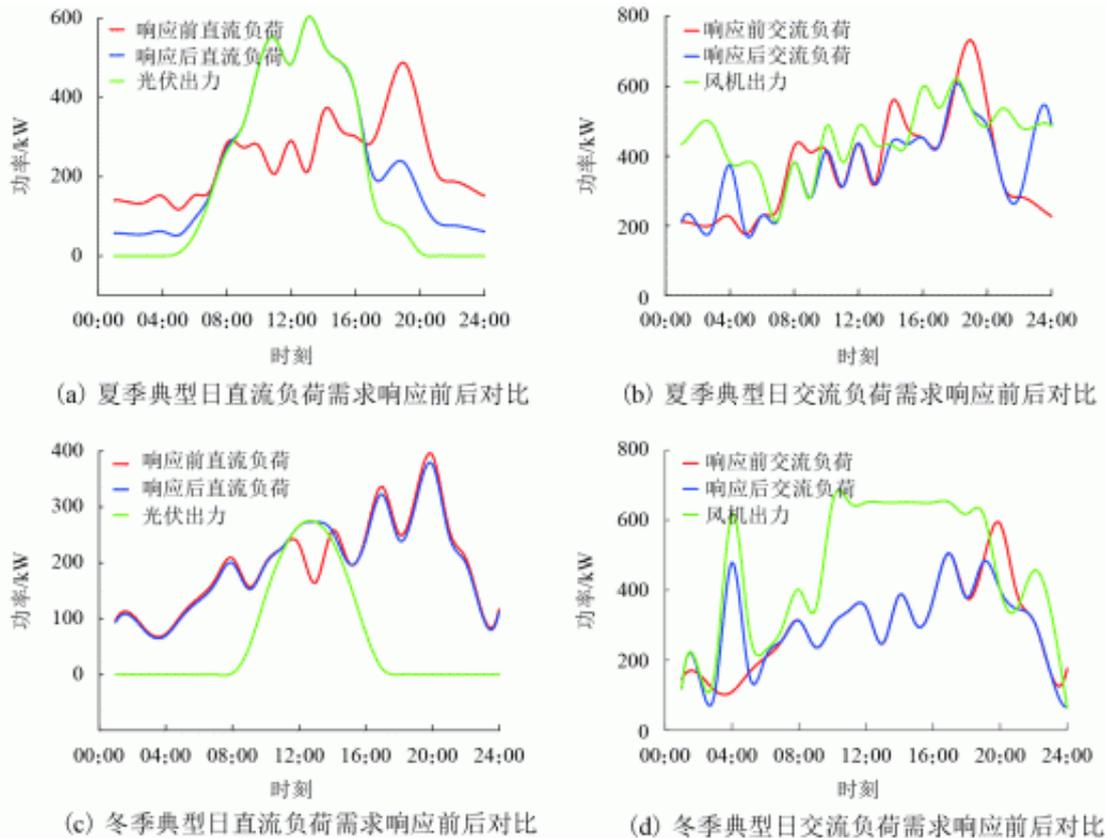


图4 全年典型日交直流负荷需求响应前后对比

Fig. 4 Comparison of typical daily AC and DC load response

相较于方案3，引入需求侧响应的方案5通过小幅减少光伏、风机容量，使系统自平衡率提升了4.25%，说明此时购电费用减少，从而降低微电网的等年值成本。与方案4相比，引入需求侧环节的方案6有如下变化：光伏容量降低57 kW，风机容量降低130kW，同时等年值成本减少1.5万元；减少了蓄电池和氢能发电系统的使用频率及充放电深度，也降低了储能设备的置换费用。交直流微电网自给能力随之增强，不仅减少换流器的配置，降低换流损耗，也使系统的自平衡率提高2.34%；由于负荷转移使得用户补偿费用增加，致使用户满意度下降3.11%。因此，在合理范围内进行少量需求负荷转移有助于改善供电经济性。

#### 4.2.2自平衡率约束对优化配置的影响

运用优化算法求解并网型风-光-氢多能互补交直流微电网系统在不同自平衡率约束范围内的配置方案，如表5所示，分析其对等年值成本的影响，可得结论：在一定范围内增大可再生能源和储能装置的容量配置，可有效提升并网型微电网的自平衡率，同时有效降低等年值成本，提升经济效益。

表 5 不同自平衡率约束范围内的优化配置方案  
Tab. 5 Optimized configuration schemes within constraints of different self-balance rates

方案	自平衡率范围	光伏/台	风机/台	蓄电池/个	换流器/台	燃料电池/个	储氢罐/个	电解槽/个	等年值成本/万元
I	0.1~0.2	79	6	42	724	2	5	2	337.63
II	0.2~0.3	131	13	143	782	3	309	2	343.94
III	0.3~0.4	232	21	113	935	3	12	3	338.64
IV	0.4~0.5	325	28	150	807	3	16	3	330.82
V	0.5~0.6	463	38	198	704	4	195	4	326.10
VI	0.6~0.7	517	52	271	707	5	57	5	322.51
VII	0.7~0.8	645	55	102	800	7	32	7	320.20
VIII	0.8~0.9	832	86	51	777	2	6	2	314.37
IX	0.9~1.0	970	368	209	697	4	485	22	378.93

由表5和图5可知，相较于方案 I，方案 IX 风光储装机容量增大并未导致经济成本增加，反而有一定程度降低，并且有效改善了系统自平衡能力。当自平衡率为81.64%时，达到等年值成本最小值。若仍继续增加可再生能源及储能设备的装机容量，提升自平衡能力的同时等年值成本也大幅增长，对比方案 VII 与方案 IX，当自平衡率由81.64%上升至90.01%时，等年值成本增加20.54%。因此，从图5可直观看出，在一定约束范围内升高或降低自平衡率均会影响经济效益。在实际应用中，可通过上述方法分析“等年值成本-自平衡率”曲线走势，对微电网系统的优化配置具有重要的研究意义。

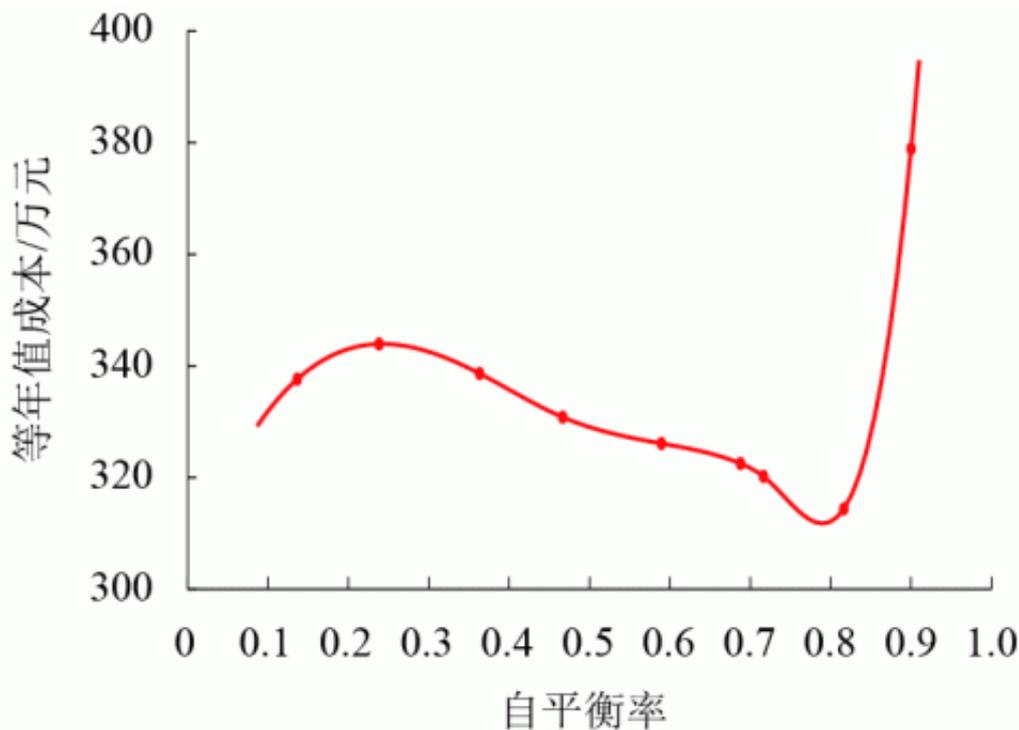


图 5 不同自平衡率约束对等年值成本的影响

Fig. 5 Effect of different self-balance rate constraints on equivalent annual cost

#### 4.2.3 微电网建设成本对优化配置的影响

提高微电网的经济效益需要更加有效的激励措施，随着技术的成熟，新能源设备建设成本逐渐降低，不仅提高了微电网中可再生能源渗透率，而且降低了系统等年值成本，进而改善微电网的经济性。

如图6所示，本文分别在表1的光伏、风机建设成本基础上降低10%、20%和30%，可明显看到随着新能源设备建设成本的降低，显著减小了系统的等年值成本，因此，在合理范围内降低微电网的建设成本对改善其经济性有较大的意义。

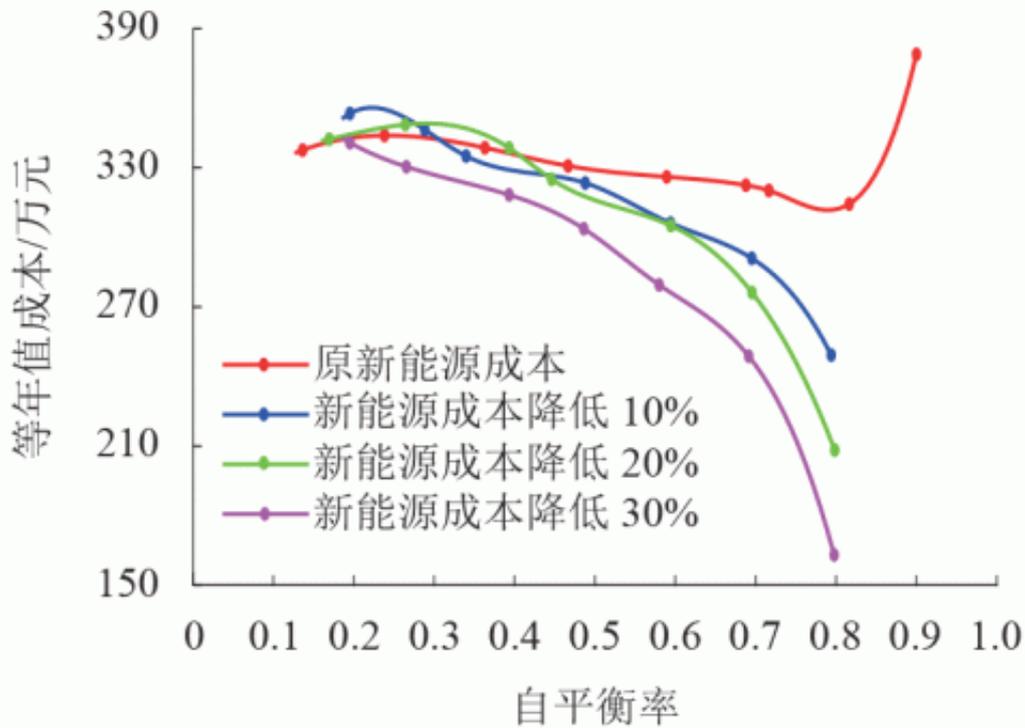


图 6 降低新能源设备成本对等年值成本的影响  
Fig. 6 Effect of reducing new energy costs on equivalent annual costs

## 5结论

- 1) 引入氢能发电系统后，系统可根据储能充放电功率灵活配置各设备容量，大幅减少蓄电池配置，在降低系统运营成本的同时减少电网的购电量，提升系统的经济性能和自平衡能力。
- 2) 加入需求侧响应环节后，通过负荷转移进行削峰填谷，使交直流间能量交互减少，从而减少相关换流器和储能设备的容量配置，也使可再生能源发电的整体装机容量有所下降，通过减少初始投资成本降低系统的等年值成本。
- 3) 自平衡率约束的过高或过低均会影响系统配置，一定范围内增大可再生能源和储能装置的容量配置，可有效提升自平衡率，改善微电网经济性。
- 4) 随着新能源技术的推广，微电网的投资潜力将进一步提升，设备建设成本的降低可显著增大可再生能源渗透率，进而提高经济效益。

## 参考文献：

- [1] 李宏仲, 吕梦琳, 胡列翔, 等. 第 24 届国际供电会议研究成果综述——微电网的规划与运行[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1465-1471.  
LI Hongzhong, LYU Menglin, HU Liexiang, et al. Review of CIRED 2017 on microgrid planning and operation[J]. Power System Technology, 2019, 43(4): 1465-1471.
- [2] 陈维荣, 于瑾, 李奇, 等. 电-氢多能互补型微电网的 VSG 平衡电流控制方法[J]. 西南交通大学学报, 2019, 54(6): 1323-1331.  
CHEN Weirong, YU Jin, LI Qi, et al. Balanced current control method for virtual synchronous generator in electro-hydrogen multi-energy complementary microgrid[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2019, 54(6): 1323-1331.
- [3] DUAN J, YI Z, SHI D, et al. Reinforcement-learning-based optimal control of hybrid energy storage systems in hybrid AC-DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(9): 5355-5364.
- [4] YANG H, LI S, LI Q, et al. Hierarchical distributed control for decentralized battery energy storage system based on consensus algorithm with pinning node[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3: 1-9.
- [5] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18, 369.  
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1):

- 1-18, 369.
- [6] 李奇, 蒲雨辰, 韩莹, 等. 电-氢孤岛直流微电网的分层能量管理[J]. 西南交通大学学报, 2020, 55(5): 912-919.  
LI Qi, PU Yuchen, HAN Ying, et al. Hierarchical energy management for electric-hydrogen island direct current micro-grid[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2020, 55(5): 912-919.
- [7] 蒲雨辰, 李奇, 陈维荣, 等. 计及最小使用成本及储能状态平衡的电-氢混合储能孤岛直流微电网能量管理[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 918-927.  
PU Yuchen, LI Qi, CHEN Weirong, et al. Energy management for islanded DC microgrid with hybrid electric-hydrogen energy storage system based on minimum utilization cost and energy storage state balance[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 918-927.
- [8] YAMASHITA D, TSUNO K, KOIKE K, et al. Distributed control of a user-on-demand renewable-energy power-source system using battery and hydrogen hybrid energy-storage devices[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(50): 27542-27552.
- [9] MARCHENKO O V, SOLOMIN S V. Modeling of hydrogen and electrical energy storages in wind/PV energy system on the Lake Baikal coast[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2017, 42(15): 9361-9370.
- [10] ZHANG Z, ZHOU J, ZONG Z, et al. Development and modelling of a novel electricity-hydrogen energy system based on reversible solid oxide cells and power to gas technology[J]. International Journal of Hydrogen energy, 2019, 44(52): 28305-28315.
- [11] HAMAD A A, NASSAR M E, EL-SAADANY E F, et al. Optimal configuration of isolated hybrid AC/DC microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(3): 2789-2798.
- [12] 潘文霞, 李建成, 方坤豪. 考虑补贴的独立微网容量配置优化方法[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2206-2213.  
PAN Wenxia, LI Jiancheng, FANG Kunhao.

- Optimization method of capacity configuration of standalone microgrid considering subsidy[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2206-2213.
- [13] WANG H, WANG T, XIE X, et al. Optimal capacity configuration of a hybrid energy storage system for an isolated microgrid using quantum-behaved particle swarm optimization[J]. Energies, 2018, 11(2): 454.
- [14] 于东霞, 张建华, 王晓燕, 等. 并网型风光储互补发电系统容量优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(10): 59-65.  
YU Dongxia, ZHANG Jianhua, WANG Xiaoyan, et al. Optimization of system capacity in grid-connected wind/PV/storage hybrid system[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(10): 59-65.
- [15] 汪湘晋, 赵波, 吴红斌, 等. 并网型交直流混合微电网优化配置分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 55-62.  
WANG Xiangjin, ZHAO Bo, WU Hongbin, et al. Optimal sizing analysis of grid-connected hybrid AC-DC microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 55-62.
- [16] 李鹏, 华浩瑞, 陈安伟, 等. 基于二层规划模型的交直流混合微网源荷储协调分区优化经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(24): 6769-6779, 6931.  
LI Peng, HUA Haorui, CHEN Anwei, et al. Source-load-storage coordination partition optimal economic operation of AC/DC hybrid microgrid based on bilevel programming model[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(24): 6769-6779, 6931.
- [17] 李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 69-77.  
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal allocation of energy storage system in PV micro grid considering uncertainty of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 69-77.

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/tech/203564.html>