

# 提高风能利用水平的风电场群储能系统控制策略

李军徽<sup>1</sup>, 岳鹏程<sup>1</sup>, 李翠萍<sup>1</sup>, 葛长兴<sup>2</sup>, 张嘉辉<sup>3</sup>

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;

2. 国网吉林省电力有限公司长春供电公司, 吉林 长春 130021; 3. 国网浙江平湖市供电有限公司, 浙江 平湖 314200)

**摘要:** 由于风电具有间歇性、波动性等特性, 同时风电装机比重显著增长, 电网接纳风电的能力受到各种因素制约。为了提高风能利用水平, 从风电场群角度出发提出一种储能系统的充放电策略以消纳风电。首先, 基于风速实时数据和4 h风速预测曲线以及负荷预测曲线, 采用超前控制确定储能系统在一天内各时刻的充放电状态; 然后, 考虑储能系统的实时荷电状态和风电上网分时电价, 以储能系统效益最大为目标, 基于模糊控制确定储能系统的充放电功率, 避免储能系统过充过放; 最后, 综合考虑储能系统消纳风电产生的电量效益、环境效益、调峰效益以及储能系统自身的设备投资成本和维护成本, 以储能系统年净收益率和弃风消纳率为指标对所提策略进行评估。以东北某省的风电场群实际数据为例进行仿真分析, 验证了所提策略的有效性。

**关键词:** 风电场群; 储能系统; 超前控制; 模糊控制; 实时荷电状态; 风能利用水平

**中图分类号:** TM 614; TM 73

**文献标志码:** A

**DOI:** 10.16081/j.epae.202110021

## 0 引言

截至2020年底, 我国风电累计装机容量达到 $2.81 \times 10^8$  kW, 风电发电量达到 $4.665 \times 10^{11}$  kW·h, 同比增长约15%<sup>[1]</sup>。目前, 我国共规划了10个千万千瓦级风电基地, 集中分布在东北、华北、西北及内蒙电网末端, 导致了本区域内电网对风电的消纳能力不足等问题。随着风电装机规模的大幅增加, 提高风能利用水平成为各方关注的焦点<sup>[2-3]</sup>。

利用电池储能系统所具有的响应速度快、单个体积小、安装使用便捷等优点动态吸收并适时释放风电, 有效平抑风电固有的波动性, 使风电这种间歇性、波动性很强的可再生能源变得可控、可调, 是提高风电消纳能力的有效途径<sup>[4-5]</sup>。

为了提高电网消纳风电的能力, 国内外学者从储能系统或混合储能系统角度建立数学模型, 并提出了一系列储能系统的优化控制方法。文献[6]建立了混合储能系统和风电场的数学模型, 提出了一种协同风电和电锅炉多目标优化运行的储能系统控制模型, 采用可变误差多面体算法进行求解, 为风电-电锅炉-储能系统在风电消纳中运行模式的应用和推广提供了理论指导; 文献[7]建立了一种电气混合储能系统的数学模型和优化调度模型, 提出了一种储能系统与储气装置协调运行的策略; 文献[8]根据弃风量大小和变化趋势, 提出了一种风电消纳

的三态划分方法, 并建立了不同状态下的源荷储分阶段优化调度模型; 文献[9]提出了一种计及负荷低谷特性的储能调峰日前优化调度策略, 并以储能收益和负荷低谷差改善效果最优为目标, 制定了填谷调度模型、削峰调度模型和电量平衡调度模型的执行流程; 文献[10]建立了一种由全钒液流电池和先进绝热压缩空气储能组成的混合储能系统的双层容量优化配置模型, 通过日前调度策略分析了混合储能系统的经济性和风电消纳效果。

综合上述研究可知, 利用储能系统对风电功率进行动态补偿, 可以有效抑制风电功率的波动幅度, 缓解其与电网之间的供需矛盾, 减少弃风量。然而, 目前电池储能系统的价格昂贵, 限制了其规模化应用。因此, 对于储能系统而言, 如何通过合适的控制策略最大化其寿命周期内的经济效益亟待研究。

目前, 关于储能系统在风电场中的应用主要集中在提高风电场的风电消纳能力<sup>[11]</sup>、缓解风电预测误差<sup>[12]</sup>和平抑风电场的功率波动<sup>[13]</sup>等方面。文献[14]基于风电场控制性能评价标准提出了一种储能系统的充放电控制策略, 以平抑风电出力波动性, 提高风电消纳能力; 文献[15]提出了储能系统在提高风电消纳能力、参与电力能量市场、参与备用辅助服务市场3种应用场景下储能主体效益最优的运行策略, 在储能系统完成风电消纳目标后, 利用储能的闲置容量参与其他市场, 大幅提高了储能利用率。

上述研究大多从风电场角度进行分析, 而本文从风电场群角度进行研究, 利用储能系统在电网风电接纳能力不足时段存储受限风电电量, 在电网风电接纳能力充裕时段合理释放存储电量, 以提高风电接入水平。首先, 分析风电场群规模对汇集功率的影响以及储能系统对风电场群风能利用水平的影

**收稿日期:** 2021-05-02; **修回日期:** 2021-08-26

**基金项目:** 中央引导地方科技发展资金吉林省重点实验室基础研究专项(202002005JC)

Project supported by the Basic Research Project of Jilin Provincial Key Laboratory under the Guidance of Central Government for the Development of Local Science and Technology(202002005JC)

响;然后,提出一种综合超前控制和模糊控制的储能系统动作策略,并以储能系统年净收益率和弃风消纳率为指标对所提控制策略进行评价;最后,以2019年某受限风电场群为算例,利用所提控制策略对风电场群的弃风状况进行改善,分析了不同典型场景和不同弃风率下控制策略的效果,以验证其有效性。

## 1 储能对风电场群风能利用水平的影响

### 1.1 不同规模风电场群的汇集功率

考虑到我国的地域因素,风能资源大多集中在“三北”地区,所以风电场的规划设计大多集中在某一区域内。在区域内风电并网的过程中,风电场并列运行,对单座风电场的输出功率进行研究具有片面性,所以本文以风电场群为分析对象。含储能系统的风电场群系统结构示意图如图1所示。

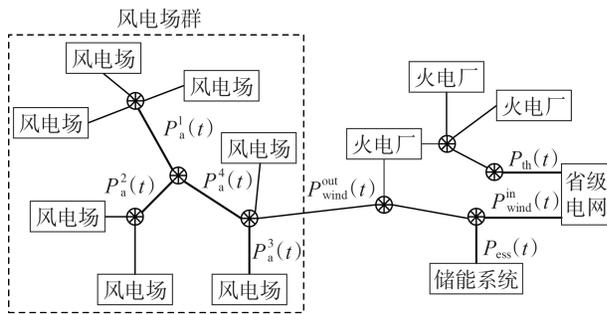


图1 含储能系统的风电场群系统的结构示意图

Fig.1 Structure diagram of wind farm group system with energy storage system

风电场群系统的功率平衡关系如下:

$$P_{\text{Load}}(t) = P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t) + P_{\text{th}}(t) + P_{\text{qt}}(t) + P_{\text{ess}}(t) \quad (1)$$

$$\begin{cases} P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) = P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t) + P_{\text{ess}}(t) \\ P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) = \sum_{j=1}^m P_a^j(t) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{\text{Load}}(t)$ 为 $t$ 时刻省级电网的负荷功率,单位为MW; $P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t)$ 为 $t$ 时刻风电场群输入省级电网的并网功率,单位为MW; $P_{\text{th}}(t)$ 为 $t$ 时刻火电厂的发电功率,单位为MW; $P_{\text{qt}}(t)$ 为 $t$ 时刻省级电网中其他电源的发电功率,单位为MW; $P_{\text{ess}}(t)$ 为 $t$ 时刻储能系统的充放电功率,单位为MW; $P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t)$ 为 $t$ 时刻风电场群的输出功率,单位为MW; $P_a^j(t)$ 为 $t$ 时刻风电场 $j$ 的输出功率,单位为MW; $m$ 为省级电网中风电场的数量。

多座风电场汇聚连接形成一个风电场群,省级风电场群的覆盖范围较广,在同一时刻风电场群内各座风电场出现风电机组停运或风电机组满发情况的概率基本为0,且不同区域的风电场能够进行功率互补,所以风电场群输出功率的汇聚效应较为明显,这使得省级风电场群的输出功率 $P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t)$ 较平

缓。因此,大型风电场群配置储能系统可以提高储能系统的利用效率,避免储能系统频繁充放电,从而影响其使用寿命。

### 1.2 储能系统对风电场群的影响

风电功率取决于自然风速,本文将未经限制的风电机组输出功率定义为风电机组的可发功率。根据机组的测风数据和功率-风速特性曲线,可以获得风电机组的可发功率。目前风电场中较普及的双馈感应风电机组(DFIG)<sup>[16]</sup>输出功率与风速之间的关系可用分段函数表示为:

$$P_{a,i}(t) = \begin{cases} 0 & 0 \leq v_i(t) < v_{in,i}, v_i(t) > v_{o,i} \\ a + bv_i^3(t) & v_{in,i} \leq v_i(t) < v_{r,i} \\ P_{r,i} & v_{r,i} \leq v_i(t) \leq v_{o,i} \end{cases} \quad (3)$$

$$a = \frac{P_{r,i} v_{in,i}^3}{v_i^3(t) - v_{r,i}^3}, \quad b = \frac{P_{r,i}}{v_{r,i}^3 - v_{in,i}^3}$$

式中: $P_{a,i}(t)$ 、 $P_{r,i}$ 分别为风电机组 $i$ 在 $t$ 时刻的可发功率、额定功率,单位为MW; $v_i(t)$ 为 $t$ 时刻流经风电机组 $i$ 叶面的风速,单位为m/s; $v_{in,i}$ 、 $v_{r,i}$ 、 $v_{o,i}$ 分别为风电机组 $i$ 的切入风速、额定风速、切出风速,单位为m/s。

本文将所有风电场中风电机组的可发功率之和定义为风电场群的可发功率,即:

$$P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n P_{a,i}^j(t) \quad (4)$$

式中: $n$ 为风电场中风电机组的数量; $P_{a,i}^j(t)$ 为 $t$ 时刻风电场 $j$ 中风电机组 $i$ 的可发功率,单位为MW。

在电网中加入储能系统后,将基于风电场群的汇聚效应而产生的堵塞弃风定义为风电场群的弃风电量,即:

$$E_z(t) = \int (P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) - P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t) - P_{\text{ess}}(t)) dt \quad (5)$$

式中: $E_z(t)$ 为 $t$ 时刻风电场群的弃风电量,单位为MW·h。

储能系统的充放电功率受到其额定功率和剩余电量约束,即满足:

$$\begin{cases} \frac{P_{\text{ess}}^c(t)}{\eta_c} \leq \min \left\{ P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) - P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t), P_{\text{er}}, \frac{E_{\text{max}} - E(t)}{\Delta t} \right\} \\ P_{\text{ess}}(t) = \begin{cases} P_{\text{ess}}^d(t) \eta_d \leq \min \left\{ P_{\text{er}}, \frac{E(t) - E_{\text{min}}}{\Delta t} \right\}, \\ \Delta P_{b,\text{wind}} - P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t) \end{cases} \\ E_{\text{min}} \leq E(t) \leq E_{\text{max}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{\text{ess}}^c(t)$ 、 $P_{\text{ess}}^d(t)$ 分别为 $t$ 时刻储能系统的充、放电功率,单位为MW; $\eta_c$ 、 $\eta_d$ 分别为储能系统的充、放电效率; $P_{\text{er}}$ 为储能系统的额定功率,单位为MW; $E(t)$ 为 $t$ 时刻储能系统的剩余电量,单位为MW·h;

$E_{\max}$ 、 $E_{\min}$  分别为储能系统的最大、最小电量,单位为  $\text{MW}\cdot\text{h}$ ;  $\Delta P_{\text{h,wind}}$  为储能系统放电时电网允许的并网风电功率,单位为  $\text{MW}$ 。

当风电场群的可发功率  $P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) > P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t)$  时,储能系统存储风电场群的过剩电量,减少弃风电量;当风电场群的可发功率  $P_{\text{wind}}^{\text{out}}(t) < P_{\text{wind}}^{\text{in}}(t)$  (电网负荷处于高峰时段)时,储能系统释放存储的电量,减少电网负荷峰谷差,并使储能系统获得经济效益。

## 2 风电场群中储能系统的优化控制策略

### 2.1 储能系统的优化控制框架

基于风电场群的风电数据、历史负荷数据和储能系统的功率以及电量约束,以储能系统的年净收益率最大为目标,基于超前控制和模糊控制方法对储能系统的充放电状态和充放电功率进行控制,具体储能系统的优化控制框图如图2所示。图中,储能系统充放电状态的超前控制策略综合考虑了储能系统消纳风电的电量效益、环境效益以及自身设备的投资成本和维护成本,并加入了不同电网负荷情况下储能系统参与电网调峰的效益,基于储能系统的收益确定储能系统的充放电状态;基于模糊控制的储能系统充放电功率控制方法综合考虑了储能系统的实时荷电状态(SOC)以及风电上网分时电价,以确定储能系统收益最大化时储能系统的充放电功率。

### 2.2 储能系统充放电状态的超前控制策略

储能系统充放电状态的超前控制不仅要考虑当前参考周期  $T$  内风电场群的弃风功率,还要考虑未来一个参考周期内负荷的变化情况和风电的变化趋势。本文综合考虑上述因素对储能系统的充放电状态进行控制。

基于历史风电数据,可以确定风电场群的弃风率,如式(7)和式(8)所示。

$$f = \frac{\sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_z^d(t) \Delta t_1}{\sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{Lwind}}^d(t) \Delta t_2} \quad (7)$$

$$F(t) = \frac{P_z(t) \Delta t_1}{P_{\text{Lwind}}(t) \Delta t_2} \quad (8)$$

式中:  $f$  为风电场群的全年弃风率;  $F(t)$  为  $t$  时刻风电场群的弃风率;  $P_z^d(t)$ 、 $P_z(t)$  分别为年时间尺度下第  $d$  天  $t$  时刻风电场群的弃风功率、日时间尺度下  $t$  时刻风电场群的弃风功率,单位为  $\text{MW}$ ;  $P_{\text{Lwind}}^d(t)$ 、 $P_{\text{Lwind}}(t)$  分别为年时间尺度下第  $d$  天  $t$  时刻风电场群的实际出力、日时间尺度下  $t$  时刻风电场群的实际出力,单位为  $\text{MW}$ ;  $\Delta t_1$  为风电场群在  $1\text{h}$  内的弃风时长,单位为  $\text{h}$ ;  $\Delta t_2$  为风电场群在  $1\text{h}$  内的出力时长,单位为  $\text{h}$ 。

为了便于分析负荷大小对储能系统充放电状态的影响,定义负荷高峰时段、平时段、低谷时段分别为  $H$ 、 $M$ 、 $L$ ,同时定义参考周期内电网负荷、风电场群弃风功率的状态变化变量分别为  $u_{\text{Load}}(t)$ 、 $v_z(t)$ 。若参考周期内负荷、弃风功率的状态不发生变化,则有  $u_{\text{Load}}(t+T) = 1$ 、 $v_z(t+T) = 1$ ;若状态发生变化,则有  $u_{\text{Load}}(t+T) = 0$ 、 $v_z(t+T) = 0$ 。根据不同的负荷情况以及参考周期  $T$  内负荷和风电的变化情况控制储能系统的充放电状态,具体充放电状态控制策略如下。

1) 当负荷处于高峰时段,即  $t \in H$  时,储能系统有充电、放电、不动作3种状态。

(1) 放电状态。当  $F(t) < f^{\text{feng}}$  且  $P_z(t) < P_{\text{re}}^{\text{feng}}$  时,不论参考周期  $T$  内  $P_{\text{Load}}$ 、 $P_z$  如何变化(即  $u_{\text{Load}}(t+T) \times v_z(t+T) \geq 0$ ),储能系统都进行放电。其中,  $f^{\text{feng}}$ 、 $P_{\text{re}}^{\text{feng}}$  分别为负荷高峰时段风电场群的平均弃风率、参考弃风功率;  $u_{\text{Load}}(t+T)$ 、 $v_z(t+T)$  分别为负荷功率、风电场群弃风功率在下一参考周期内的状态变化量。

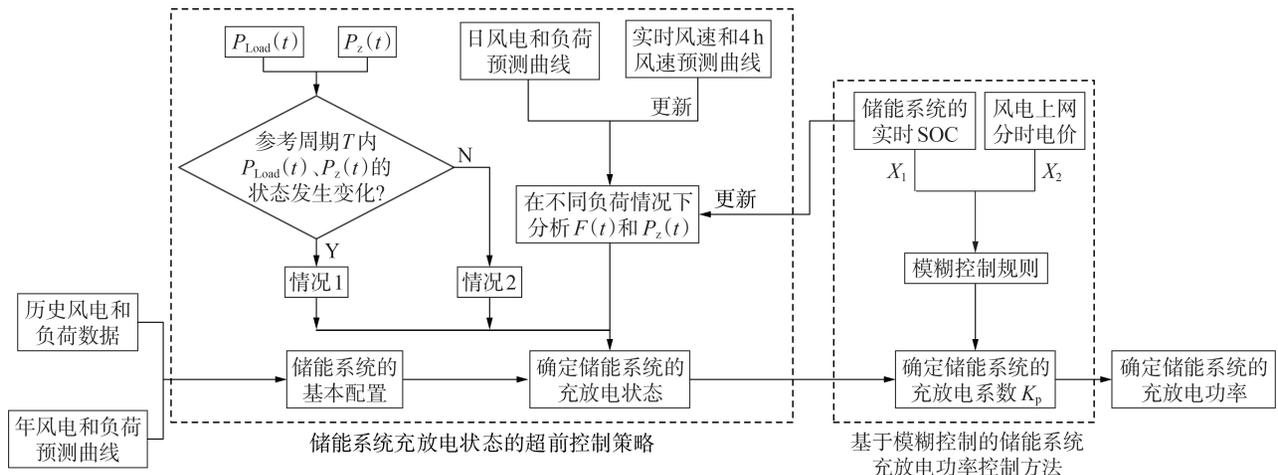


图2 储能系统的优化控制框图

Fig.2 Optimal control block diagram of energy storage system

(2) 放电状态或不动作。当  $F(t) \geq f^{\text{feng}}$  且  $P_z(t) < P_{\text{re}}^{\text{feng}}$  或者  $F(t) < f^{\text{feng}}$  且  $P_z(t) \geq P_{\text{re}}^{\text{feng}}$  时, 只要参考周期内  $P_{\text{Load}}$  不发生变化 (即  $u_{\text{Load}}(t+T) = 1$ ), 储能系统就进行放电或不动作。

(3) 充电状态。当  $F(t) \geq f^{\text{feng}}$  且  $P_z(t) \geq P_{\text{re}}^{\text{feng}}$ , 同时参考周期内  $P_{\text{Load}}、P_z$  均不发生变化时, 储能系统进行充电。

(4) 在除上述情况之外的条件下, 储能系统不动作。

2) 当负荷处于平时段, 即  $t \in M$  时, 储能系统有充电、放电、不动作 3 种状态。

(1) 放电状态或不动作。当  $F(t) < f^{\text{ping}}$  且  $P_z(t) < P_{\text{re}}^{\text{ping}}$  时, 只要参考周期内  $P_{\text{Load}}$  不发生变化 (即  $u_{\text{Load}}(t+T) = 1$ ), 储能系统就进行放电或不动作。其中,  $f^{\text{ping}}、P_{\text{re}}^{\text{ping}}$  分别为负荷平时段风电场群的平均弃风率、参考弃风功率。

(2) 充电状态或不动作。当  $F(t) \geq f^{\text{ping}}$  且  $P_z(t) < P_{\text{re}}^{\text{ping}}$  或者  $F(t) < f^{\text{ping}}$  且  $P_z(t) \geq P_{\text{re}}^{\text{ping}}$  时, 只要参考周期内  $P_z$  不发生变化 (即  $v_z(t+T) = 1$ ), 储能系统就进行充电或不动作。

(3) 充电状态。当  $F(t) \geq f^{\text{ping}}$  且  $P_z(t) \geq P_{\text{re}}^{\text{ping}}$  时, 不论参考周期内  $P_{\text{Load}}$  以及  $P_z$  如何变化 (即  $u_{\text{Load}}(t+T) \times v_z(t+T) \geq 0$ ), 储能系统都进行充电。

(4) 在除上述情况之外的条件下, 储能系统不动作。

3) 当负荷处于低谷时段, 即  $t \in L$  时, 储能系统有充电、不动作 2 种状态。

(1) 充电状态。当  $F(t) \geq f^{\text{gu}}$  或  $P_z(t) \geq P_{\text{re}}^{\text{gu}}$  时, 不论参考周期内  $P_{\text{Load}}$  以及  $P_z$  如何变化 (即  $u_{\text{Load}}(t+T) \times v_z(t+T) \geq 0$ ), 储能系统都进行充电。其中,  $f^{\text{gu}}、P_{\text{re}}^{\text{gu}}$  分别为负荷低谷时段风电场群的平均弃风率、参考弃风功率。

(2) 充电状态或不动作。当  $F(t) < f^{\text{gu}}$  且  $P_z(t) < P_{\text{re}}^{\text{gu}}$  时, 只要参考周期内  $P_{\text{Load}}$  不发生变化 (即  $u_{\text{Load}}(t+T) = 1$ ), 储能系统就进行充电或不动作。

(3) 在除上述情况之外的条件下, 储能系统不动作。

对于上述高峰时段的“放电状态或不动作”以及平时段的“放电状态或不动作”、“充电状态或不动作”中无法具体确定的状态, 一方面可以根据参考周期内风电和负荷预测曲线的更新而确定, 另一方面需要根据储能系统上一时刻的 SOC 进行确定。

### 2.3 基于模糊控制的储能系统充放电功率控制方法

为了实现储能系统充放电收益最大化, 并基于储能系统的实时 SOC 进行输出功率调节以避免储能系统过充过放, 本文将储能系统的 SOC 和风电上网分时电价作为模糊控制的输入变量, 并定义储能系

统的充放电系数  $K_p$ 。将 SOC 作为模糊控制的输入变量  $X_1$ , 并将 SOC 值分为极小值、偏小值、适中、偏大值、极大值 5 个状态<sup>[17]</sup>, 其模糊集为 {NB, NS, ZE, PS, PB}, 论域为  $[0, 1]$ ; 将风电上网分时电价定义作为模糊控制的输入变量  $X_2$ , 其模糊集为 {L, M, H}, 论域为  $[-1, 1]$ ; 将充放电系数  $K_p$  作为模糊控制的输出变量  $K$ , 其模糊集为 {NB, NM, NS, NV, ZO, PV, PS, PM, PB}, 论域为  $[-1, 1]$ 。模糊控制的输入隶属函数和输出隶属函数分别如附录 A 图 A1 和图 A2 所示, 模糊控制规则如附录 A 表 A1 所示。

基于上述模糊控制规则控制储能系统的充放电功率, 一方面可以将储能系统 SOC 调整到最佳状态, 另一方面可以使储能系统充放电获得最大收益。

### 2.4 评价指标

对于给定配置的储能系统, 在考虑储能系统使用寿命的基础上, 综合考虑储能系统的电量效益、环境效益、调峰效益及等效充放电成本, 以储能系统年净收益率作为评价指标, 计算公式为:

$$H_d = \frac{\sum_{d=1}^{365} (G_{\text{pg}}(d) + G_{\text{env}}(d) + G_{\text{if}}(d) - C_{(P_{\text{er}}, C_{\text{er}})}(d) - C_{\text{mc}}(d))}{\sum_{d=1}^{365} (C_{(P_{\text{er}}, C_{\text{er}})}(d) + C_{\text{mc}}(d))} \quad (9)$$

式中:  $H_d$  为储能系统的年净收益率;  $G_{\text{pg}}(d)、G_{\text{env}}(d)、G_{\text{if}}(d)、C_{(P_{\text{er}}, C_{\text{er}})}(d)、C_{\text{mc}}(d)$  分别为第  $d$  天储能系统的电量效益、环境效益、调峰效益、设备投资成本、等效充放电成本, 单位为元;  $C_{\text{er}}$  为储能系统的额定容量, 单位为  $\text{MW} \cdot \text{h}$ 。

另一方面, 考虑储能系统消纳风电场群弃风电量的效果, 以弃风消纳率作为评价指标, 计算公式为:

$$h_{\text{wind}} = \frac{\sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_{\text{ess}}^d(t) \Delta t_3}{\sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P_z^d(t) \Delta t_1} \quad (10)$$

式中:  $h_{\text{wind}}$  为风电场群的弃风消纳率, 其值越大, 表明储能系统消纳弃风电量的效果越佳;  $P_{\text{ess}}^d(t)$  为第  $d$  天  $t$  时刻储能系统的充放电功率, 单位为  $\text{MW}$ ;  $\Delta t_3$  为储能系统在 1 h 内的放电时长, 单位为 h。

## 3 算例分析

针对某省装机容量为 5 500 MW 的风电场群, 基于本文所提储能系统优化控制策略, 提高风电场群的风电利用水平, 以验证所提优化控制策略的有效性。

### 3.1 算例条件

根据风电场群数据的采样间隔确定储能系统单

个运行状态的持续时长,综合考虑该省典型日负荷特性及开机机组的功率调节能力,以各时段负荷与开机机组最小出力之间的差值作为相应时段的最大风电并网功率。风电场某一月内可发功率与最大允许并网功率曲线如附录A图A3所示,图中阴影部分面积为未配置储能系统时的弃风电量。本文采用全钒液流电池储能系统,其技术和经济特性参数如附录A表A2所示<sup>[18]</sup>,用于计算储能系统环境效益的相关参数如附录A表A3所示<sup>[19]</sup>。针对该省的负荷特性,风电上网分时电价如附录A表A4所示。为了简化分析,风电场群全年的日可发功率曲线及最大允许并网功率曲线分别按图A3中风电场典型月可发功率及最大允许并网功率曲线考虑,并且以1h为时段间隔,将1d分为24个时段。

### 3.2 算例结果分析

根据式(3)~(5)计算可得:风电场群全年可发电量为 $1.07 \times 10^7$  MW·h,最大年利用小时数为1922h,基于给定的风电场群最大允许并网功率曲线,未配置储能系统时风电场全年实际发电量为 $9.81 \times 10^6$  MW·h,实际年利用小时数为1762h,全年弃风电量为 $8.91 \times 10^5$  MW·h。

根据风电场群可发功率与实际并网功率可求得弃风电量如图3所示。由图3(a)可知:在00:00—06:00和22:00—24:00这2个时段内风电场群的弃风情况较为严重,该时段的全年累积弃风电量约占总弃风电量的48.98%;12:00—15:00负荷平时段内的弃风电量达 $1.90 \times 10^5$  MW·h,占总弃风电量的21.27%。由图3(b)可知:由于春、冬季节系统中的供热机组承担了供热任务,而削弱系统的调峰能力,春、冬季节的弃风情况较为严重,弃风电量约占总弃风电量的64.83%。

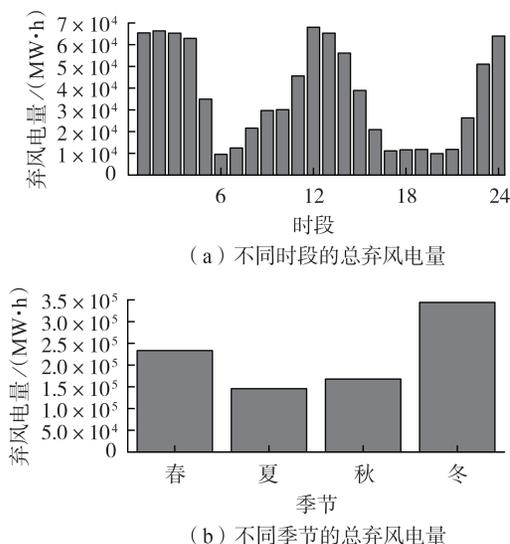


图3 风电场群的弃风电量

Fig.3 Abandoned wind energy of wind farm group

由上述分析可知,全年风电功率与系统负荷存在明显的反相关性,在电网负荷低谷时段因调峰能力不足,风电场群的弃风情况较为严重,尤其在春、冬供暖季,由于供热机组热电联产,削弱了系统的调峰能力,进一步加剧了风电场的弃风现象。

#### 3.2.1 3种典型优化控制策略的对比分析

以配置额定功率为 $0.05P_{\text{wind}}^{\text{out}}$ 、额定容量为 $0.25P_{\text{wind}}^{\text{out}}$ 的储能系统<sup>[20]</sup>为例,考虑储能系统的使用寿命以避免储能系统过充过放,灵活调度储能系统进行充放电以消纳风电场群的弃风电量。基于风电场群某一月的数据,对本文所提控制策略进行分析,并与基于火电机组提高风电场群风能利用水平的控制策略(策略1)、基于储能系统常规控制方法消纳风电的策略(策略2)进行经济性对比分析。基于上述3种策略的月风电消纳电量如附录A图A4所示,各策略下某天的风电消纳电量如图4所示。

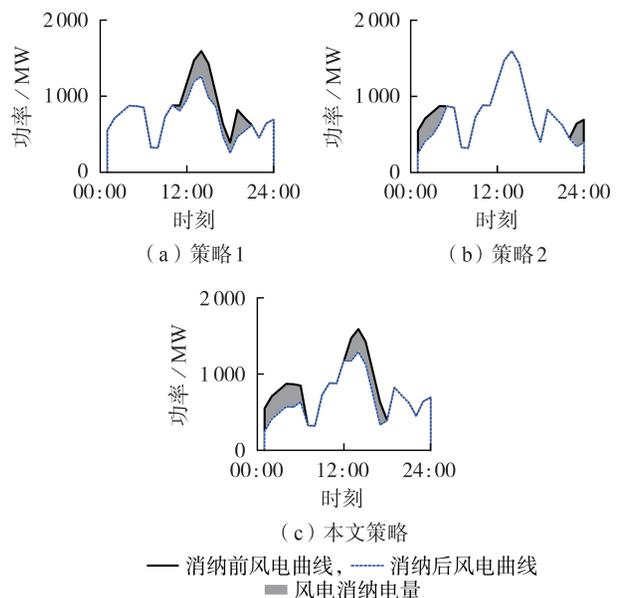


图4 3种策略下某天的风电消纳电量

Fig.4 Wind power consumption energy on a certain day under three strategies

结合附录A图A4和图4可以看出,在策略1下,由于负荷低谷时段需要大量火电机组低功率运行才能消纳多余的风电,但是大量火电机组低功率运行会增加污染物的排放量,消纳风电的效益不足以抵消火电机组的运行成本和碳排放水平,因此策略1利用火电机组提高风电利用水平主要集中在负荷高峰时段及平时段,火电机组的月风电消纳电量为 $2.73 \times 10^4$  MW·h,弃风消纳率为16.47%,可获得185.90万元的综合收益,年净收益率达到11.39%。在策略2下,储能系统在夜间负荷低谷时段进行充电,在白天负荷高峰时段进行放电,但无法消纳白天负荷高峰时段风电场群的多余风电。策略2下储能系统的月风电消纳电量为 $2.86 \times 10^4$  MW·h,弃风消

纳率为 17.26%,可获得 694.04 万元的综合收益,年净收益率达到 6.56%。在本文策略下,储能系统在夜间负荷低谷时段进行充电,在负荷高峰时段的放电功率由储能系统的 SOC 和白天弃风电量决定,相比于策略 2,本文策略下储能系统在白天的充放电状态更为灵活。本文策略下储能系统的月风电消纳电量为  $4.29 \times 10^4$  MW·h,弃风消纳率为 25.94%,可获得 1947.00 万元的综合收益,年净收益率达到 9.42%。

### 3.2.2 典型场景下控制策略的有效性分析

考虑到我国风电装机大部分集中在北方地区,基于火电机组在冬季供热以及北方地区四季风电可发功率差异较大的因素,基于典型场景对本文所提控制策略的有效性进行验证。

考虑到东北地区供暖时期火电机组的调峰能力不同,分供暖期和非供暖期对上述 3 种控制策略的效果和经济性进行对比分析,结果如图 5 所示。由图可以看出:在非供暖期由于弃风电量较小且大部分弃风集中在负荷低谷时段,火电机组的风电消纳效果较差,此时储能系统的弃风消纳率达到 33% 左右;在供暖期,需要部分火电机组进行供热,导致火电机组的调峰能力下降,因此在弃风严重的时段弃风消纳率仅为 16.5%,在相同的储能系统配置下本文策略的消纳能力比策略 2 提高了 50.8%,弃风消纳率提高了 9%。

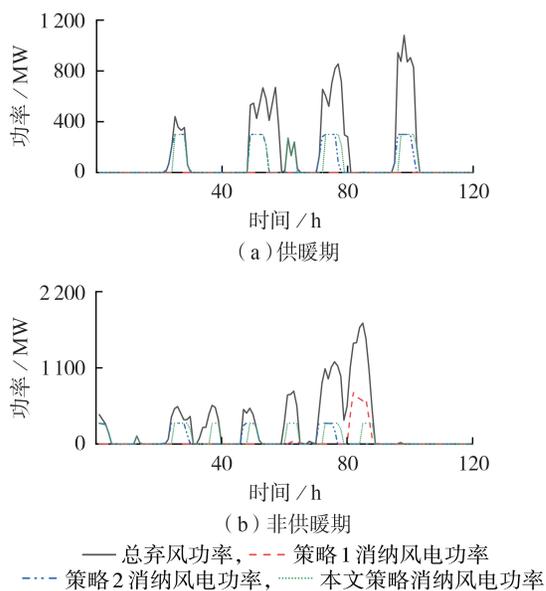


图 5 供暖期和非供暖期的消纳效果曲线

Fig.5 Consumption effect curves during heating period and non-heating period

基于不同季节的风速因素,可分春、夏、秋、冬 4 个季节并选择一个典型月对比分析 3 种控制策略的效果和经济性,4 个季节典型日的风电消纳曲线见附录 A 图 A5。由图可以看出:在一年 4 个季节中策略 2 和本文策略的风电消纳效果明显优于策略 1,在

冬季由于弃风功率和电量较大,储能系统受到功率和容量配置的影响,相比于策略 1,策略 2 的弃风消纳率仅提高 1.2%,但本文策略提高了 10.2%;在相同的储能系统配置下,相比于策略 2,本文策略的风电消纳效果更优,消纳能力最大提高了 1 倍,使储能系统的利用效率得到最大化。

### 3.2.3 不同弃风率下控制策略分析

不同弃风率下 3 种控制策略的综合收益见附录 A 表 A5。由表可以看出:随着弃风率的不断增加,策略 1 的投资成本增长趋势最为明显,最大成本可达  $3.54 \times 10^4$  万元,但在未考虑火电机组污染物排放惩罚成本的情况下所获综合收益仅为  $1.52 \times 10^4$  万元;而在储能系统年均投资成本为  $2.43 \times 10^4$  万元的情况下,所获综合收益为  $2.98 \times 10^4$  万元,可见储能系统的年收益率较高。

不同弃风率下 3 种控制策略的弃风消纳率如图 6 所示。由图可知:当弃风率小于 16.4% 时,本文策略的风电消纳效果更佳;当弃风率为 16.4%~20% 时,策略 1 的弃风消纳率增长趋势明显且大于策略 2 和本文策略的弃风消纳率,但是由国家能源局公布的数据可知 2019 年我国各省的风电弃风率除新疆地区之外均低于 10%,可见策略 1 不适用于目前的风电并网状况;当弃风率超过 6% 时,由于储能系统功率和容量的限制,策略 2 和本文策略下风电场群的弃风消纳率增长缓慢。

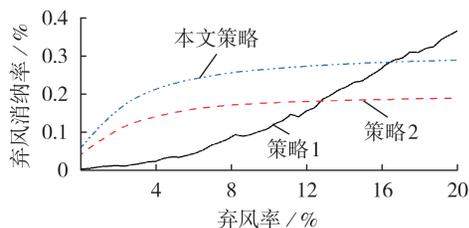


图 6 不同弃风率下 3 种策略的弃风消纳率

Fig.6 Abandoned wind consumption rate of three strategies with different wind curtailment rates

## 4 结论

本文综合考虑储能系统的经济效益、充放电成本、投资成本,以储能年净收益率和弃风消纳率作为评价指标,提出一种风电场群储能系统的优化控制策略。基于算例分析了储能系统用于改善风电场群风电消纳水平的效果及风电场群配备储能系统的经济性,所得结论如下。

1)通过分析风电场群的弃风现状,可以发现风电场群的弃风电量集中在夜晚负荷低谷时段,占全年总弃风电量的 48.98%,但是中午负荷平时段的弃风电量仍不可忽视,在相同的储能配置下,相比于基于储能系统常规控制方法的控制策略,本文策略提高了储能利用效率,年净收益率提高了 2.86%,风电

场群弃风消纳率提高了8.68%。

2)在非供暖期,由于风电场群的弃风电量较小,本文控制策略下储能系统的弃风消纳率最高达到33.6%;在供暖期,火电机组的消纳能力受到限制,相比于本文策略,基于火电机组提高风电场群风能利用水平的控制策略的弃风消纳率降低了10.2%。

3)根据火电机组的供热因素和不同季节的风速因素分析不同典型月下风电场群的弃风消纳效果,结果证实了本文所提基于超前控制和模糊控制的风电场群储能系统控制策略的有效性。

4)基于我国2020年风电并网形势发现,全国平均弃风率为3%,新疆地区弃风率全国最高,达到10.3%。因此,在全国大部分地区弃风率小于10%的情况下,采用本文所提控制策略消纳风电时可以获得较好的弃风消纳效果和较大的综合收益。

随着储能技术的进步,储能成本将显著降低,未来可以配置更大功率和容量的储能系统来满足风电场群消纳风电的高要求。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

#### 参考文献:

- [ 1 ] 国家能源局. 国家能源局2021年一季度网上新闻发布会文字实录[EB/OL]. (2021-01-30)[2021-05-01]. [http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c\\_139708580.htm](http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c_139708580.htm).
- [ 2 ] 陈国平,董昱,梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报,2020,40(17):5493-5506.  
CHEN Guoping,DONG Yu,LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(17):5493-5506.
- [ 3 ] 田书欣,程浩忠,曾平良,等. 大型集群风电接入输电系统规划研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(10):1566-1574.  
TIAN Shuxin,CHENG Haozhong,ZENG Pingliang,et al. Review of transmission planning for integrating large clusters of wind power[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(10):1566-1574.
- [ 4 ] 李相俊,王上行,惠东. 电池储能系统运行控制与应用方法综述及展望[J]. 电网技术,2017,41(10):3315-3325.  
LI Xiangjun,WANG Shangxing,HUI Dong. Summary and prospect of operation control and application method for battery energy storage systems[J]. Power System Technology,2017,41(10):3315-3325.
- [ 5 ] 李军徽,付英男,李翠萍,等. 提升风电消纳的储热电混合储能系统经济优化配置[J]. 电网技术,2020,44(12):4547-4557.  
LI Junhui,FU Yingnan,LI Cuiping,et al. Economic optimal configuration of hybrid energy storage system for improving wind power consumption[J]. Power System Technology,2020,44(12):4547-4557.
- [ 6 ] 兰贞波,冯万兴,胡军峰,等. 基于可变误差多面体算法的储能融合电锅炉提升风电消纳控制技术[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):47-54.  
LAN Zhenbo,FENG Wanxing,HU Junfeng,et al. Usage of combined energy storage electric boiler to enhance wind power accommodation based on flexible tolerance polyhedron method [J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):47-54.
- [ 7 ] 刘超,陈思宇,孟冰冰,等. 考虑电气混合储能区域能源系统调度方法研究[J]. 热力发电,2020,49(8):156-161.  
LIU Chao,CHEN Siyu,MENG Bingbing,et al. Scheduling method for regional energy system considering electric hybrid energy storage[J]. Thermal Power Generation,2020,49(8):156-161.
- [ 8 ] 葛维春,张艳军,高超,等. 基于风电消纳能力态势划分的源荷储能系统分阶段优化策略[J]. 电力系统自动化,2019,43(15):26-33,70.  
GE Weichun,ZHANG Yanjun,GAO Chao,et al. Phased optimal strategy of source-load-storage system based on state partition of accommodation capacity of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(15):26-33,70.
- [ 9 ] 李军徽,张嘉辉,穆钢,等. 计及负荷峰谷特性的储能调峰日前优化调度策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(7):128-133,140.  
LI Junhui,ZHANG Jiahui,MU Gang,et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of peak regulation for energy storage considering peak and valley characteristics of load[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(7):128-133,140.
- [ 10 ] 齐晓光,姚福星,朱天瞳,等. 考虑大规模风电接入的电力系统混合储能容量优化配置[J/OL]. 电力自动化设备. [2021-08-09]. <https://doi.org/10.16081/j.epae.202107032>.
- [ 11 ] 王凯丰,谢丽蓉,乔颖,等. 基于退役电池阈值设定和分级控制的弃风消纳模式[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):92-98.  
WANG Kaifeng,XIE Lirong,QIAO Ying,et al. Curtailed wind consumption mode based on threshold setting and hierarchical control of retired batteries[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(10):92-98.
- [ 12 ] 施云辉,王楷裕,陈玮,等. 基于风电预测误差聚类的分布鲁棒含储能机组组合[J]. 电力系统自动化,2019,43(22):3-16,121.  
SHI Yunhui,WANG Luyu,CHEN Wei,et al. Distributed robust unit commitment with energy storage based on forecasting error clustering of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(22):3-16,121.
- [ 13 ] 任永峰,薛宇,云平平,等. 马尔可夫预测的多目标优化储能系统平抑风电场功率波动[J]. 电力系统自动化,2020,44(6):67-76.  
REN Yongfeng,XUE Yu,YUN Pingping,et al. Multi-objective optimization of energy storage system with Markov prediction for power fluctuation suppression of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(6):67-76.
- [ 14 ] 李滨,吴思缘,阳育德,等. 大型风电场的控制性能评价标准及储能控制策略研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(16):4691-4698,4894.  
LI Bin,WU Siyuan,YANG Yude,et al. A research on the control performance standard and energy storage control strategy for large scale wind farms[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(16):4691-4698,4894.
- [ 15 ] 宋天昊,李柯江,韩肖清,等. 储能系统参与多应用场景的协同运行策略[J/OL]. 电力系统自动化. [2021-06-23]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20210524.0852.002.html>. DOI:10.7500/AEPS20210129002.
- [ 16 ] 李硕,钟诚,黄路恒,等. 含风电接入多端直流输电系统的建模仿真[J]. 东北电力大学学报,2019,39(2):39-46.  
LI Shuo,ZHONG Cheng,HUANG Luheng,et al. Modeling and simulation of multiterminal HVDC transmission system with wind power transmission network[J]. Journal of Northeast Electric Power University,2019,39(2):39-46.
- [ 17 ] 李军徽,侯涛,穆钢,等. 基于权重因子和荷电状态恢复的储能系统参与一次调频策略[J]. 电力系统自动化,2020,44(19):63-79.  
LI Junhui,HOU Tao,MU Gang,et al. Primary frequency regu-

- lation strategy with energy storage system based on weight factors and state of charge recovery[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(19):63-79.
- [18] 薛金花,叶季蕾,陶琼,等. 采用全寿命周期成本模型的用户侧电池储能经济可行性研究[J]. 电网技术, 2016, 40(8):2471-2476.  
XUE Jinhua, YE Jilei, TAO Qiong, et al. Economic feasibility of user-side battery energy storage based on whole-life-cycle cost model[J]. Power System Technology, 2016, 40(8):2471-2476.
- [19] 杨建华,王雄飞,肖达强,等. 促进新能源消纳的交易机制及效益研究[J]. 中国电力, 2020, 53(4):89-95.  
YANG Jianhua, WANG Xiongfei, XIAO Daqiang, et al. Research on the transaction mechanism and benefit of promoting new energy consumption[J]. Electric Power, 2020, 53(4):89-95.
- [20] 崔杨,朱加明,葛延峰,等. 计及限风特性与经济性的大规模集中充放电储能系统容量配置研究[J]. 电网技术, 2016, 40(2):484-490.  
CUI Yang, ZHU Jiaming, GE Yanfeng, et al. Study on capacity

configuration of large-scale energy storage system under concentrated charge and discharge based on wind curtailment characteristics and economics[J]. Power System Technology, 2016, 40(2):484-490.

#### 作者简介:



李军徽

李军徽(1976—),男,陕西宝鸡人,教授,博士,主要研究方向为新能源发电联网运行关键技术和储能技术应用等(E-mail: lijunhui@neepu.edu.cn);

岳鹏程(1997—),男,山东菏泽人,硕士研究生,主要研究方向为储能技术在新能源发电中的应用(E-mail:1768868624@qq.com);

李翠萍(1982—),女,黑龙江齐齐哈尔人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为新能源发电联网运行关键技术和储能技术应用等(E-mail: licuipingabc@163.com)。

(编辑 陆丹)

## Control strategy of energy storage system in wind farm group to improve wind energy utilization level

LI Junhui<sup>1</sup>, YUE Pengcheng<sup>1</sup>, LI Cuiping<sup>1</sup>, GE Changxing<sup>2</sup>, ZHANG Jiahui<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education(Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China;

2. Changchun Power Supply Company of State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China;

3. State Grid Zhejiang Pinghu City Electric Power Supply Company, Pinghu 314200, China)

**Abstract:** Due to the intermittent and volatility characteristics of wind power and the significant increase in the proportion of wind power installed capacity, the power grid's ability to accept wind power is restricted by various factors. In order to improve the wind energy utilization level, a charging and discharging strategy of energy storage system is proposed from the perspective of wind farm group to absorb wind power. Firstly, based on the real-time wind speed data, 4-hour wind speed prediction curve and load prediction curve, advanced control is adopted to determine the charging and discharging state of energy storage system at each time in a day. Then, considering the real-time state of charge of energy storage system and the time-of-use electricity price of grid-connected wind power, the charging and discharging power of energy storage system is determined based on fuzzy control to maximize the benefit of energy storage system, so as to avoid over-charging and over-discharging of the energy storage system. Finally, comprehensively considering the electricity benefit, environmental benefit and peak-shaving benefit generated by the energy storage system from absorbing wind power, as well as the equipment investment cost and maintenance cost of energy storage system itself, the proposed strategy is evaluated by taking the annual net return rate of energy storage system and abandon wind absorption rate as the evaluation indexes. The actual data of a wind farm group in a northeastern province is simulated and analyzed to verify the effectiveness of the proposed strategy.

**Key words:** wind farm group; energy storage system; advanced control; fuzzy control; real-time state of charge; wind energy utilization level

# 附录 A

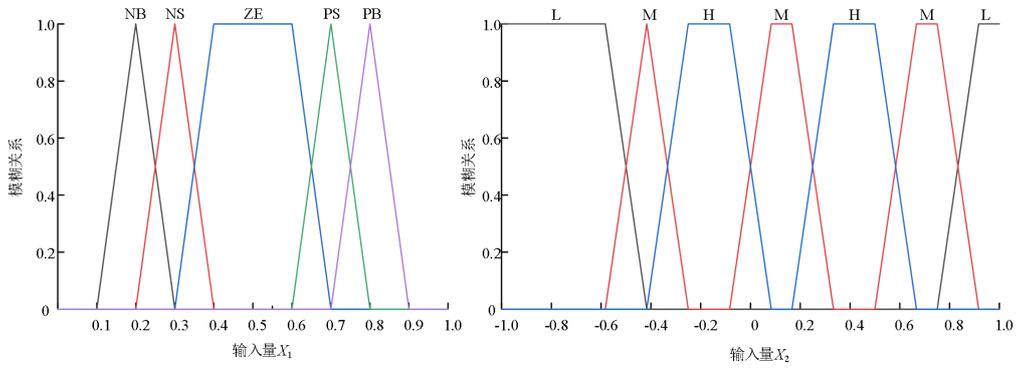


图 A1 模糊输入隶属函数  
Fig.A1 Fuzzy input membership function

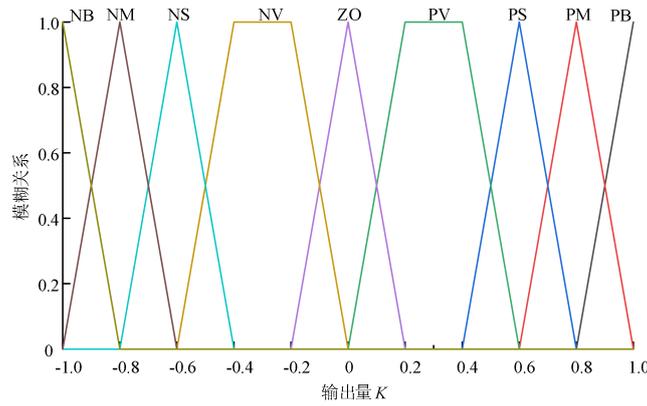


图 A2 模糊输出隶属函数  
Fig.A2 Fuzzy output membership function

表 A1 模糊控制规则  
Table A1 Fuzzy control rules

$X_1$	$X_2$		
	L	M	H
NB	PB	PS	ZO
NS	PM	PV	NV
ZE	PS	ZO	NS
PS	PV	NV	NM
PB	ZO	NS	NB

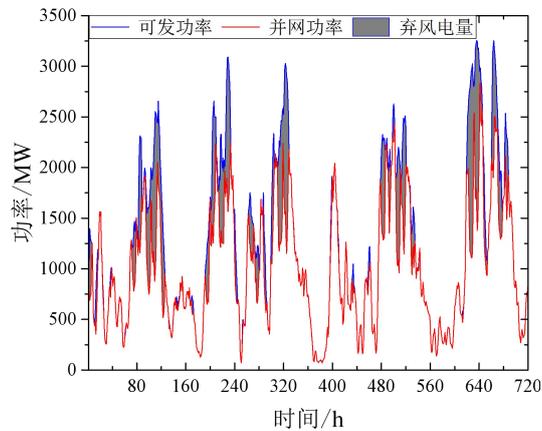


图 A3 风电场群可发功率及最大允许并网功率典型曲线  
Fig.A3 Typical curve of wind farm group's available power and maximum allowable grid-connected power

表 A2 全钒液流电池技术及经济特性参数  
Table A2 Technical and economic characteristic parameters of all vanadium redox flow batteries

运行年限/a	循环次数	$C_p/(\text{元}\cdot\text{MW}^{-1})$	$C_c/[\text{元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	$\mu/\%$
15	15000	108.5 万	372 万	0.50

表 A3 储能系统环境效益计算参数  
Table A3 Environmental benefit calculation parameters of energy storage system

参数	取值	参数	取值	参数	取值
$e_{\text{CO}_2}/[\text{kg}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	86.5	$e_{\text{SO}_2}/[\text{kg}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	2	$e_{\text{NO}_x}/[\text{kg}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	1.5
$P_{\text{CO}_2}/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$	0.023	$P_{\text{SO}_2}/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$	6	$P_{\text{NO}_x}/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$	8

表 A4 风电上网分时电价  
Table A4 Time-of-use electricity price of wind power

	时段	电价 $[\text{元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$
谷	00:00—06:00, 22:00—24:00	266
平	06:00—08:00, 12:00—15:00, 19:00—22:00	510
峰	08:00—12:00, 15:00—19:00	826

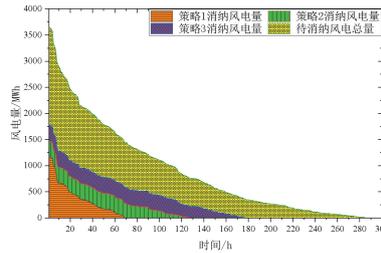


图 A4 某一月风电消纳电量  
Fig.A4 Wind power consumption in a certain month

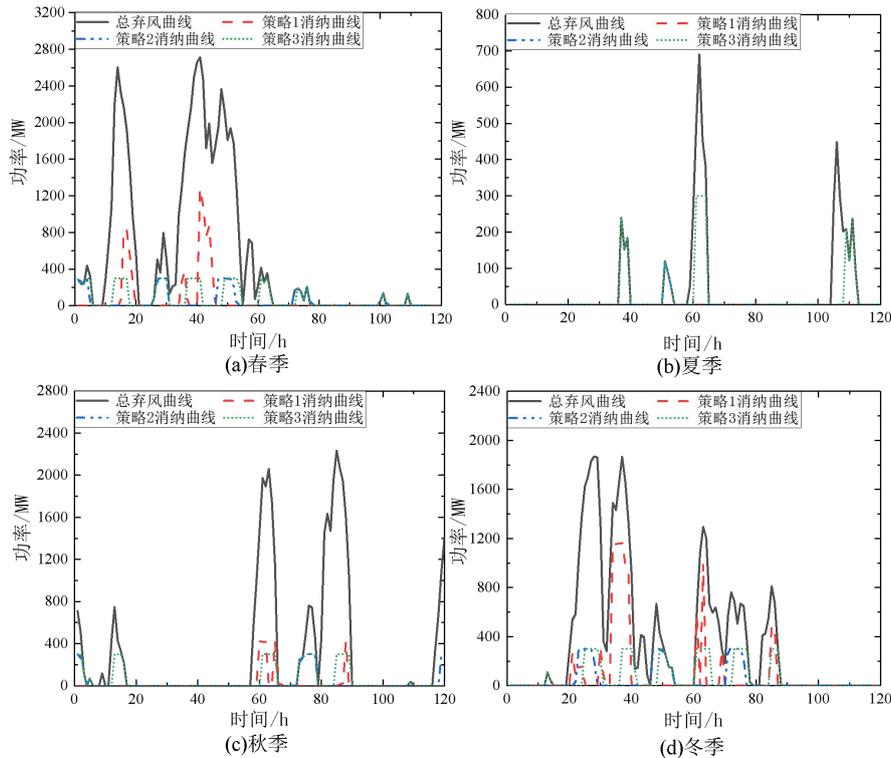


图 A5 风电场群四季典型日内消纳效果曲线  
Fig.A5 Typical daily absorption effect curve of wind farms in four seasons

表 A5 不同弃风系数下各策略最大综合效益及成本和消纳电量

Table A5 Maximum comprehensive benefits and costs of each strategy and electricity consumption under different wind curtailment coefficients

弃风系数/%	投资成本/(万元)			综合收益/(万元)			消纳电量/(MW·h)		
	策略 1	策略 2	策略 3	策略 1	策略 2	策略 3	策略 1	策略 2	策略 3
[0,4)	1169	24278	24278	1002	-1352	9581	34563	257620	387542
[4,8)	3649	24278	24278	2248	6649	20406	144314	334171	499425
[8,12)	12849	24278	24278	5715	9447	24989	144314	357188	539933
[12,16)	23530	24278	24278	7843	11114	27726	517536	368562	561209
[16,20]	35354	24278	24278	15195	12458	29754	727218	376520	474402