

抑制风力发电波动的氢混合储能系统分段动态控制策略

陈 忠, 黄继耀, 吴云锐, 赵 鹏, 王 俊

华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定

收稿日期: 2025年2月19日; 录用日期: 2025年3月18日; 发布日期: 2025年3月27日

摘要

氢能作为一种高效且清洁的能源, 在用于储能时相较于传统化学蓄电池具有显著的容量优势。为抑制风力发电波动, 文章建立了由超级电容、蓄电池、氢燃料电池和氢电解槽组成的氢混合储能系统(Hybrid Energy Storage System, HESS), 并针对此混合储能系统提出了一种基于荷电状态(State of Charge, SOC)的分段动态控制策略。该策略首先通过低通滤波算法将波动功率分解为高频、中频和低频部分, 并由不同储能单元分别进行抑制。在此基础上, 分段动态控制策略在混合储能系统处于正常充放电区间时, 采用SOC自适应功率分配, 以保持各储能单元的SOC处于相近水平; 而当混合储能系统可用补偿容量处于过高或过低的非正常充放电区间时, 则应用极限状态下SOC功率分配策略, 以延长波动抑制时间, 减少混合储能系统停机时长。最后基于MATLAB/Simulink搭建了风力发电系统和混合储能系统仿真模型, 验证了所提分段动态控制策略的可行性和有效性。

关键词

混合储能, 氢储能, 储能控制策略, 波动抑制

Segmented Dynamic Control Strategy for Hydrogen Hybrid Energy Storage System to Suppress Fluctuations in Wind Power Generation

Zhong Chen, Jiayao Huang, Yunrui Wu, Peng Zhao, Jun Wang

School of Electrical and Electric Engineering, North China Electric Power University, Baoding Hebei

Received: Feb. 19th, 2025; accepted: Mar. 18th, 2025; published: Mar. 27th, 2025

Abstract

Hydrogen energy, as an efficient and clean energy source, has significant capacity advantages over traditional chemical batteries when used for energy storage. In order to suppress the fluctuation of wind power generation, this paper establishes a Hybrid Energy Storage System (HESS) consisting of a supercapacitor, battery, hydrogen fuel cell and hydrogen electrolyser, and proposes a segmented dynamic control strategy based on State of Charge (SOC) for this hybrid energy storage system. The strategy firstly decomposes the fluctuating power into high-frequency, medium-frequency and low-frequency parts through a low-pass filtering algorithm, and suppresses them by different energy storage units respectively. On this basis, the segmented dynamic control strategy uses SOC adaptive power allocation to keep the SOC of each storage unit at a similar level when the hybrid energy storage system is in the normal charging/discharging interval; and applies the SOC power allocation strategy in the limit state when the available compensation capacity of the hybrid energy storage system is in the non-normal charging/discharging interval which is either too high or too low to prolong the fluctuation suppression time and to reduce the downtime of the hybrid energy storage system. Finally, a simulation model of a wind power generation system and hybrid energy storage system is constructed based on MATLAB/Simulink to verify the feasibility and effectiveness of the proposed segmented dynamic control strategy.

Keywords

Hybrid Energy Storage System, Hydrogen Energy Storage, Energy Storage Control Strategy, Volatility Suppression

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在实现“双碳”目标的大背景下，传统火力发电厂的发电量比例正在逐步下降，而以风力发电为代表的新能源发电比例正在稳步提升[1] [2]。由于风能具有随机性，风力发电的输出功率也表现出随机波动[3]。随着风机单机容量的不断增加和风电场所占发电比例的提高，完全依赖电网自身来调节风电波动，特别是在电网内新能源比例已经很高的情况下，这将对电网的稳定运行构成挑战[4] [5]。储能技术作为解决以风、光为主的新能源系统波动性的有效技术，为实现可再生能源大规模接入、推动能源低碳转型提供了一种可行的解决方案[6]。

目前，储能系统主要可分为以化学蓄电池为代表的能量型储能系统和以超级电容为代表的功率型储能系统[7]。能量型储能系统的特点是能量密度高，但功率密度低，充放电速度相对较慢；而功率型储能系统则具有能量密度低、功率密度高、充放电速度快的特点。此外，氢能作为一种清洁的二次能源，因其高能量密度和便于运输储存的特性，成为解决风电波动问题的新技术方案，并已成为国内外研究的热点[8]。

在实际应用中，受限于成本、响应速度、使用寿命等约束条件，单一储能技术难以同时满足电力系统的各项要求。由不同储能单元组合而成的混合储能系统(Hybrid Energy Storage System, HESS)通过不同储能单元特性的互补，能够弥补单一储能形式的不足，从而提高系统的整体性能，改善风电输出的波动性[9]。文献[10]提出使用蓄电池和超级电容器组成混合储能系统，利用光伏发电系统直流母线电压的变

化量作为切换条件,减小了直流母线电压波动。文献[11]则提出使用小波变换将功率波动分解为中频和高頻功率,并分别交由蓄电池和超级电容器来抑制,实现对并网功率的平滑处理。但所采用的小波变换依赖于选择合适的小波基函数;在实时系统中计算复杂度相对较高,计算资源消耗较大。文献[12]采用超级电容器和蓄电池组成的混合储能系统,通过滑动平均滤波获得并网功率与混合储能系统参考功率,采用离散傅里叶变换将混合储能系统参考功率分解,实现对风电输出功率波动的抑制。文献[13]采用二阶低通滤波算法并针对混合储能系统中不同储能单元特性进行自适应功率分配及调节,实现对风电场输出功率波动的有效抑制。文献[14]提出一种变流器协调控制及功率管理策略,将风力发电机与电解槽、燃料电池、蓄电池组汇集直流母线,实现风电功率波动抑制。但该方法将储能单元直接接入,未考虑各储能单元的特性配合。文献[15]采用碱性电解槽-超级电容组成混合储能系统,并提出基于超级电容 SOC 状态的氢-超混合储能系统控制策略,在抑制风功率波动的同时也使得初始投资成本最小。文献[16]提出基于经验模态分解,将原始风电功率信号分解为符合波动量限值的直接并网分量和混合储能功率任务;在综合考虑电化学储能和氢储能单元充放电功率约束和存储状态约束的基础上,制定计及碱性电解槽运行特性的混合储能能量管理策略,在满足抑制需求的前提下提高系统经济性。文献[17]提出了考虑蓄电池荷电状态的指数型下垂控制策略,在维持微网母线电压稳定的同时,解决了蓄电池并联充放电的 SOC 均衡问题。以上研究多采用超级电容与化学蓄电池或者超级电容与燃料电池组成混合储能系统,对波动功率含有的中频和高頻部分进行抑制,而低频波动则不做抑制直接接入电网。

针对上述研究中存在的不足,本文通过采用超级电容(Supercapacitors, SC)、蓄电池(Battery)、电解槽(Electrolyzer)、燃料电池(Fuel Cell)组成的氢混合储能系统,对波动功率中含有的高頻、中频以及低频部分进行独立抑制。同时针对所采用的混合储能系统提出一种基于 SOC 的分段动态控制策略:当混合储能系统处于正常充放电区间时执行 SOC 自适应功率分配策略,保证各储能单元的 SOC 处于相近的水平;而当混合储能系统可用补偿容量处于过高或过低的非正常充放电区间时,则采用极限状态下 SOC 功率分配策略,延长抑制波动时间,减少混合储能系统停机时长。最后基于 MATLAB/Simulink 搭建风力发电系统以及混合储能系统仿真模型,验证了所采用混合储能系统和储能控制策略的可行性和有效性。

2. 系统整体结构

本文提出的抑制风力发电功率波动的整体系统框架如图 1 所示,主要由双馈风力发电机和混合储能系统组成。其中混合储能系统由超级电容、蓄电池、碱性电解槽(Alkaline Electrolyzer, AE)以及质子交换膜燃料电池(Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)组成,考虑到实际建设中储能设备特别是氢气的储存及其配套设施会占用较大面积的土地,因此混合储能系统更适宜集中建设并通过变流器单独接入交流母线。继而混合储能系统采用 DC/DC 的方式将超级电容、蓄电池、碱性电解槽以及质子交换膜燃料电池通过公共直流母线汇集在一起,之后再通过 DC/AC 的方式接入交流母线。

其中超级电容和蓄电池通过双向 DC/DC 电路接入直流母线;碱性电解槽通过 BUCK 降压电路与直流母线相连接;质子交换膜燃料电池通过 BOOST 升压电路与直流母线相连接。在变流器的控制策略方面,各储能单元需要根据功率指令发出或者吸收指定大小的功率,因此外环采用功率控制,内环采用电流控制;而与交流母线相连接的 AC/DC 变流器主要目的是维持直流母线电压的恒定以便及时将功率送出或吸收,因而外环采用电压控制,内环采用电流控制,混合储能系统整体的变流器控制策略如图 2 所示。

经过上述的结构安排与变流器控制策略设计,各储能单元通过功率分配策略得到功率指令 P_{ref} 后便能够独立控制出力抑制电网功率波动。

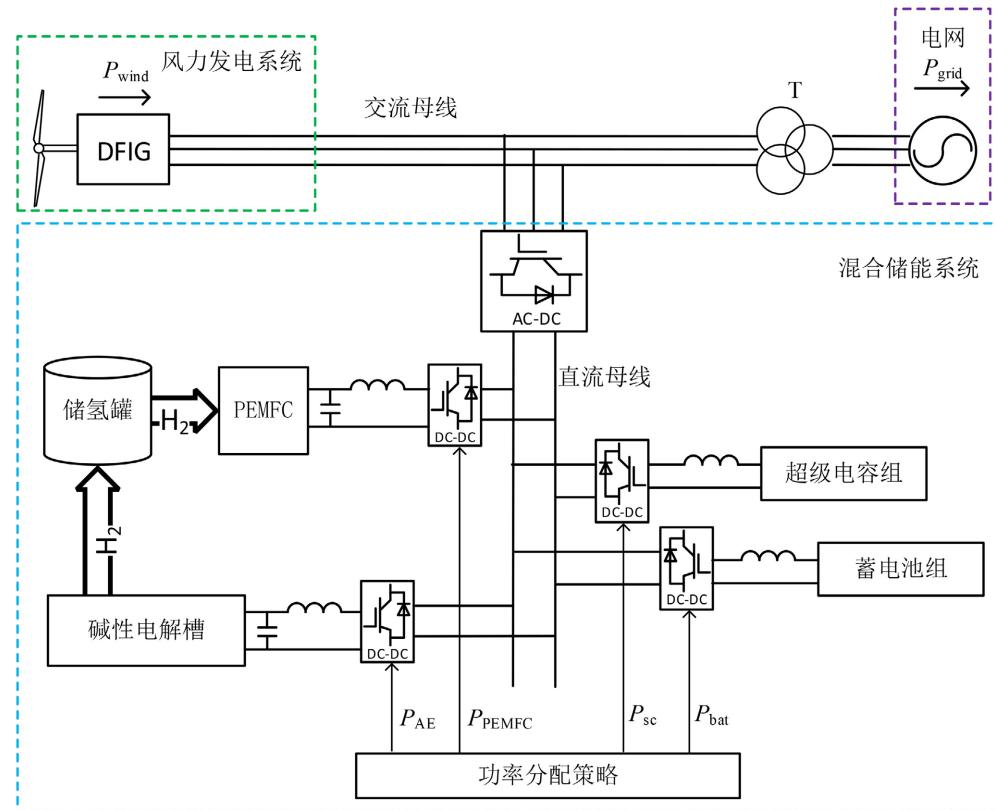


Figure 1. Overall system framework
图 1. 系统整体框架

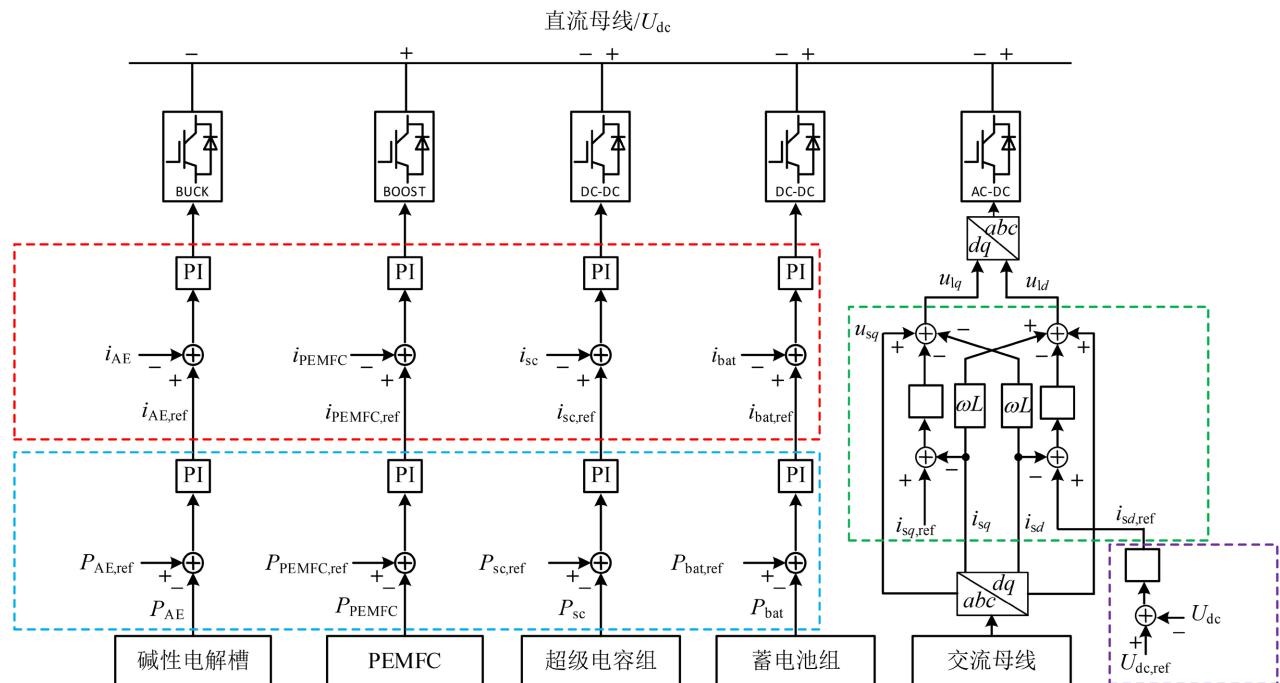


Figure 2. Converter control strategy
图 2. 变流器控制策略

3. 系统各模块建模

3.1. 超级电容建模

超级组等效电容为

$$C_{sc} = \frac{N_{scp}}{N_{scs}} C_f \quad (1)$$

式中: C_{sc} 为超级电容组的等效总电容值; N_{scp} 为电容并联数量; N_{scs} 为电容串联数量; C_f 单体电容值。

3.2. 蓄电池建模

蓄电池数学模型为[18]

$$E = N_{b-s} E_0 - \frac{K \left(\frac{N_{b-s} N_{b-p} Q_n - \int_0^t i(\tau) d\tau}{N_{b-s} N_{b-p} Q_n} \times 100\% \right)}{\left(\frac{N_{b-s} N_{b-p} Q_n - \int_0^t i(\tau) d\tau}{N_{b-s} N_{b-p} Q_n} \times 100\% \right) - N_{b-s} \int_0^t i(\tau) d\tau / Q_n} + A \exp \left(-B \int_0^t i(\tau) d\tau + C_t (T_b - 25) \right) \quad (2)$$

式中: E 为蓄电池内电动势; E_0 为初始内电动势; K 为极化电压常数; A 与 B 分别为电压变化系数和容量变化系数; Q_n 为蓄电池额定容量; $i(\tau)$ 为充放电电流; C_t 为极化效应系数; T_b 为电池温度; N_{b-s} 与 N_{b-p} 分别为蓄电池组中电池串联和并联个数。

3.3. 碱式电解槽建模

碱式电解槽(Akaline Electrolyzer, AE)方程为[19]

$$U_{cell} = \frac{\Delta G}{zF} + \frac{r_1 + r_2 T_{el}}{A_{cell}} I_{el} + (s_1 + s_2 T_{el} + s_3 T_{el}^2) \log \left(\frac{t_1 + t_2 / T_{el} + t_3 / T_{el}^2}{A_{cell}} I_{el} + 1 \right) \quad (3)$$

式中: ΔG 为电化学反应过程的 Gibbs 自由能变; z 为每次反应电子转移数; F 为法拉第常数; r_1 、 r_2 为电解液欧姆电阻参数; T_{el} 为电解槽温度; A_{cell} 为电解模块面积; I_{el} 为流经电解槽的电流; s_n 为电极过电压系数($n = 1, 2, 3$), t_n 为电极过电压系数($n = 1, 2, 3$)。

电解槽的电压为

$$U_{el} = N_{el} U_{cell} \quad (4)$$

式中, N_{el} 为电解槽模块串联数量。

电解槽产生氢气的速率为

$$\dot{n}_{aeH_2} = a_1 \exp \left(\frac{a_2 + a_3 T_{el}}{I_{el} / A_{cell}} + \frac{a_4 + a_5 T_{el}}{(I_{el} / A_{cell})^2} \right) \frac{N_{el} I_{el}}{zF} \quad (5)$$

式中, a_n 为法拉第效率系数($n = 1, 2, 3, 4, 5$)。

3.4. 质子交换膜燃料电池建模

质子交换膜燃料电池(Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)的电堆电压方程为[20]。

$$\begin{cases} U_{cell} = E_{nernst} - U_{act} - U_{ohm} - U_{con} \\ U_{fc} = N_{fc} U_{cell} \end{cases} \quad (7)$$

式中, U_{cell} 为单电池电压; E_{nernst} 为热力学电动势; U_{act} 为活化过电压; U_{ohm} 为欧姆过电压; U_{con} 为浓差过

电压; N_{fc} 为串联电池数量; U_{fc} 为电池组电压。

其中热力学电动势 E_{nernst} 可以表示为

$$E_{nernst} = \frac{\Delta G}{2F} + \frac{\Delta S}{2F} (T_{fc} - T_{ref}) + \frac{RT_{fc}}{2F} \left[\ln(P_{H_2}) + \frac{1}{2} \ln(P_{O_2}) \right] \quad (8)$$

式中, ΔG 为化学反应的 Gibbs 自由能变; F 为法拉第常数; ΔS 为熵的变化值; T_{fc} 为燃料电池温度; T_{ref} 为参考温度; R 为气体常数; P_{H_2} 为氢气在阳极催化剂/气体界面的分压; P_{O_2} 为氧气在阳极催化剂/气体界面的分压。

活化过电压 U_{act} 可以表示为

$$U_{act} = \left[\xi_1 + \xi_2 T_{fc} + \xi_3 T_{fc} \ln(C_{O_2}) + \xi_4 \times T_{fc} \times \ln(I_{fc}) \right] \quad (9)$$

式中: ξ_n 是经验参数($n = 1, 2, 3, 4$); I_{fc} 为燃料电池的电流; C_{O_2} 为阴极气液面的氧气浓度。

欧姆过电压 U_{ohm} 可以表示为

$$U_{ohm} = I_{fc} R_{ohm} = I_{fc} (r_M l / A + R_c) \quad (11)$$

其中,

$$r_M = \frac{181.6 \left[1 + 0.03 \left(\frac{I_{fc}}{A} \right) + 0.062 \left(\frac{T_{fc}}{303} \right)^2 \left(\frac{I_{fc}}{A} \right)^{2.5} \right]}{\left[\lambda - 0.634 - 3 \left(\frac{I_{fc}}{A} \right) \right] \exp \left[4.18 \left(\frac{T_{fc} - 303}{T_{fc}} \right) \right]} \quad (12)$$

式中: r_M 为膜的电阻率; l 为膜的厚度; R_c 为阻碍质子通过膜的阻抗; A 为膜的有效面积。

浓差过电压 U_{con} 可以表示为

$$U_{con} = -B \ln(1 - J/J_{max}) \quad (13)$$

式中: J 为电流密度; J_{max} 为最大电流密度; B 是由燃料电池运行状况决定的常数。

燃料电池消耗氢气的速率为

$$\dot{n}_{fcH_2} = \frac{N_{fc} I_{fc}}{zF} \quad (14)$$

3.5. 储氢建模

储氢的量由电解槽的产氢量和燃料电池的耗氢量共同决定, 结合 2.3 和 2.4 节, 氢罐的储氢量为

$$n_{tank}(t_0 + \Delta t) = \int_{t_0}^{t_0 + \Delta t} \dot{n}_{aeH_2}(\tau) - \dot{n}_{fcH_2}(\tau) d\tau + n_{tank}(t_0) \quad (15)$$

式中, $n_{tank}(t_0)$ 为储氢罐在为 t_0 时刻的储氢量。

为简化分析, 使用储氢罐中的储氢量来定义燃料电池和电解槽的 SOC 状态。

$$SOC_{H_2} = \frac{n_{tank}(t_0 + \Delta t)}{n_{tank_std}} \quad (16)$$

式中: n_{tank_std} 表示储氢罐的标准储氢量。

4. 波动抑制控制策略设计

4.1. 功率分配设计

本文采用的混合储能系统由超级电容、蓄电池、电解槽以及燃料电池组成, 其中超级电容响应迅速、

能在短时间内提供功率支撑，但能量密度较低如表 1 所示，同时存在制造成本较高的问题，因此在实际应用中配置容量较小；蓄电池相较于超级电容响应速度一般，能量密度较大能够提供较好的能量支撑，但存在充放电衰减问题，电池循环一定次数后需要进行更换；氢能作为一种清洁的能源，能量密度大，适合提供大容量的能量支撑，但所配套的燃料电池和电解槽存在响应速度较慢的问题，因此所吸收或者发出的功率波动不宜过大。

Table 1. Energy density table

表 1. 能量密度表

参数名称	数值
超级电容(Wh/kg)	10
锂电池(Wh/kg)	255
氢气(Wh/kg)	33,000

为了满足上述不同储能单元的特性，使用二阶低通滤波器将差值功率 P_{hess} 分为高频、中频、和低频三种不同的功率独立进行抑制，如图 3 所示。 $P_{\text{hess}} > 0$ 时表示风力发电机所发的功率 P_{wind} 超过电网所需功率 P_{grid} ，超过的功率需要被混合储能系统吸收；而 $P_{\text{hess}} < 0$ 时表示出现功率缺额，需要混合储能系统发出功率进行弥补，三者的关系为

$$P_{\text{hess}} = P_{\text{wind}} - P_{\text{grid}} \quad (17)$$

经过二阶低通滤波器进行功率分配后， P_{hess} 中高频部分 P_{sc} 交由超级电容抑制，在发挥超级电容响应迅速特性的同时也因为只用承担高频部分能够减小超级电容的设计容量，降低成本；而中频部分 P_{bat} 由蓄电池抑制，因为只承担中频部分使得蓄电池的设计容量能够降低，减少电池更换的成本；而 P_{hess} 经过两次滤波后得到的低频部分 P_{H2} 变化最为缓慢，从数值上看也是三种频率中最大的，将这部分交由氢储能所配套的燃料电池和电解槽来抑制，既符合其工作特性，也能够充分发挥氢储能大容量的优势。

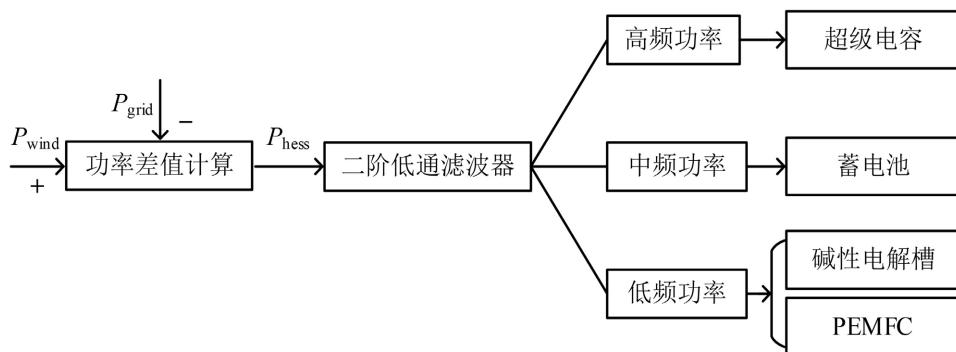


Figure 3. Power distribution chart
图 3. 功率分配图

经过以上的功率分配，在考虑各储能单元特性的情况下对波动的差值功率 P_{hess} 完成了抑制，此外在实际应用中为避免储能设备过充和过放不会将电量全部充满或者全部放光，需要留有一部分余量，因此本文将 SOC 处于(10%~90%)设定为正常充放电区间。当 $\text{SOC} < 10\%$ 时，此时储能设备处于低储能状态，只能吸收功率，无法发出功率；而当 $\text{SOC} > 90\%$ 时，此时储能设备处于高储能状态，无法吸收功率，只能发出功率，总的抑制流程如图 4 所示。

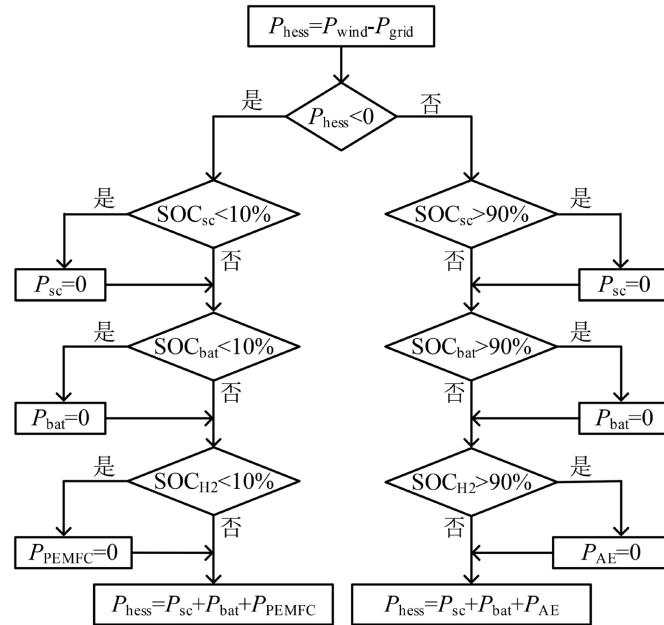
**Figure 4.** General inhibition flowchart

图 4. 总的抑制流程图

4.2. 低通滤波器设计

本文采用的二阶低通滤波器由两个一阶低通滤波器组成，其中一阶低通滤波器的滤波算法为

$$y(t) = \frac{\tau}{\tau + \Delta t} y(t-1) + \frac{\Delta t}{\tau + \Delta t} x(t) \quad (18)$$

式中： $x(t)$ 为输入信号； $y(t)$ 为输出信号； Δt 为采样时间； $\tau = RC$ 为滤波时间常数。总的滤波逻辑如图 5 所示。

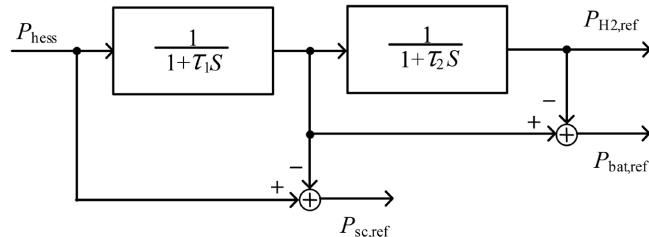
**Figure 5.** Second order filter logic

图 5. 二阶滤波逻辑

各储能单元的出力为

$$P_{sc,ref} = P_{hess} - \frac{1}{1 + \tau_1 s} P_{hess} \quad (19)$$

$$P_{bat,ref} = \frac{1}{1 + \tau_1 s} P_{hess} - \frac{1}{1 + \tau_1 s} P_{hess} \frac{1}{1 + \tau_2 s} \quad (20)$$

$$P_{H2,ref} = P_{hess} - P_{sc} - P_{bat} \quad (21)$$

式中： $P_{sc,ref}$ 、 $P_{bat,ref}$ 、 $P_{H2,ref}$ 分别为超级电容、蓄电池和氢储能的参考功率指令。

结合式(19)、(20)、(21)可知, 通过调整滤波时间常数 τ_1 和 τ_2 可以控制各储能单元所承担的功率。 τ_1 越大, 超级电容所承担的功率越多, 反之越小; 同样地 τ_2 越大, 蓄电池所承担的功率就越大, 反之越小; 由超级电容和蓄电池分别承担后所剩余的功率由氢储能全部承担。

4.3. SOC 自适应功率分配策略

本文采用三种不同的储能单元构成混合储能系统, 因此对于该混合储能系统而言应保证各储能单元在正常充放电区间的 SOC 处于相近的水平, 避免储能单元之间因为 SOC 差值过大而导致储能单元提前退出运行, 影响系统稳定; 另外一方面相近的 SOC 也利于提前的调度规划安排。

针对上述问题提出一种自适应的 SOC 功率分配策略, 即以氢储能系统的 SOC_{H2} 为基准对超级电容和蓄电池的 SOC 进行修正, 如下式所示。

$$\tau = \tau \pm \Delta \tau \quad (22)$$

$$\Delta \tau = |SOC_{H2} - SOC_x| k_x \quad (23)$$

$$\tau_2 > \tau_1 \quad (24)$$

$$0 < k_{sc} < k_{bat} \quad (25)$$

$$0 < \tau_1 + k_{sc} \Delta SOC_{scmax} < \tau_2 - k_{bat} \Delta SOC_{batmax} \quad (26)$$

其中

$$\Delta SOC_x = |SOC_{H2} - SOC_x|$$

式中, $\Delta \tau$ 为滤波时间常数的修正量; x 代表蓄电池或者超级电容; k_x 为增益系数; ΔSOC_{scmax} 和 ΔSOC_{batmax} 分别为超级电容和蓄电池与氢储能的最大 SOC 偏离值, 其作用是避免出现过度调节, 本文中两最大偏离值均取 20%。结合式(22)、(23), 整个动态调整过程可以分解为: 当 $SOC_{sc} > SOC_{H2}$ 则调整时间常数 τ_1 使超级电容增大所承担的放电功率并减小充电功率; 若 $SOC_{sc} = SOC_{H2}$ 则不对时间常数 τ_1 做出调整; 若 $SOC_{sc} < SOC_{H2}$ 则调整时间常数 τ_1 使超级电容增大所承担的充电功率并减小放电功率。以同样的逻辑方法对蓄电池做出调整, 整体流程如图 6 所示。

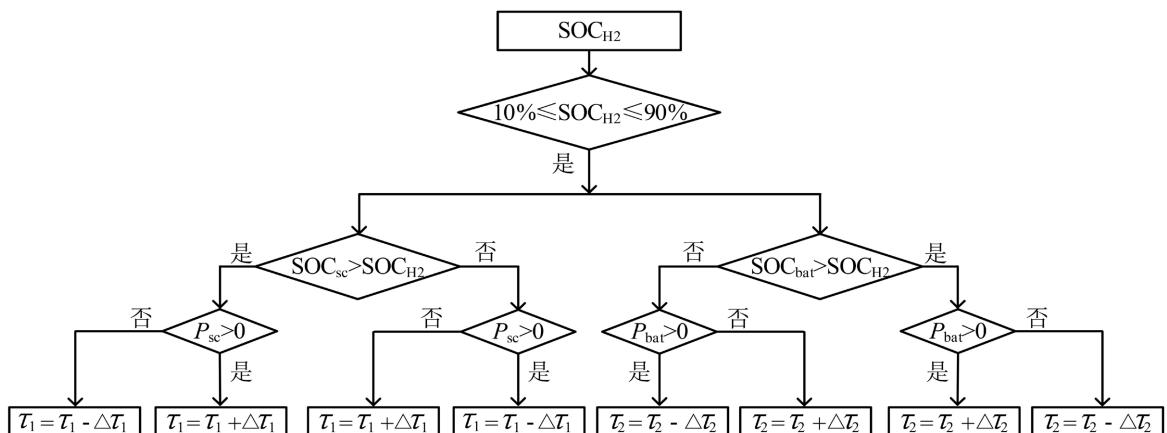


Figure 6. Adaptive power regulation process

图 6. 自适应功率调节流程

4.4. 极限状态下 SOC 功率分配策略

上一节所提出的自适应功率分配策略能够使得混合储能系统在正常充放电区间对波动的差值功率 P_{hess} 实现完全的抑制, 如图 7(a)所示, 图中上半部分代表发出的功率超过电网需求, 需要被混合储能系统

吸收；下半部分代表功率缺额，需要混合储能系统发出功率补充。

由于整个混合储能系统的充放电是以氢储能 SOC_{H2} 进行修正的，因此当混合储能系统中的氢储能 $SOC_{H2} < 10\%$ 或者 $SOC_{H2} > 90\%$ 时，此时储能系统处于极限的状态。若下一个充电或者放电阶段所能提供的容量有限时，如果仍然按照原来的策略进行功率分配则不能有效利用有限的可用容量，导致混合储能系统提前退出运行。

针对上述问题提出一种极限状态下的 SOC 功率分配策略，当混合储能系统处于低储能状态($SOC_{H2} < 10\%$)时，此时混合储能系统只能参与充电，放电时处于待机状态。在下一个充电周期到来时优先让超级电容和蓄电池充电，氢储能不参与充电，此时蓄电池吸收中频和低频部分的功率；同时为使超级电容在充电阶段充入更多的电量。

将式(23)中超级电容的滤波时间常数修正量公式修改为

$$\Delta\tau = |20\% - SOC_{sc}| k_{sc} \quad (27)$$

而在放电阶段蓄电池仅发出中频的功率，超级电容正常放电，如图 7(b)所示。则混合储能系统在充电阶段采用完全吸收抑制功率波动，而在放电阶段仅发出中频和高频的功率，对低频功率不做抑制直接并网。这样做的好处是：当下一充电周期所能提供的充电容量较小时，可以将充得较少的电量用来部分抑制放电阶段的波动，延长混合储能系统的工作时间；而当下一充电周期所能提供的充电容量较大，此时取蓄电池的 SOC 作为判定依据，当 $SOC_{bat} > 20\%$ 时则转入正常的放电控制策略，氢储能参与到充电阶段。

另一种情形下，当混合储能系统处于高储能状态($SOC_{H2} > 90\%$)时，此时混合储能系统只能参与放电，充电时处于待机状态。与低储能状态时的逻辑相似，在下一个放电周期到来时优先让超级电容和蓄电池放电，氢储能不参与放电，此时蓄电池发出中频和低频部分的功率；同时为使超级电容在放电阶段释放更多的电量，将式(23)中超级电容的滤波时间常数修正量公式修改为

$$\Delta\tau = |80\% - SOC_{sc}| k_{sc} \quad (28)$$

而在充电阶段蓄电池仅吸收中频的功率，超级电容正常充电，如图 7(c)所示。这样可以快速降低蓄电池的 SOC_{bat} ，并将释放出的可用容量用来抑制下一个充电周期的波动。当 $SOC_{bat} < 80\%$ 时则转入正常的放电控制策略，氢储能参与到放电阶段。

采用上述的充放电策略可以使得混合储能系统在处于极限的状态时更加高效地利用所充的电量或者放电所释放的容量。而随着进一步的充电或者放电，氢储能部分将重新参与到充放电，系统重新进入正常的充放电区间，整个混合储能系统回归到上一节所提出的自适应功率分配策略，工作流程如图 8 所示。

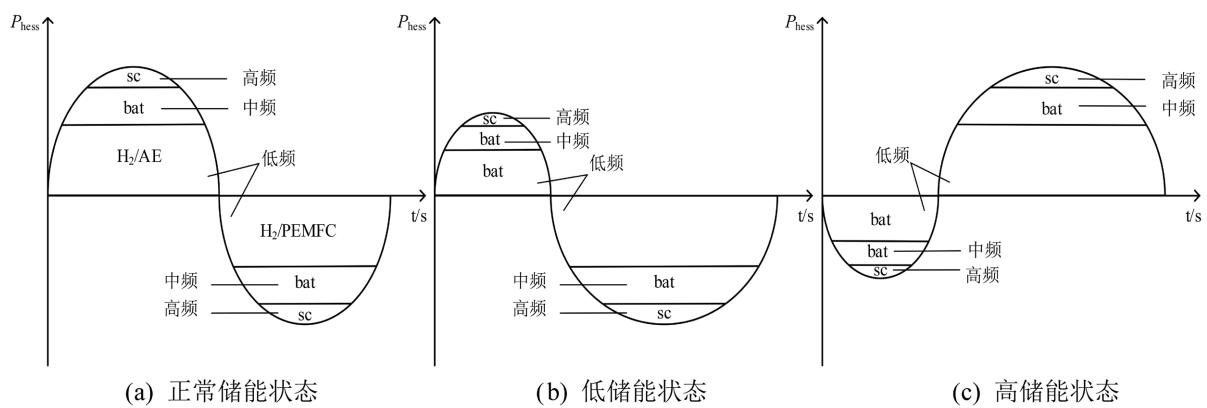


Figure 7. Charge and discharge diagram

图 7. 充放电示意图

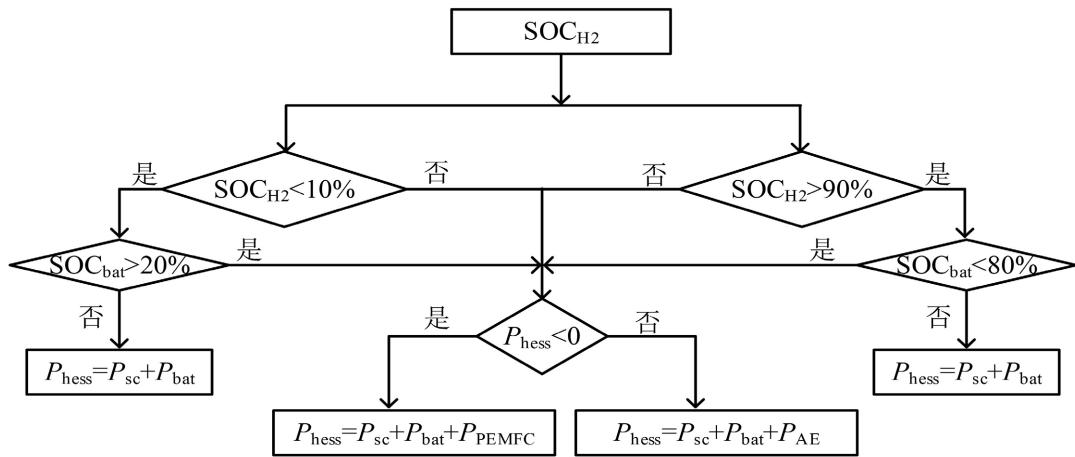


Figure 8. Limit state power distribution logic
图 8. 极限状态功率分配逻辑

5. 仿真分析

为验证本文所提 SOC 自适应功率分配策略及极限状态下 SOC 功率分配策略的可行性, 在 MATLAB/Simulink 中搭建了如图 1 所示的风力发电系统以及混合储能仿真模型, 并采用图 2 中的控制策略来完成变流器控制。

仿真系统的基本参数如表 2~4 所示, 通过搭建随机风速和特定功率需求两种不同的场景来分别验证两种 SOC 功率分配策略的有效性。

Table 2. Parameters of the wind power component
表 2. 风力发电参数

参数名称	数值
交流母线电压/V	690
直流母线电压 U_{dc} /V	1000
双馈发电机额定容量/MW	1.5
电网额定输送容量 P_{grid} /MW	1

Table 3. Parameters of AE
表 3. 电解槽参数

参数名称	数值	参数名称	数值	参数名称	数值
$\Delta G/J \cdot mol^{-1}$	237×10^3	s_1	1.59×10^{-1}	a_1	0.995
z	2	s_2	1.38×10^{-3}	a_2	-9.5788
$F/C \cdot mol^{-1}$	96,485	s_3	-1.61×10^{-5}	a_3	-0.0555
r_1	7.33×10^{-5}	t_1	1.6×10^{-2}	a_4	1502.71
r_2	-1.11×10^{-7}	t_2	-1.302	a_5	-70.8
A_{cell}/m^2	0.18	t_3	4.21×10^2	$\Delta H/J \cdot mol^{-1}$	286×10^3

Table 4. Parameters of PEMFC
表 4. 燃料电池参数

参数名称	数值	参数名称	数值	参数名称	数值
ξ_1	0.9514	l/cm	51×10^{-4}	B	0.016
ξ_2	-0.00312	$J_{\max}/\text{A} \cdot \text{cm}^{-2}$	1.5	$\Delta S/\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$	164.028
ξ_3	-7.4×10^{-5}	R_c/Ω	3×10^{-4}	$\Delta H/\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$	286×10^3
ξ_4	1.87×10^{-4}	λ	14	$\Delta G/\text{J} \cdot \text{mol}^{-1}$	237×10^3
A/cm^2	50	T_{ref}/K	298.15	$R/\text{J} \cdot \text{mol} \cdot \text{K}^{-1}$	8.314

5.1. 场景 1: SOC 自适应功率分配策略验证

现验证 SOC 自适应功率分配策略的有效性, 对于图 1 的仿真系统, 构建仿真情景如下。

采用 ARMA 模型生成模拟风速作为双馈风力发电机输入, 发出的功率与电网需求功率的差值功率并被混合储能系统抑制。储能单元的初始 SOC 设定上考虑到采用极限状态下的功率分配策略会使得蓄电池与氢储能的差值 SOC, 即 $\Delta \text{SOC}_{\text{bat}}$ 可达 10%, 因此本次设定氢储能 SOC_{H_2} 为 50%, 蓄电池 SOC_{bat} 为 40%, 超级电容 SOC_{SC} 为 40%。仿真结果如图 9~12 所示。

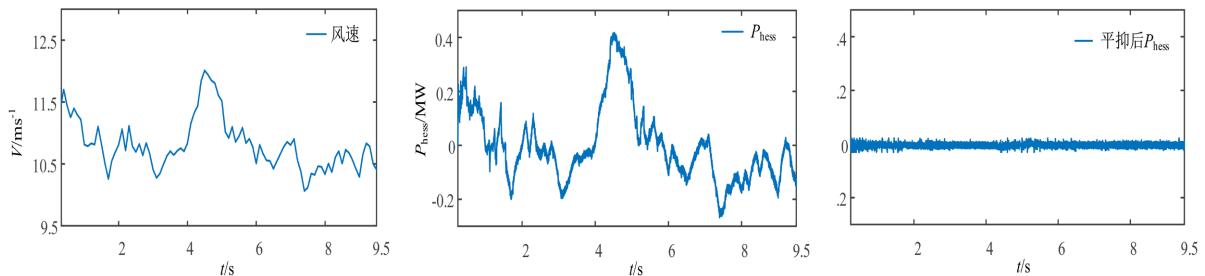


Figure 9. Suppression results
图 9. 抑制结果

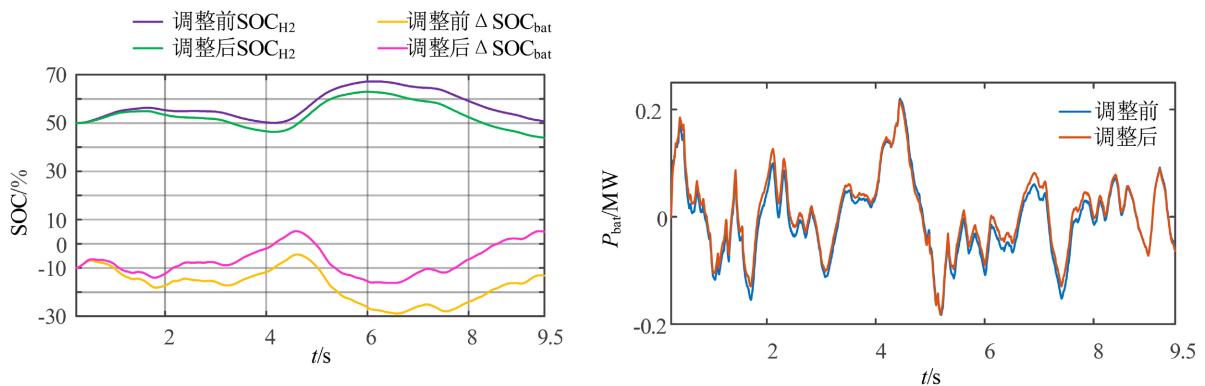


Figure 10. Comparison of battery SOC differentials and outputs
图 10. 蓄电池 SOC 差值和出力对比

通过图 9 可知, 由于风速变动产生了差值功率 P_{hess} , 在经过混合储能系统抑制后 P_{hess} 维持在 0MW 附近。同样场景下对各储能单元的 SOC 变化量和出力差异进行分析, 通过图 10 和图 11 可知, 在采用自适应分配策略进行调整后 SOC_{bat} 与 SOC_{H_2} 的差值($\Delta \text{SOC}_{\text{bat}}$)曲线以及 SOC_{sc} 与 SOC_{H_2} 的差值($\Delta \text{SOC}_{\text{sc}}$)曲线更加贴近于 0, 最大差值 $|\Delta \text{SOC}_{\text{bat}}|_{\max}$ 和 $|\Delta \text{SOC}_{\text{sc}}|_{\max}$ 从调整前的约 30% 和 29% 分别变为约 17% 和 14%, 使

得三者的 SOC 更加接近。

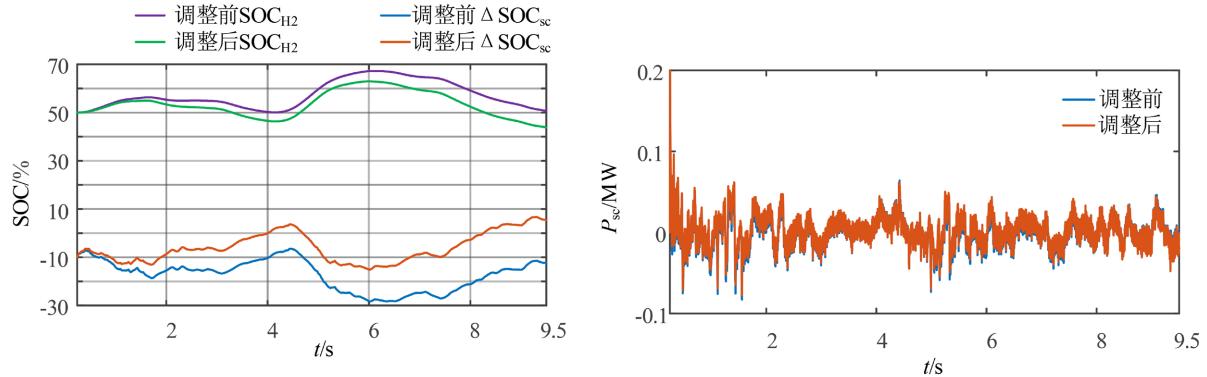


Figure 11. Comparison of supercapacitor SOC differentials and output power
图 11. 超级电容 SOC 差值和出力对比

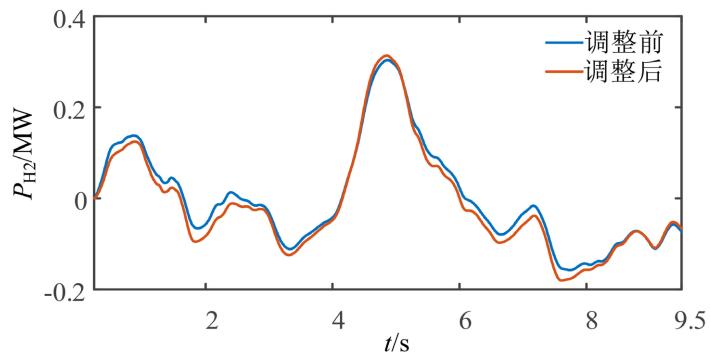


Figure 12. Comparison of hydrogen storage output
图 12. 氢储能出力对比

出力方面, ΔSOC_{sc} 和 ΔSOC_{bat} 初始被设定为 -10% , 对于蓄电池, 在 $4.05\text{ s} \sim 4.5\text{ s}$ 和 $8.6\text{ s} \sim 9.5\text{ s}$ 的时间段里经过放电调整后 $\Delta SOC_{bat} > 0$, 进入多放电少充电的模式, 在图 10 中表现为 P_{bat} 曲线与自适应调整前相比整体下移; 而在其余时间段内 ΔSOC_{bat} 小于 0 , 需要少放电多充电, 在图 10 中表现为 P_{bat} 曲线与自适应调整前相比整体上移。对于超级电容, 其表现与蓄电池相似, 如图 11 所示。在 $4\text{ s} \sim 4.6\text{ s}$ 和 $8.1\text{ s} \sim 9.5\text{ s}$ 的时间段里经过放电调整后 $\Delta SOC_{sc} > 0$, 此时 P_{sc} 曲线与自适应调整前相比整体下移; 而在其余时间段内 ΔSOC_{sc} 小于 0 , P_{sc} 曲线与自适应调整前相比整体上移。对于氢储能, 其 SOC_{H2} 作为蓄电池与超级电容出力的修正目标, 由于初始值高于 SOC_{sc} 和 SOC_{bat} , 从图 11 和图 12 可知 SOC_{H2} 曲线和氢能出力曲线与自适应调整前相比整体下移, 即充电减少, 放电增多。

上述的仿真结果验证了氢混合储能系统能够抑制风力发电的功率波动, 同时表明了本文所提出的 SOC 自适应功率分配策略的有效性。通过该自适应功率分配策略动态调整各储能单元的出力, 减小了混合储能系统中的各储能单元之间 SOC 的差值。

5.2. 场景 2: 极限状态下 SOC 功率分配策略验证

现验证极限状态下 SOC 功率分配策略的有效性, 仍采用图 1 所示的仿真系统, 构建仿真情景如下。本次仿真验证的场景为混合储能系统处于低储能状态, 将混合储能系统中所有储能单元的初始 SOC 均设置为略微低于 10% 的待机状态, 此时只能充电, 无法放电。

通过图 13 可知, 当不做调整采用常规放电策略时, 在经过初始充电以后, 随着放电的进行, 在约 3 s 时超级电容 SOC_{sc} 值低于 10% 退出放电; 在约 3.2 s 时蓄电池也退出放电并对抑制结果产生冲击; 此时整个混合储能系统只有氢燃料电池在供电, 此外由于超级电容和蓄电池的退出, 加快了氢储能的消耗。最终在约 4 s 时氢燃料电池也退出运行, 整个混合储能系统失效, 对波动功率失去抑制能力。抑制后的功率从 0 MW 附近阶跃至-0.2 MW, 在 4.5 s 时达到-0.35 MW。

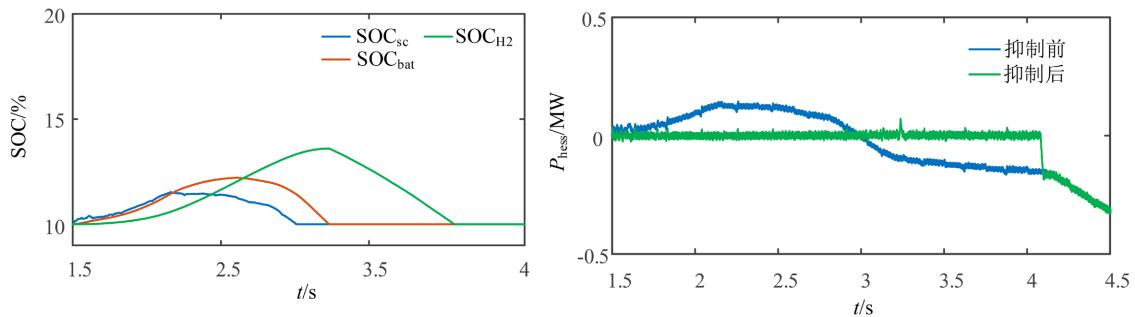


Figure 13. Conventional discharge strategies

图 13. 常规放电策略

通过对比图 13 和图 14 可知, 在相同的仿真配置情况下, 使用极限状态下 SOC 功率分配策略后, 超级电容所充电量峰值从 12% 变为 14%; 蓄电池充入电量峰值从 13% 变为 17.5%, 多充入的电量延长了超级电容和蓄电池的放电时间, 使其在不停机的情况下进入下一个充电周期。随着充电的进行, 在 8.2 s 时蓄电池充入电量达到预设值 20%, 此时氢储能重新加入充电过程, 整个混合储能退出极限状态下 SOC 功率分配策略, 进入正常的自适应放电状态。

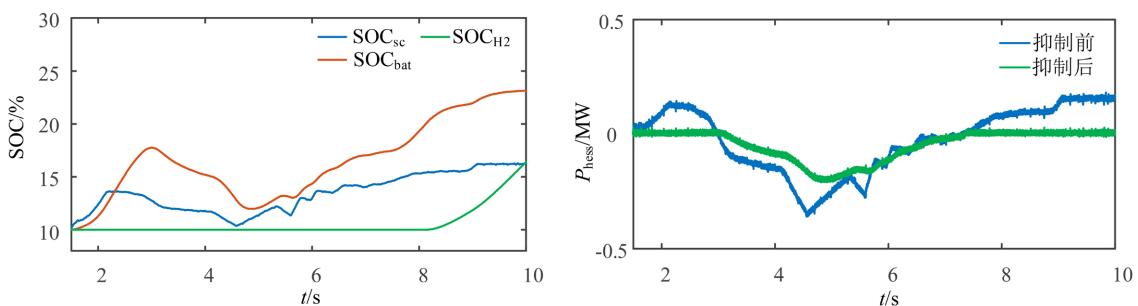


Figure 14. Limit power allocation strategy

图 14. 极限功率分配策略

对波动功率抑制方面, 如图 14 所示, 在 3 s~7.6 s 间采用了部分抑制的策略减小了功率变化的程度, 使得并网的功率变得更加的平滑; 同时也使得差额功率从约 4.5 s 的 0.4 MW 变为 0.3 MW, 降低了对电网的冲击。

上述的仿真结果表明在混合储能系统处于低储能状态时, 本文所提出的极限状态下 SOC 功率分配策略可以更好利用所充入的少量电量, 在牺牲一定抑制能力的情况下选择通过对中、高频波动功率的抑制, 有效延长混合储能系统的在线时间, 降低因为储能系统的完全退出对电网造成冲击。

6. 结论

为抑制新能源出力波动和保障电网运行安全, 本文建立了一种由超级电容、蓄电池、氢燃料电池和

电解槽组成的氢混合储能系统来抑制风力发电波动。同时针对该混合储能系统提出了基于 SOC 的分段动态控制策略, 最后在 MATLAB/Simulink 中搭建了相关模型, 验证了所提策略的可行性和有效性。结果表明:

- 1) 本文使用的由超级电容、蓄电池、氢燃料电池和电解槽组成的氢混合储能系统能够有效抑制风力发电带来的功率波动。
- 2) 本文提出的 SOC 自适应功率分配策略在混合储能系统充放电过程中能够动态调整出力, 减小各储能单元之间的 SOC 差值。
- 3) 当混合储能系统处于极限状态, 引入的极限状态 SOC 功率分配策略能够有效利用较小的可用补偿容量延长抑制时间, 减少混合储能系统的停机时长。

参考文献

- [1] 李政, 李伟起, 张忠伟, 等. “双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究[J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 108-120.
- [2] 赵冉. 构建以新能源为主体的新型电力系统[N]. 中国电力报, 2021-04-01(02).
- [3] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158.
- [4] 胡博, 谢开贵, 邵常政, 等. 双碳目标下新型电力系统风险评述: 特征、指标及评估方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 1-15
- [5] 谭显东, 刘俊, 徐志成, 等. “双碳”目标下“十四五”电力供需形势[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 1-6.
- [6] 任大伟, 侯金鸣, 肖晋宇, 等. 支撑双碳目标的新型储能发展潜力及路径研究[J]. 中国电力, 2023, 56(8): 17-25.
- [7] 孙伟卿, 王思成, 刘宇宸. 支撑新型电力系统的储能技术综述与政策解读[J]. 自动化仪表, 2022, 43(12): 1-6, 18.
- [8] 王意东, 许苏予, 何太碧, 等. 中国氢能及燃料电池产业政策研究及启示[J]. 天然气工业, 2024, 44(5): 136-145.
- [9] 郭东泽, 张继红, 王庆宇, 等. 平抑风电出力波动的混合储能功率分配策略[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(5): 1564-1573.
- [10] 李凡, 张建成, 朱立刚. 平抑光伏功率波动的混合储能系统控制方法[J]. 电源技术, 2016, 40(2): 397-399, 472.
- [11] 付菊霞, 陈洁, 邓浩, 等. 平抑风电波动的混合储能系统控制策略[J]. 电测与仪表, 2020, 57(5): 94-100.
- [12] 徐聪, 高强, 王羔则, 等. 平抑风电波动的混合储能系统控制方法[J]. 电源技术, 2020, 44(10): 1534-1537.
- [13] 李志强, 李赛, 王凡凯. 平抑风电波动的混合储能系统自适应控制策略[J]. 现代电力, 2020, 37(6): 646-653.
- [14] 孔令国, 蔡国伟, 陈冲, 等. 基于氢储能的主动型永磁直驱风电机组建模与并网控制[J]. 电工技术学报, 2017, 32(18): 276-285.
- [15] 聂聪颖, 沈小军, 吕洪, 等. 并网型风电场氢超混合储能容量配置及控制策略研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(9): 1-8.
- [16] 袁铁江, 郭建华, 杨紫娟, 等. 平抑风电波动的电-氢混合储能容量优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(4): 1397-1406.
- [17] 王激华, 叶夏明, 秦如意, 等. 基于指数型下垂控制的氢电混合储能微网协调控制策略研究[J]. 中国电力, 2023, 56(7): 43-53.
- [18] Szumanowski, A. and Chang, Y.H. (2008) Battery Management System Based on Battery Nonlinear Dynamics Modeling. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, **57**, 1425-1432. <https://doi.org/10.1109/tvt.2007.912176>
- [19] 孔令国. 风光氢综合能源系统优化配置与协调控制策略研究[D]: [博士学位论文]. 北京: 华北电力大学, 2017.
- [20] 孔令国, 于家敏, 蔡国伟, 等. 基于模型预测控制的离网电氢耦合系统功率调控[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3139-3149.