

考虑SOC差异的光储独立并网虚拟同步机控制研究

张 龙

上海理工大学机械工程学院, 上海

收稿日期: 2025年1月24日; 录用日期: 2025年2月17日; 发布日期: 2025年2月26日

摘 要

在光伏与储能联合发电系统中, 考虑到弃光现象以及储能系统在输出功率与荷电状态方面的限制, 本文提出了一种基于虚拟同步机控制的光储并网策略, 旨在解决弃光问题并提升光伏能源的利用率。该策略严格遵循国家标准, 制定弃光控制准则, 优化电站的能量管理。在有功功率控制方面, 针对储能系统的充放电功率达到上限时, 采用功率限幅控制策略, 并结合两个比例积分调节器(PI控制器)对功率交换进行约束, 从而有效防止储能系统出现过充电和过放电的风险。通过MATLAB/SIMULINK仿真与实验数据的验证, 证明该控制策略在理论和实践中均具有较好的可靠性与可行性。

关键词

弃光规则, 光储独立并网, 功率限幅控制, 荷电状态, 虚拟同步机

Independent Grid-Connected Virtual Synchronous Machine Control for Optical Storage Considering SOC Differences

Long Zhang

School of Mechanical Engineering, University of Shanghai for Science and Technology, Shanghai

Received: Jan. 24th, 2025; accepted: Feb. 17th, 2025; published: Feb. 26th, 2025

Abstract

In the integrated photovoltaic (PV) and energy storage power generation system, considering issues such as curtailment of photovoltaic output and the limitations of the energy storage system in terms

of output power and state of charge, this paper proposes a photovoltaic and storage grid-connected strategy based on Virtual Synchronous Machine (VSG) control. This strategy aims to address the issue of photovoltaic curtailment and improve the utilization of photovoltaic energy. The strategy adheres strictly to national standards, establishes guidelines for curtailment control, and optimizes the energy management of the power plant. For active power control, a power limiting strategy is implemented when the charging and discharging power of the energy storage system reaches its upper limits. This is combined with two Proportional-Integral (PI) controllers to regulate power exchanges, thereby effectively preventing the risk of overcharging and over discharging of the energy storage system. Simulation using MATLAB/SIMULINK and experimental data verification demonstrate that the proposed control strategy is reliable and feasible in both theoretical and practical applications.

Keywords

Abandonment Rules, Independent Grid Integration of Photovoltaic Storage, Power Limit Control, State of Charge, Virtual Synchronous Generator

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

在全球“双碳”目标的推动下，传统化石能源的供应短缺及其引发的环境污染问题日益严重，成为制约社会是否有效进行可持续发展的主要问题[1]。在这一背景下，我国积极以绿色发展为核心理念，致力于能源结构的清洁化转型，推动了以光伏为代表的新能源技术快速发展，进一步增强了其在能源领域的重要地位[2]。

根据国家能源局的最新统计数据，截至 2023 年 6 月底，我国光伏发电并网容量实现了显著增长，反映出我国在光伏发电领域取得的显著成就[3]。光伏发电并网逆变器在电力系统中具有响应速度快的优点，但其缺乏转动惯量和阻尼效应，使得在面对系统频率和电压波动时，无法提供足够的电压支撑和频率调节。这种固有的缺陷使得电网末端的稳定性和电压质量容易受到影响，特别是在高比例可再生能源接入的情况下，电力系统的稳定性面临潜在威胁[4]。具体来说，光伏逆变器的低惯量导致电网无法获得传统同步机提供的惯性支持，也难以有效提供电力系统所需的阻尼作用，从而可能导致频率波动过大或电压波动，从而影响电力系统的稳定运行。

针对这一问题，虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)技术提供了有效性的解决方案。VSG 技术仿照传统同步机的转子动力学特性，将同步机的电磁特性引入到逆变器的控制系统中，从而弥补了光伏并网逆变器在惯量和阻尼方面的缺陷[5]-[8]。此外，随着电力系统对可再生能源的依赖逐渐增大，储能技术作为电力系统灵活性提升的关键技术，展现了卓越的应用潜力。储能系统具有高精度的功率调节能力和快速的响应特性，能够在电力需求和供给不匹配时快速调节功率，平衡电力供需。储能系统不仅能够有效补偿光伏发电的波动性，还能够在电网出现频率或电压问题时提供额外的支撑，增强电网的稳定性和适应能力[8]。

然而，不可忽视的是，光伏发电系统所具有的固有特性——功率的波动性，给电力系统的稳定运行带来了严峻的考验。特别是在大规模光伏发电并网的情况下，这种功率波动不仅会直接对电力系统运行的稳定性和可靠性构成威胁，而且往往伴随着“弃光”现象的频繁发生。故而，采取有效措施降低光伏发电输

出功率的波动幅度,对于保障电网运行的安全性以及提升其经济性而言,具有不可估量的重要意义[9]-[11]。

针对这一现状,国内外众多专家学者纷纷聚焦于光储联合发电系统的控制策略研究领域,并开展了广泛而深入地探索工作。从现有的研究成果来看,不同的研究方向和方法层出不穷。例如,文献[12]探讨了一种具有良好扩展性与光伏系统独立的虚拟同步机系统,旨在平滑光伏发电功率输出,减少光伏功率波动对电网电压和频率的负面影响,同时在保障系统稳定性的前提下,最大化光伏并网的经济性。文献[13]提出了一种基于光储独立并网的虚拟同步机控制策略,采用最大功率点跟踪控制,并通过精确调节储能系统的功率输出,消除了光伏输出与功率指令之间的偏差,从而实现了对系统功率的优化调控。文献[14]则通过斜率控制方法并结合电池荷电状态的反馈调节机制,成功抑制了风光发电功率波动,增强了系统的稳定性。文献[15]则创新性地结合了超短期预测技术,对储能系统的充放电功率进行了精细化优化,进一步提升了系统的调控能力。

尽管上述各类研究成果在一定程度上推动了光储联合发电系统控制技术的发展,但深入分析后不难发现,这些控制方法在设计过程中并未全面综合地考虑弃光因素以及储能系统的输出功率限制条件。当实际运行过程中出现储能系统输出功率无法满足 VSG 功率跟踪需求的情况时,储能系统极有可能因过载而被迫退出运行,这将直接导致 VSG 控制模式的失效,进而严重影响整个光储联合发电系统的稳定运行和性能表现。

鉴于此,本文提出了一种创新的光储独立并网虚拟同步机控制策略,特别考虑弃光问题。在对现有控制方法进行深入分析后,基于科学合理的弃光策略,结合最大功率点跟踪技术,有效提高太阳能的利用效率,最大限度地减少光储联合电站中的弃光电量,从而实现能源的优化利用。在有功功率控制环节,考虑了储能系统的充放电功率限制,采用功率限幅控制技术精确调整功率指令,以保持虚拟同步机的有功功率与频率的平衡,从而确保系统的稳定运行。并避免储能系统过充或过放的风险,从而延长系统寿命并提升其可靠性。最后,基于 MATLAB/SIMULINK 平台,构建光储独立并网模型,通过仿真与实验验证,验证了所提理论的有效性与可行性,为光储联合发电系统的优化控制提供了可行的解决方案。

2. VSG 并网电路拓扑和控制结构

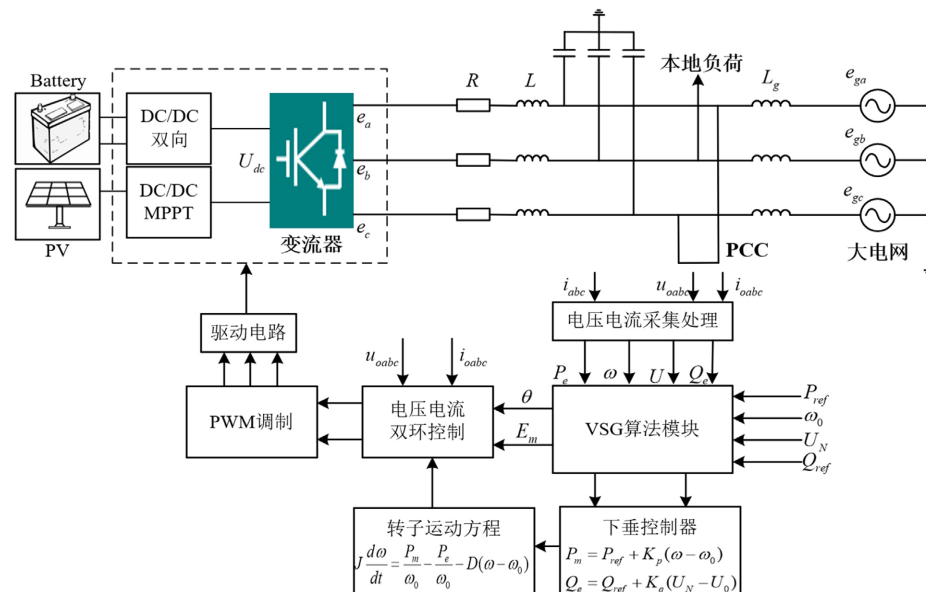


Figure 1. Topology of optical storage microgrid

图 1. 光储微电网的拓扑结构

微电网作为现代电力系统中的重要组成部分，一般涵盖分布式电源、电力电子逆变器以及储能电池等关键组件。在运行模式上，微电网具有显著的灵活性，既能够以孤岛模式独立运行，实现自我供电与电能分配，也能够借助公共耦合点与大电网进行连接，实现电力的交互与互补[16]。

如图1所示的微电网拓扑结构，其主要由光伏电池阵列、储能系统、DC/DC变流器、并网逆变器以及负荷共同组成。此拓扑结构清晰地呈现了各组件在微电网中的位置与连接关系，为深入研究微电网的运行机制提供了直观的参考。在微电网的控制策略中，VSG技术发挥着关键作用。VSG通过模拟同步机的运行特性，对三相逆变器实施精准控制，使得三相逆变器的外特性与同步机等效。这种等效特性能够为微电网提供不可或缺的惯性支撑和功率调节能力，从而有效提升微电网运行的稳定性与可靠性。值得注意的是，VSG的控制性能高度依赖于对同步机的模拟程度，模拟越精确，其为微电网提供的支撑效果越显著[17]。

三相逆变器采用VSG控制，根据VSG的有功-频率下垂特性得到如式(1)所示：

$$P_m - P_{ref} = K_\omega (\omega_{ref} - \omega_g) \quad (1)$$

式中， P_m 为系统输入机械功率； K_ω 为有功频率的下垂系数； ω_{ref} 为参考角频率； ω_g 为电网的角频率，模拟下垂特性，可通过测量转速偏差控制VSG输出功率。同时引入同步机的惯性环节，使系统具有惯量和阻尼特性，具备一定的抗干扰能力。其表达式如式(2)所示：

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_{ref}}{\omega_g} - \frac{P_e}{\omega_g} - D(\omega - \omega_g) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_g \end{cases} \quad (2)$$

式中， P_e 、 P_{ref} 、 Q_{ref} 分别表示VSG的输出功率、参考有功功率和参考无功功率； J 、 D 分别为VSG的虚拟惯性时间常数、虚拟阻尼系数； ω 为VSG的实际角频率。

3. 光伏电站功率波动特性及弃光分析

3.1. 光伏电站发电功率曲线

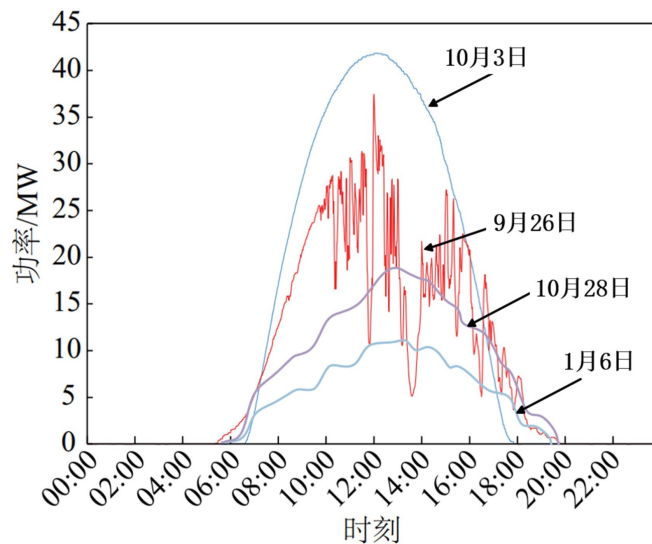


Figure 2. Photovoltaic power curve
图2. 光伏发电功率曲线

本文分析了来自中国某示范工程的一座 40MW 光伏电站的运行数据。该数据涵盖了四种不同天气条件下的 24 小时光伏发电功率曲线，分别为 2022 年 10 月 3 日的晴天、9 月 26 日的多云天气、10 月 28 日的阴天和 2023 年 1 月 6 日的雨雪天气，相关曲线如图 2 所示。根据图 4 的分析，得出以下结论：

(1) 在晴天条件下，光伏发电功率变化平稳；(2) 多云天气时，光伏功率出现显著波动；(3) 阴天及雨雪天气下，光伏发电功率波动较小且幅度较低；(4) 这些数据清楚地展示了天气状况对光伏输出功率的显著影响。天气越差，光伏输出功率波动性越强。这种波动性可能对电力系统的稳定性和运营产生挑战，因此需要采取相应的措施来平稳处理这些波动，比如结合储能系统或采用其他技术来减缓波动。

可见，光伏发电系统的性能受到天气状况的显著影响，理解和管理这些波动对于确保系统的稳定运行至关重要，特别是在天气条件较差的情况下。

3.2. 考虑弃光的平抑策略

3.2.1. 基本平抑策略

为减少光伏发电功率因外部环境因素所引发的波动性，基本平抑策略的核心目标是保持系统功率输出的稳定性。具体实施路径如下：

(1) 功率波动上限控制：当光伏发电功率超过设定的波动上限时，储能系统启动充电模式，吸收多余电能，从而确保系统联合输出功率维持在允许的波动范围内，保证系统稳定运行。

(2) 功率波动下限控制：当光伏发电功率低于设定的波动下限时，储能系统通过放电提供额外功率，协同光伏系统维持联合输出功率在下限范围内，防止功率急剧下降，确保系统平稳运行。

(3) 波动率范围内的稳定运行：在光伏发电功率处于预定波动率区间时，储能系统的输出功率将设为零，避免不必要的调节干扰，帮助系统稳定运行在设定波动率范围内。

(4) 储能系统运行约束：考虑到储能系统的充放电约束，当储能系统无法提供足够的功率以满足需求时，系统将自动将输出功率归零，确保系统运行在储能设备的安全操作范围内，防止因超出储能能力而导致的故障或不稳定。

在某些情况下，储能系统可能无法完全消纳过剩的光伏电力，导致光伏发电部分被弃光。针对这一问题，本文在 3.2.2 节中提出了具体的弃光策略。这些策略旨在通过动态调整储能系统的运行状态，确保光伏发电系统能够在限定的波动范围内稳定输出，避免因功率波动对系统造成不利影响

3.2.2. 弃光规则

在当前的电力行业标准体系下，依据现行的国家标准[18][19]，当光伏电站处于并网运行状态时，对于光伏发电功率的稳定性有着明确的要求。具体而言，当光伏发电功率无法满足既定的波动率要求，并且超出了波动率上限时，为维持电网的稳定运行以及电能质量，允许通过对光伏并网逆变器进行合理的调整操作，将超出波动率上限的那部分功率界定为弃光功率。这种措施的实施主要是为了有效应对在实际运行过程中，由于太阳能辐照度出现下降趋势，从而导致光伏发电功率的有功功率变化幅度超过规定限值的情况，通过合理弃光，避免不稳定的功率注入电网，进而保障电网的安全稳定运行以及电能质量符合标准要求。

在当前的光储联合电站设计与优化中，功率波动控制和储能系统的高效运行至关重要。本文提出的两项弃光规则为光伏发电和储能系统的协同调节提供了系统性的解决方案。在规则 1 中，通过精确监控光伏发电功率与波动率的关系，动态调整储能系统的充放电策略，并结合逆变器的调整，实现了在高波动率情况下的功率平稳输出。与此同时，规则 2 通过有效的功率调节手段，保证了光伏发电在低功率输出情况下依然能够实现最大化输出，同时储能系统的适时放电有效缓解了系统波动，从而提升了光储联

合电站对电网的适应能力。该方案的创新性体现在其对储能系统与光伏系统协同运行的精细化管理，并通过对弃光电量的定义和管理，有效避免了资源的浪费，同时保证了电网的稳定性。这些规则为今后光储联合系统的设计和优化提供了有益的参考和实践指导。

3.3. 储能系统充放电功率限制下的控制方法

在储能系统中，蓄电池的荷电状态(State of Charge, SOC)与端电压的关系如图 3 所示。具体而言，SOC 与端电压的变化规律可分为三个主要区域：

(1) SOC 处在 0%至 20%区：在这一范围内，蓄电池的端电压随 SOC 的变化呈现较快的指数型增长。此时，蓄电池处于低电量状态，系统只允许进行充电操作，不能进行放电，以防止电池过度放电并保证系统的安全运行。

(2) SOC 处在 20%至 80%区：当 SOC 位于 20%至 80%之间时，端电压的变化相对较为平稳，进入了充放电的稳定区。在这个区域内，SOC 的增加会导致可用充电功率逐渐下降，因为电池接近中等电量区时，充电效率会降低。而 SOC 的减少则会导致可用放电功率增加。此区域支持双向充放电，即既可以充电也可以放电，能够有效调节电池的电量。

(3) SOC 处在 80%至 100%区：当 SOC 超过 80%时，蓄电池的端电压随 SOC 的增加呈现较快的指数上升，这个区间主要用于单向放电。在这一阶段，充电操作必须严格控制，避免过充导致电池损伤或效率降低。因此，此区间内的充电功率需要特别注意控制，以确保电池在安全电压范围内运行。

通过合理调节充放电操作，可以有效延长蓄电池的使用寿命，提升储能系统的整体效率和安全性。
[20]。为了保护蓄电池免受过充和过放的损害，需要在虚拟同步机负荷功率发生突变时，精确控制蓄电池的充放电功率。考虑到蓄电池具有双向能量交换特性，在相同的电池荷电状态下，针对不同方向的负荷波动，其充放电功率的限值会有所差异。

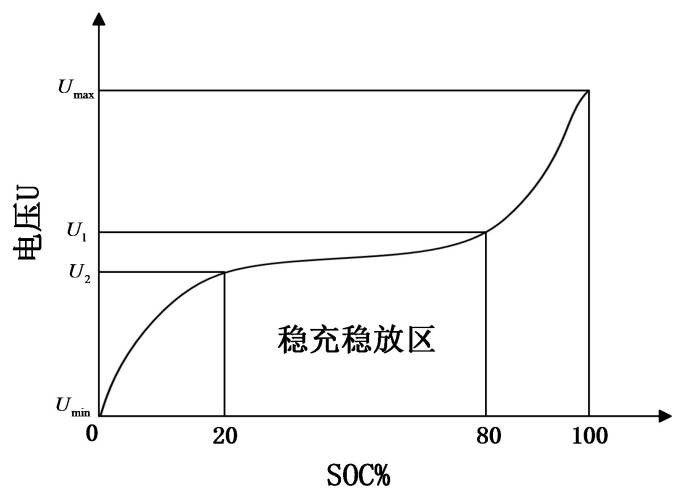


Figure 3. Relationship between energy storage SOC and terminal voltage
图 3. 储能 SOC 与端电压的关系

根据 VSG 的有功 - 频率控制方程，系统稳定时积分器输入应为零，则稳态下 VSG 输出的功率为：

$$P_e = P_c + D(\omega - \omega_g) \tag{3}$$

同样， P_e 在稳态下是指令值 P_{ref} 相等的，由上层能量管理系统的有功功率指令和一次调频功率构成，即：

$$P_{ref} = P_e \quad (4)$$

根据功率守恒原理，忽略逆变器的相关损耗，稳态下储能系统的持续输出功率可计算得到为：

$$P_{bat} = P_{ref} - P_{PV} \quad (5)$$

式中， P_{bat} 表示储能系统的有功功率输出。若输出功率为正值，则表明储能系统处于放电状态；若输出功率为负值，则表示储能系统处于充电状态。同时， P_{PV} 表示光伏系统的有功功率输出。

考虑到储能系统充放电功率的限制，若充放电功率超过电池的额定充放电功率范围，即：

$$P_{bat} > P_{max} \text{ or } P_{bat} < -P_{min} \quad (6)$$

式中： P_{max} 为电池的额定放电功率，且取正值； P_{min} 为电池的额定充电功率，同样取正值。

为了保证储能系统的充放电功率始终处于电池的额定功率范围内，本文在储能控制模块中设计并引入了功率限制机制。该机制通过调节 VSG 有功环路中的机械转矩来限制功率输出(具体实现可参见图 4)。功率限制控制策略基于两个 PI 调节器，分别用于调节功率的上下限，确保系统始终运行在安全的功率范围内。具体而言，当输入信号超过上限 $P_{bat} - P_{max} > 0$ 时，上 PI 调节器进行调节；当输入信号低于下限 $P_{bat} + P_{min} < 0$ 时，下 PI 调节器进行调节。

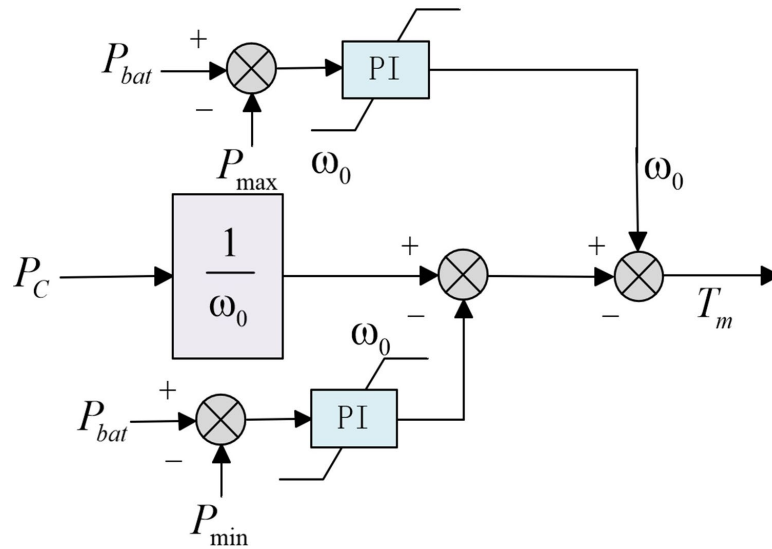


Figure 4. Power limit control
图 4. 功率限幅控制

根据上述功率限幅控制方法，当储能系统处于正常工作区间时，本文对储能系统的输出功率整体控制策略进行了优化，改进后的控制流程如图 5 所示。具体的控制流程如下：

(1) 当储能充放电功率均未达到上限时， $P_{max} > P_{bat} > 0$ ， $0 > P_{bat} > -P_{min}$ ，上下两个 PI 调节器的输出为零时，功率限幅控制不再发挥作用，储能系统将按正常模式进行充放电操作。

(2) 当储能系统的放电功率达到上限时，系统通过上 PI 调节器实施功率限幅控制，调整功率跟踪指令，可以保持虚拟同步机中有功功率与频率的平衡。该调节确保储能系统的放电功率不会超过额定值，并在稳态时，最大放电功率与额定放电功率一致。类似地，当储能系统的充电功率达到上限时，下 PI 调节器通过功率限幅控制增加功率指令，确保充电功率不超过额定值，并在稳态时，最大充电功率与额定充电功率相符。

(3) 当储能系统的 SOC 低于 20% 时，若系统仍在放电，则可能导致过放电风险。为防止继续放电导

致过放问题，通常会采用保护措施，如自动停止放电或切换至其他操作模式。此时，功率限幅控制作用下，功率跟踪指令值将被降低，使得储能系统停止放电，仅进行充电操作，从而避免过放电风险。当储能系统处于充电状态时，功率限幅控制将不会起作用，系统将根据充电需求继续工作。

(4) 当储能系统的 SOC 高于 80%时，若仍继续充电，可能导致过充电风险。为防止过充电现象的发生，可采取措施通过功率限幅控制增大功率跟踪指令值，从而使系统停止充电，仅进行放电操作，避免过充电风险。如果储能系统已经处于放电状态，则功率限幅控制不再起作用，系统将按照放电指令操作。

通过上述功率限幅控制策略，储能系统的功率输出得以有效限制在 $(-P_{\min}, P_{\max})$ 安全范围内，确保系统运行稳定，并避免出现过充、过放等潜在风险。

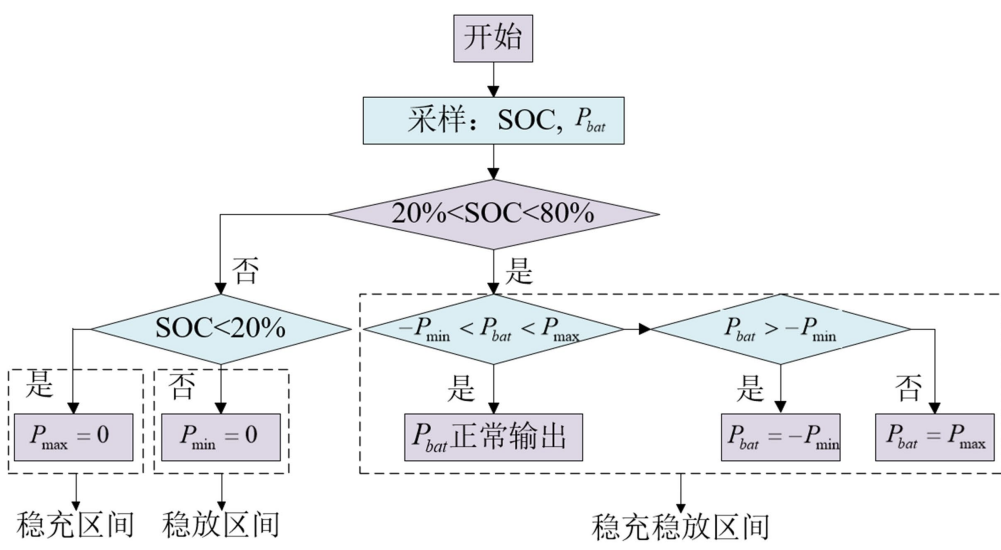


Figure 5. Improved control processes
图 5. 改进的控制流程图

4. 仿真分析与实验验证

为了验证本文所提出的联合发电控制策略的有效性，本研究基于 Simulink 仿真平台构建了光伏-储能系统的并网仿真模型(如图 1 所示)。该模型能够精确模拟光伏发电与储能系统在不同控制策略下的联合工作行为，以便全面评估所提出策略的性能与应用效果。为确保仿真结果的可信度和代表性，所采用的控制参数及其配置均在表 1 中进行了详细列示。

在本研究的算例分析中，光照强度和温度的变化条件由图 6 所示，光照强度从初始值 500 lx 起，随着时间变化发生阶跃变化，模拟了光照条件在实际环境中可能出现的瞬时变化情形。这种阶跃变化反映了现实中光伏系统面临的动态变化情况；温度被设定为恒定值 25℃，旨在排除温度变化对系统性能的干扰，从而将研究重点集中于光照强度变化对光伏-储能系统运行的影响。有助于简化仿真并获得更为直观的控制策略分析结果。

Table 1. System parameters
表 1. 系统参数

参数名称	参数值
储能电池额定电压/V	200

续表

储能电池额定电流/A	190
ω_0 /(rad/s)	314.15
J	0.05
D	300
PI 调节器	$K_p = 0.004 \quad K_i = 0.4$
储能初始荷电状态	35%
滤波电感	2 mH
电网电压额定值	380 V

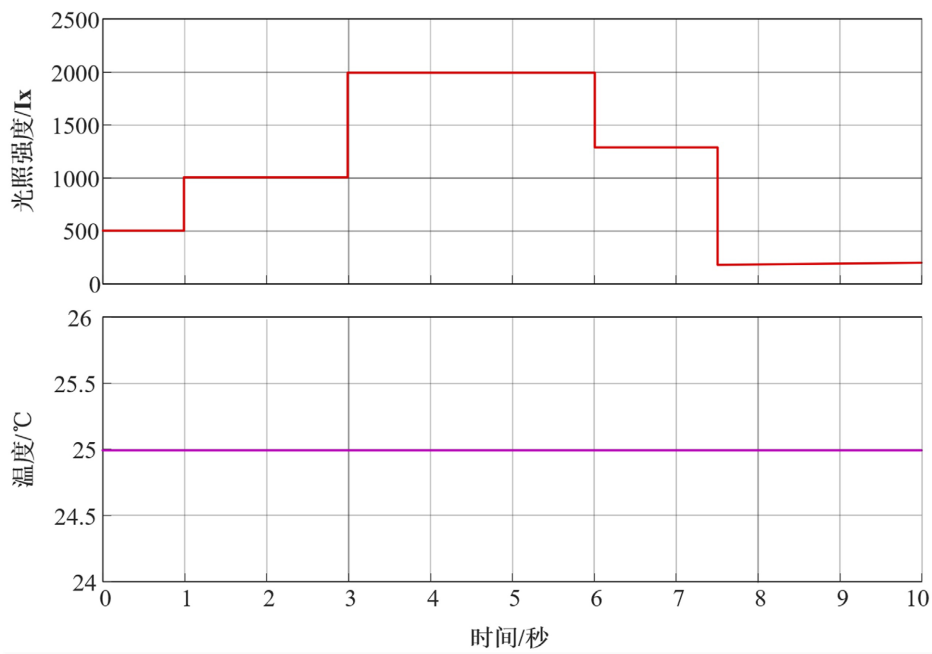


Figure 6. Regulation of light intensity and temperature
图 6. 光照强度和温度调节

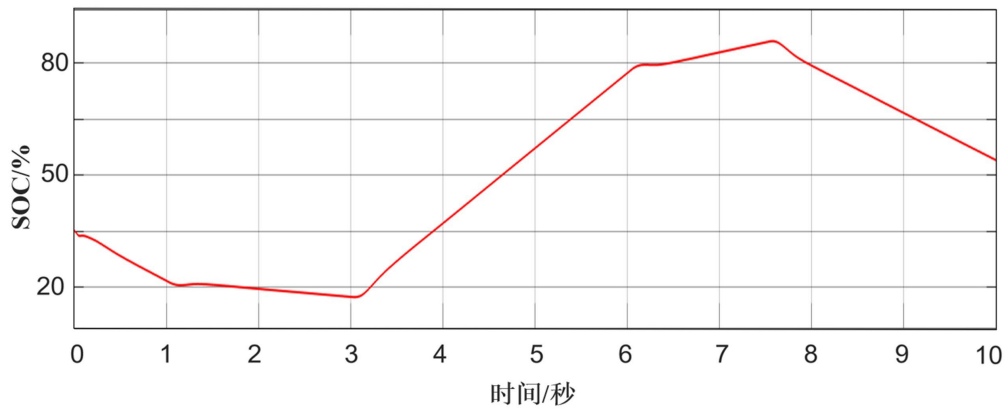


Figure 7. SOC for energy storage systems
图 7. 储能系统的 SOC

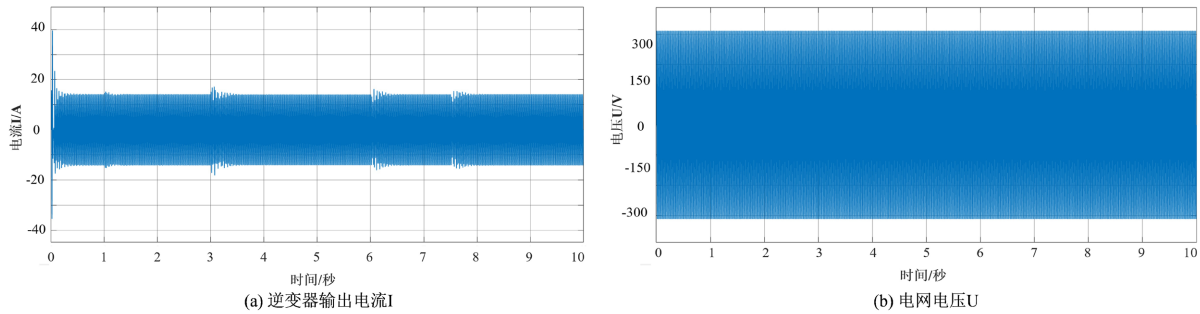


Figure 8. Characteristics of independent grid-connected operation of photovoltaic storage (a) (b)
图 8. 光储独立并网运行特性(a) (b)

图 9 展示了储能系统在不同 SOC 条件下的仿真结果，详细描述了储能系统在不同运行状态下的功率调节机制及其对系统性能的影响。在该仿真中，电网频率设定为 50 Hz，储能系统的初始 SOC 为 35% (如图 7 所示)。仿真开始时，储能系统处于放电状态，且光照强度在 0 至 6 秒之间经历了一次阶跃性上升。然而，由于初期光照强度较弱，储能系统的 SOC 随时间逐渐下降，并在仿真进行约 1 秒后，SOC 降至 20% 以下，进入了储能系统的稳充区间。此时，储能系统停止提供放电功率，自动将放电功率限制为零，从而避免了因 SOC 过低而导致的过放风险。这一控制策略保证了系统在低 SOC 状态下的安全性，避免了电池因过度放电而造成的损坏。

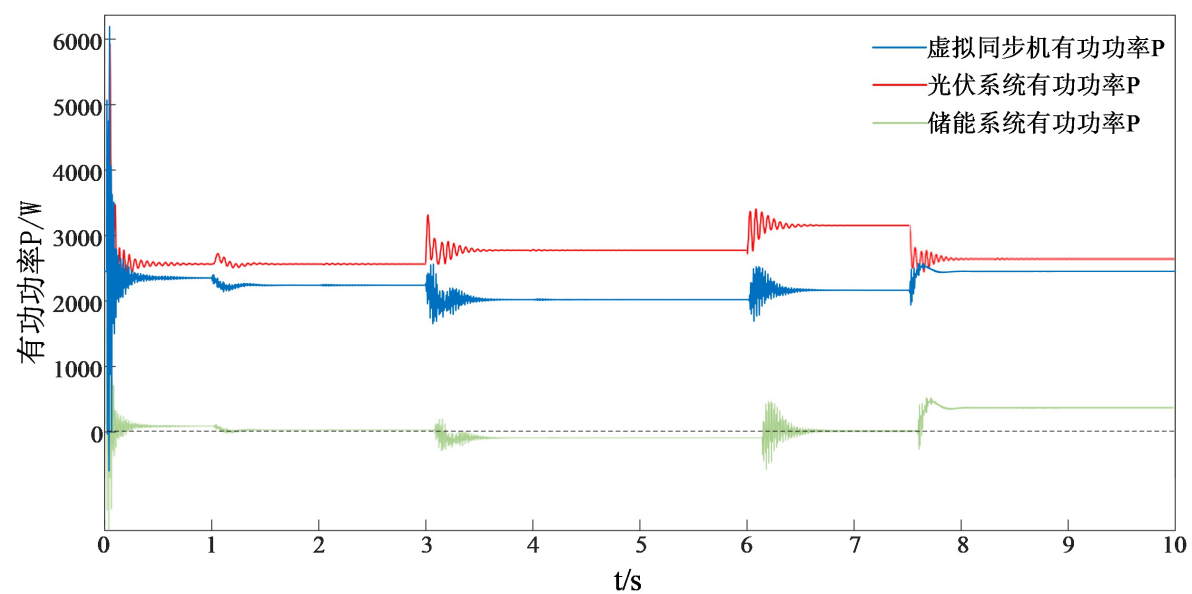


Figure 9. Simulation results for different SOC cases
图 9. 不同 SOC 情况下的仿真结果

随着仿真时间推进至 3.2 秒，虚拟同步机指令值 P_{ref} 与光伏出力 P_{PV} 之间的差值超过了储能系统设定的放电功率上限，功率限制控制机制开始发挥作用。该机制通过调节 VSG 指令值，减少了系统的放电功率，以确保储能系统的充放电操作不会超出设定的安全范围。此时，储能系统进入充电模式，并以额定充电功率开始充电，以保证电池在规定的功率范围内运行。

在仿真时间到达 6.1 秒时，储能系统的 SOC 已回升至 80% 以上，系统进入了高 SOC 区间。此时，为了避免因充电过度而造成的电池损坏，储能系统开始自动停止接收充电功率，充电功率输出为零。

最后,在仿真进行到 7.6 秒时,光照强度下降至 0,系统内光伏出力不足,导致虚拟同步机指令值 P_{ref} 与光伏出力 P_{pv} 之间的差距小于储能系统的充电功率上限。在这一点上,功率限制控制机制再次发挥作用,调整 VSG 功率指令并增加储能系统的充电功率,使系统重新进入以额定充电功率放电的状态。通过这一过程,储能系统能够根据光照变化和 SOC 状态动态调整充放电功率,确保系统在不同工作条件下始终保持稳定和安全的运行。在光储独立并网系统的运行过程中,当储能系统的功率输出需求超出其额定充放电功率范围,或系统的荷电状态出现过充或过放的异常情况时,采用一种考虑 SOC 差异的光储独立并网虚拟同步机控制方法变得尤为关键。通过仿真结果(如图 8 和图 9 所示),可以验证该控制策略的创新性,且其能够有效应对储能系统在高负荷或极限状态下的挑战,提升光伏和储能系统的协调性与稳定性,从而提高整体能效和系统的可靠性。

此外,本文将频率偏移 f_{dev} 作为调频效果的评价指标,以进一步验证所提方法在随机功率波动情况下的调频效果。在光照强度和随机负载随机变化的模拟情况下,两种调频控制策略的频率差如图 10 所示, f_{dev} 的计算公式如下。

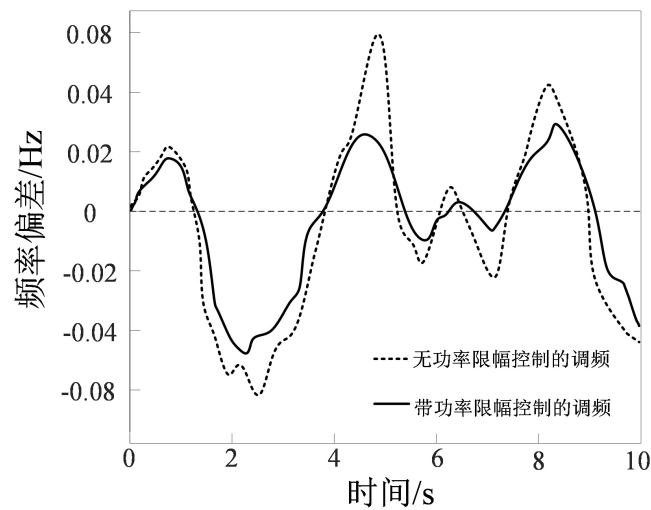


Figure 10. Simulation results for different SOC cases
图 10. 不同 SOC 情况下的仿真结果

$$f_{dev} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - f_n)^2} \quad (7)$$

式中, f_i 为采样点频率, f_i 取 50 Hz; n 为采样点总数。 f_{dev} 的值越小,调频效果越好。计算得出的调频评价指标如表 2 所示。结果表明,功率限幅控制有助于改善调频效果。

Table 2. FM assessment indicators

表 2. 调频评估指标

控制策略	f_{dev} /Hz
无功率限幅控制的调频	0.0663
带功率限幅控制的调频	0.0482

具体而言,本文创新性提出的虚拟同步机控制方法通过精准的功率控制,确保在储能系统面临超载或电池状态异常的情况下,能够及时限制储能系统的功率输出,从而避免过充、过放和过载等安全隐患,

并在银锭程度是改善了调频效果。这一控制手段不仅能有效限制储能系统的功率输出，还能防止系统因异常充放电造成的安全风险，确保光储独立并网虚拟同步机系统能够维持稳定、正常的运行状态。

5. 结论

本文依据国家标准明确了弃光规则，并在充分考虑储能系统荷电状态的基础上，引入功率限幅控制手段，提出了一种将弃光因素纳入考量的光储独立并网虚拟同步机控制策略。通过研究和分析，得出以下主要结论：

(1) 通过制定合理的弃光策略，确保在不发生弃光的情况下，光储联合发电系统能够有效减少弃光电量，从而提高光伏组件的能源利用效率和联合电站的整体效益。(2) 通过采用功率限幅控制策略，储能系统的充放电功率被有效地限制在其额定范围 $(-P_{\min}, P_{\max})$ 内，从而避免储能系统出现过充或过放的风险，改善系统调频效果提升光储系统的整体可靠性和长期稳定性。但本文还存在一些不足之处，接下来将会对弃光平抑功率策略进行优化，构建更加完善的储能系统充放电功率区间，进一步降低整个光储联合电站的弃光电量。

参考文献

- [1] 郭苏, 何意, 阿依努尔·库尔班, 等. 基于多储能技术经济性比较的可再生能源发电系统多目标容量优化[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 424-431.
- [2] 李德鑫, 王佳蕊, 张家郡. 基于光伏波动性的储能出力特性分析[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(2): 99-107.
- [3] 高海涛, 明智源, 赵丹. 储热技术研究展望[J]. 能源与环保, 2024, 46(8): 134-139.
- [4] 仲崇旻, 董大强. 光伏并网发电系统中的储能技术分析[J]. 集成电路应用, 2024, 41(9): 266-267.
- [5] 张陆峰. 基于虚拟同步机的孤岛微电网逆变器模型预测控制策略[J]. 电气应用, 2024, 43(9): 97-105.
- [6] 胡菊涛, 张红娟, 高妍. 电动汽车混合储能系统能效优化策略设计[J]. 电力电子技术, 2024, 58(11): 81-84.
- [7] 陈文倩. 基于虚拟同步机的光储并网发电控制技术研究[D]: [硕士学位论文]. 郑州: 郑州大学, 2019.
- [8] 桑丙玉, 王德顺, 杨波, 等. 基于经济性的互联网数据中心光-储协同优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 131-138.
- [9] 任勇, 曾鸣. 独立光储直流微网的稳定运行控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(22): 75-86.
- [10] 张兴, 战祥对, 吴孟泽, 等. 高渗透率新能源发电并网变流器跟网/构网混合模式控制综述[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 1-15.
- [11] 姚亚军. 太阳能光伏发电技术的应用研究[J]. 科技创新与应用, 2022, 12(36): 181-184.
- [12] 陈杰, 程静, 王维庆, 等. 应用多参数协同自适应方法的虚拟同步机控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(23): 74-85.
- [13] 田铭兴, 路涛涛, 贾志博等. 基于虚拟同步机控制的光/储/燃料电池微电网能量管理[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(5): 89-95.
- [14] 程珊珊, 王海鑫, 杨子豪, 等. 虚拟同步机对系统低频振荡的影响及抑制方法综述[J]. 太阳能学报, 2023, 44(8): 119-129.
- [15] 杨博, 刘炳强, 蒋晓涵, 等. 大规模风电场并网暂态保护技术综述[J]. 热力发电, 2023, 52(3): 13-25.
- [16] 刘冰, 张静, 李岱昕, 等. 储能在发电侧调峰调频服务中的应用现状和前景分析[J]. 储能科学与技术, 2016, 5(6): 909-914.
- [17] 南斌, 董树锋, 唐坤杰, 等. 考虑需求响应和源荷不确定性的光储微电网储能优化配置[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1340-1352.
- [18] 麦倩屏, 陈鸣. 基于自抗扰控制技术的光储微电网无功支撑策略[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2132-2138.
- [19] 王雨祺, 赵兴勇, 赖建中, 等. 基于自抗扰控制的光伏微电网储能控制策略[J]. 电气工程学报, 2024, 19(3): 423-431.
- [20] 张文煜, 李明, 任巍曦, 等. 基于光储控制的微电网改进预同步控制及离并网切换策略研究[J]. 电子测量技术, 2022, 45(16): 8-14.