

就地无常规电源支撑下考虑新能源基地频率稳定的 储能优化配置方法

赵冬梅¹, 徐辰宇^{1*}, 杜泽航¹, 陶然², 裴建楠¹, 宋晨铭¹, 刘崇茹¹

(1. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京市 昌平区 102206;

2. 国网天津市电力公司, 天津市 河北区 300010)

Optimization Configuration Method for Energy Storage Considering Frequency Stability of New Energy Bases Without Conventional Power Supply Support on Site

ZHAO Dongmei¹, XU Chenyu^{1*}, DU Zehang¹, TAO Ran², PEI Jiannan¹, SONG Chenming¹, LIU Chongru¹

(1. School of Electric and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China; 2. State Grid Tianjin Electric Power Company, Hebei District, Tianjin 300010, China)

ABSTRACT: The primary model for promoting large-scale development of new energy is the construction of wind-solar-storage bases in deserts, Gobi regions, and desertified areas. However, in the scenario where there is no conventional power supply on site, the coordination ability between new energy power generation and DC is insufficient, and the frequency of the base is instable. In a new energy base dominated by control, this paper constructs reasonable virtual inertia based on the operating characteristics of wind-solar-storage, further explores the influence of grid-following control (GFL) and grid-forming control (GFM) on the frequency response, and establishes a frequency response model for various control strategies. Energy storage power plants have great advantages in fast frequency response and flexibility to adjust new energy fluctuations. In the energy storage planning model, an energy storage optimization configuration method considering DC operation mode is proposed, and frequency stability safety constraints are embedded in typical operating scenarios. This article validates the rationality and effectiveness of the proposed model based on the planning guidelines for new energy bases in Northwest China, and further analyzes the impact of frequency indicators, DC operation mode, GFM and GFL control strategies for each station on energy storage configuration; the proposed energy storage planning method not only achieves economical allocation, but also ensures the stability of the frequency of the base, providing a new idea for

energy storage configuration in the scenario where there is no conventional power supply support on site.

KEY WORDS: no regular power support on site; large-scale direct current delivery; new energy bases frequency stability; virtual inertia; energy storage planning

摘要: 沙漠、戈壁、荒漠地区风-光-储基地建设是推动新能源规模化开发的主要模式。然而,就地无常规电源支撑场景下,新能源发电与直流协调能力不足,基地频率稳定等问题突出。该文在以控制为主导的新能源基地,依据风-光-储运行特性,构建合理的虚拟惯量,并进一步探究跟网型控制、构网型控制策略对频率响应的影响,建立含多种控制策略的频率响应模型。储能电站在快速频率响应及灵活性调节新能源波动方面有巨大的优势。在储能规划模型中,提出考虑直流运行方式的储能优化配置方法,并在典型运行场景下嵌入频率安全稳定约束。基于西北地区新能源基地规划指南设置算例,验证所提模型的合理性与有效性。并进一步分析频率指标,直流运行方式,构网型、跟网型场站对储能配置的影响;所提储能规划方法在实现经济性配置的同时,能够保证基地频率的稳定性,为就地无常规电源支撑场景下储能配置提供了新思路。

关键词: 就地无常规电源支撑; 大规模直流外送; 新能源基地频率稳定; 虚拟惯量; 储能规划

0 引言

为落实“双碳”战略,我国正逐步加快沙漠、戈壁、荒漠地区的风光资源开发及基地建设。大型风光基地经常规直流送出是新能源规模化开发的主要模式^[1]。由于沙漠、戈壁地理位置偏远,

基金项目: 国家重点研发计划项目(2022YFB2402700); 国家电网公司科技项目(52272222001J)。

National Key R&D Program of China (2022YFB2402700); Science and Technology Project of State Grid Corporation (52272222001J).

该地区的新能源基地往往就地无火电等常规电源支撑。“就地无常规电源支撑”是指在大规模新能源基地内部及附近区域没有常规电源支撑,基地仅通过长联络线与西部电网弱连的场景。如西北某沙漠地区,新能源基地风光电站通过特高压直流外送,简化示意图如图1所示。

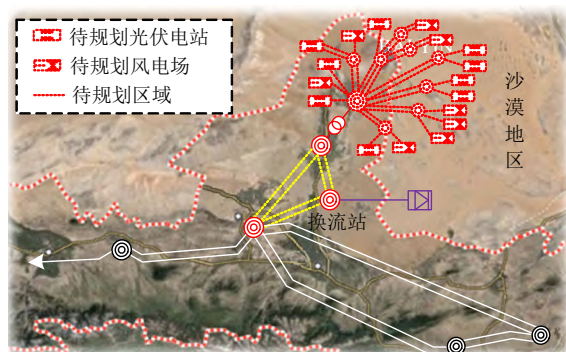


图1 西北某沙漠地区大规模新能源基地直流外送场景

Fig. 1 DC transmission scenario of large-scale new energy base in a desert area of northwest China

在就地无支撑运行场景下,新能源基地安全稳定运行受到极大的挑战。主要表现在基地频率稳定问题突出,新能源发电与直流送出难度加大。传统风-光-火打捆运行场景下,常规电源能够为系统提供同步惯量。由于沙漠新能源基地与西部电网电气连接关系很弱,区域间惯量无法共享,西部电网难以对基地内部的频率稳定起到支撑作用。原有通过优化机组组合提高系统的惯量水平,发挥机组一次调频能力以保证系统频率稳定的方法不再适应就地无常规电源支撑的运行场景^[2]。此外,稳态送出条件下存在新能源发电与直流通道协调能力不足的情况,缺乏同步电源功率支撑加剧了这一问题的难度。

新型电化学储能具有双向调节速度快、短时充放电能力强、可控性好的特点,可为新能源基地提供快速频率调节和惯量支撑^[3],同时能够弥补风光波动导致直流送出能力不足的问题。受储能建设成本制约,新能源基地储能规划在考虑经济性的同时,需要保证资源配置能够支撑起基地频率稳定。兼具频率安全稳定性与经济性的新能源基地储能规划方案具有举足轻重的作用。

在频率稳定性层面,从源侧挖掘新能源系统的频率主动支撑能力。风-光-储通过电力电子设备并网,本身不具备惯性或具备弱惯性,在应对极端天气导致的风光出力剧烈波动时,抵抗力大幅降低。新能源电源通过附加控制能够为系统频率提供支撑能力^[4]。文献[5]梳理了现有控制技术,并对各类

控制方式和相关应用进行分析。以虚拟同步机(virtual synchronous generators, VSG)为代表的控制技术愈发成熟,并在工程实践中得以应用。从构网型控制与跟网型控制的视角看,VSG控制技术可分为电流源型VSG、电压源型VSG。文献[6]分析了这两种控制方式下新能源惯量响应特性,并探讨了新能源虚拟惯量对系统频率的影响。文献[7-8]分析了惯性时间常数、一次调频系数两个核心参数对降低最大频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF),提高频率最低点的作用。然而,新能源场站参数设置不合理,实际中难以发挥控制的作用,甚至造成新能源脱网。现有规划研究在考虑新能源的频率支撑能力时,通常简单地设置为一个常数,鲜有人在规划中考虑控制参数的合理性。

在经济性层面,考虑储能规划与直流运行方式的协调。无支撑场景加剧了电力电量平衡的难度,不改善直流的运行方式,会造成储能配置的经济性欠佳。现有直流运行方式不够灵活,传统基于月度电量平衡的直流建模方法不再适用强随机波动的新能源外送场景^[9]。无支撑场景下,为了满足配套新能源基地的功率外送需求,需要提高系统直随源动的能力,灵活调整直流送输出功率^[10]。

在考虑系统频率稳定性的储能优化配置研究中,由于控制环节具有高阶非线性,难以通过频率响应方程解析出频率表达式,现有考虑系统频率稳定性的优化配置研究通常进行简化处理。文献[11]建立了系统频率响应模型(system frequency response, SFR)模型,模型只保留了低阶环节,通过多控制参数聚合等效,解析出频率关于时间变化的数学表达。文献[12-13]则直接忽略控制环节的非线性特征,把储能系统的快速频率响应过程看作是随时间线性变化的,这种简化处理方式能够以二次函数的形式近似获得暂态频率最低点。在此基础上,文献[14-15]采用基于线性变化的爬坡模型,提出储能快速频率响应的配置方法。上述简化处理的方式不能反映跟网型、构网型控制方式在频率响应过程中的作用,现有规划研究也未考虑这两种控制方式响应频率变化的差异性,忽略了控制方式对储能配置的影响。

综上所述,新能源基地储能规划需在以下3方面深入研究:1)就地无常规电源支撑下新能源场站频率支撑能力的刻画,涵盖新能源基地虚拟惯量的构建、构网型场站与跟网型场站对频率支撑能力

的不同; 2) 基于新能源出力特性, 建立新能源基地风-光-储发电与直流运行方式的协调; 3) 考虑基地频率响应特性, 提出计及不同控制方式的储能规划方法。

本文针对无支撑场景下储能的规划需求, 建立了计及直流灵活性运行及频率稳定的基地储能规划模型。首先, 对风电、光伏、储能惯量源的特性进行了分析, 依据实际运行工况及指南要求, 设计了合理的虚拟惯量常数。其次, 构建了融合跟网型及构网型控制策略的基地频率响应模型, 并采用离散化的方法对各控制环节进行线性化处理。最后, 在规划模型中, 考虑了阶梯化的直流运行方式、典型场景下基地的运行约束, 并进一步嵌入频率稳定约束。本文采用稳态配置, 暂态频率校验的方法迭代求解。依据西北地区新能源基地规划指南设置算例, 算例评估了各时段系统惯量需求、频率响应情况, 并分析了直流运行方式、跟网型及构网型控制对储能规划的影响。

1 无常规电源支撑场景下基地运行特性

就地无常规电源支撑场景下, 新能源基地缺乏惯量支撑, 合理构建新能源场站虚拟惯量对维持频率稳定至关重要。本节分析了虚拟惯量的特征, 并对新能源场站虚拟惯量进行建模。

1.1 虚拟惯量

不同于同步发电机惯量是自身的固有属性, 在电力电子装备构建的控制系统中, 风电、光伏及储能设备的惯量响应能力要通过控制模拟实现。虚拟惯量反映了元件所能提供的能量对延缓系统状态变化的强弱能力。

虚拟惯量是灵活可变的, 具有时变特性, 其控制参数与能量来源、控制方式有关。无论是跟网型控制还是构网型控制, 虚拟惯量控制参数可以设定为不同的数值。然而, 该参数的设定不是随意的, 需要考虑调频能量来源的物理约束, 脱离物理约束谈控制是无意义的^[16]。为此, 本文从能量的角度构建新能源虚拟惯量。

1.2 新能源场站惯量建模

1.2.1 风电场虚拟惯量的数学描述

风电场输出功率低于额定功率的 20% 或大于切出风速时, 风电场不参与调频, 其他情况下风电场应具备频率响应的能力。风机叶片本身隐藏着大量的旋转动能, 风机动能提供频率支撑的潜力是巨

大的^[17]。风机捕获的机械功率 P_m 为

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

式中: ρ 为空气密度; R 为叶轮半径; v 为迎风风速; λ 为风机叶尖速比; $C_p(\lambda, \beta)$ 为风能利用系数。实际应用中可用如下经验公式^[18]表示:

$$\begin{cases} C_p = 0.5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-21/\lambda_i} + 0.0068\lambda \\ \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda = \frac{\omega_r R}{v} \end{cases} \quad (2)$$

风电场提供的虚拟惯量与风速密切相关, 具有时变性^[19]。在不同风速条件下风机具备不同的动能, 类比同步机的惯性时间常数的定义, 风机虚拟惯性时间常数^[16]可表示为

$$H_t = \frac{E(t)}{P_N} \quad (3)$$

式中: $E(t)$ 为支撑虚拟惯量响应的存储能量; P_N 为设备的额定容量。

风电场调频能力与控制参数不匹配会导致风机失速。本文从调频有效能量的视角出发, 根据风电场实际调频能力, 构建与风速匹配的虚拟惯量。支撑虚拟惯量的存储能量如式(4)所示, 在不考虑能量损耗的前提下包括两部分, 一是转子动能的释放(参见式(5)), 二是转速变化导致机械能的损失(参见式(7))。

$$E = E_k + \Delta E_p \quad (4)$$

其中, 动能的变化量为

$$E_k = \frac{1}{2} J(\omega_0^2 - \omega_{\min}^2) \quad (5)$$

风机允许转速范围为 0.7~1.2 pu, 依据不同的风速条件, 风机运行状态可划分为低、中、高 3 个区间。低风速区, 风机输出功率小于额定功率的 20%, 不参与调频; 中风速区, 此时风机处于最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)点, 风能利用系数最高, 对应的起始风速和结束风速为 v_{w1} 和 v_{w2} ; 高风速区, 转子转速已达到最大, 捕获机械功率仍成上升趋势, 直至额定功率。对应不同区间, 风机动能变化量为

$$E_k = \begin{cases} \frac{1}{2} J \left[\left(\frac{\lambda_{\text{opt}} v}{R} \right)^2 - \omega_{\min}^2 \right], & v_{w1} < v < v_{w2} \\ \frac{1}{2} J(\omega_{\max}^2 - \omega_{\min}^2), & v_{w2} \leq v < v_n \end{cases} \quad (6)$$

式中: v_{w1} 、 v_{w2} 、 v_n 分别为调频起始风速、最大功率跟踪区域结束风速、额定风速; $\omega_{\max}$ 、 $\omega_{\min}$ 分别为转子转速的最大值、最小值; J 为风机固有惯量; λ_{opt} 为最优叶尖速比。

机械功率变化导致的能量损失为

$$\Delta E_p = \int_0^T [P_m(t) - P_0] dt \quad (7)$$

为简化计算, 设定转速均匀变化, 则叶尖速比随时间的变化可近似表示为

$$\lambda_t = \lambda_0 - \frac{\lambda_0}{T} (1 - \frac{\omega_{\min}}{\omega_0}) t \quad (8)$$

由此, ΔE_p 可由式(9)表示:

$$\Delta E_p = \int_0^T [\frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p(\lambda_t, \beta) - P_0] dt \quad (9)$$

式中: λ_0 为调频时刻叶尖速比; ω_0 为转速; P_0 为机械功率; T 为风机响应频率变化到退出调频的平均参与时间。

本文采用等值模型对风电机组进行聚合^[20], 风电场虚拟惯量表示为

$$H_{w,t} = \sum_{k \in N} H_{k,t} \cdot P_N / P_{Wn} \quad (10)$$

式中: $H_{w,t}$ 为 t 时刻风电场虚拟惯性时间常数; P_{Wn} 为风电场装机容量; N 为风电场站内风电机组数。

综上, 风电场能够依据风机运行特性, 确定合理的惯性时间常数, 保证机组不会因失速脱网。

1.2.2 光伏及储能电站虚拟惯量的数学描述

光伏本身不具备旋转元件, 需要通过降载备用或光-储一体化的运行方式参与频率调节。长期降载模式下, 光伏的运行经济性欠佳^[21]。因此, 光伏本身的惯量支撑能力需要通过储能实现, 可单独看作储能的作用。

根据《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》, 储能惯性时间常数取值为 $4 \sim 12$ s^[22]。实际运行中, 在新能源高发时段, 突发的功率缺额对频率稳定影响更大, 此时储能电站惯性时间常数取值也应更大。本文基于新能源历史出力数据, 采用一次函数对各时段惯性时间常数近似表示, 如式(11)所示。

$$H_{e,t} = \frac{P_{\text{new},t} - P_{\text{new},\min}}{P_{\text{new},\max} - P_{\text{new},\min}} (H_{\max} - H_{\min}) + H_{\min} \quad (11)$$

式中: $P_{\text{new},t}$ 为 t 时段新能源整体出力; $P_{\text{new},\max}$ 、 $P_{\text{new},\min}$ 为新能源历史出力最大值、最小值; $H_{\max}$ 、 $H_{\min}$ 分别为储能电站惯性时间常数最大值、最小值。

2 无常规电源支撑场景下的频率响应模型

本节在上文的基础上, 分析基地频率响应过程, 并建立无常规电源支撑场景下频率响应控制及数学模型, 涵盖构网型、跟网型风电场以及构网储能电站的频率响应过程。

2.1 基地频率响应过程

新能源基地频率与有功平衡有关, 频率的变化情况可由转子运动方程式(12)表征, 图2描述了 t_0 时刻扰动发生之后的惯量响应及一次调频过程。 t_0 至 t_{nadir} 为惯量响应阶段, 初始变化率受系统惯量的影响, 惯量支撑功率由0突增到最大值, 到达频率最低点衰减至0, 惯量支撑时间约为 $1 \sim 3$ s; t_1 至 t_2 为一次调频阶段, 在经历调频死区后一次调频动作, 一次调频功率与频率偏差成正相关, 一次调频时间可持续约 $5 \sim 25$ s。惯量响应阶段与一次调频节点存在时段重合, t_1 至 t_{nadir} 频率响应是两者共同作用的结果。从频率安全角度看, 惯量支撑阶段需要考虑最大频率变化率约束, 一次调频阶段主要考虑频率最低点限制以及准稳态频率偏差约束。

$$2H_{\text{sys},t} \frac{d\Delta f(t)}{dt} = -\Delta P_e(t) + \Delta P_w(t) + \Delta P_{\text{ess}}(t) - D\Delta f(t) \quad (12)$$

式中: $H_{\text{sys},t}$ 为系统惯量常数; $\Delta f(t)$ 为频率偏差; D 为阻尼系数; $\Delta P_e(t)$ 为不平衡功率; $\Delta P_w(t)$ 、 $\Delta P_{\text{ess}}(t)$ 分别为风电场、储能电站的功率增量。

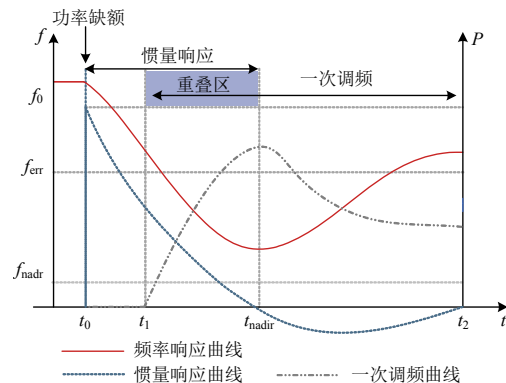


图2 频率响应过程

Fig. 2 Frequency response process

系统总体惯量可由式(13)表示:

$$E_{\text{sys},t} = E_{w,t} + H_{e,t} P_n \quad (13)$$

$$E_{w,t} = \sum_{i=1}^{N_{wi}} H_{wi,t} P_{Wn,i} \quad (14)$$

式中: 系统总体惯量 $E_{\text{sys},t}$ 由构网型风电场和构网型储能电站提供; $E_{w,t}$ 为构网型风电场总体惯量; N_{wi}

为构网型风电场站的个数； $P_{Wn,i}$ 、 P_n 分别为构网型风电场 i 和储能电站的额定功率。

2.2 控制方式对频率的影响分析

现有电网控制类型主要分为跟网型(grid-following, GFL)控制和构网型(grid-forming, GFM)控制，具体控制方式可参考文献[23]。如采用虚拟同步机控制(virtual synchronous generator, VSG)，则可分为电流源型 VSG 和电压源型 VSG。两者在控制方式、频率响应中的特性，定位方面都有明显的区别，如表 1 所示。跟网型与构网型控制与频率变化的关系如图 3 所示。从定位上看，跟网型控制能够改善频率响应曲线，但并不影响初始频率变化率，可视作快速频率响应(fast frequency response, FFR)，构网型控与同步电源有类似的性质，能够无延时响应，可看作虚拟同步惯量[24]。

表 1 构网型与跟网型控制特性比较
Table 1 Performance comparison between GFL and GFM control

控制方式	控制特点	在频率响应中的特性 ^[24]	定位
跟网型控制	通过锁相环实现与电网频率的同步，本质上是电流源	频率变化导致跟网型机组参与响应，频率测量、指令生成等环节导致的固有延时大约有 100 ms，初始频率变化率并未改变	FFR
构网型控制	具有电压、频率主动构网能力，本质上是电压源	扰动发生，输出功率优先变化，进而导致频率变化，可提供无延时的惯量支撑	虚拟同步惯量

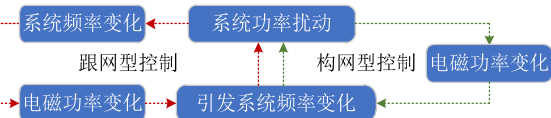


图 3 跟网型/构网型控制策略与频率变化的关系

Fig. 3 Relationship between GFL / GFM control and frequency variation

2.3 频率响应模型

本文涉及 GFL 及 GFM 控制方式，它们在频率响应模型中的表现形式是不同的。为了准确表征不同控制在频率响应模型中的作用，本文参考了相关文献的研究[6,16,23-27]。

GFL 控制通过锁相环被动跟踪并网点频率，实现与电网同步。若考虑附加频率控制指令，可以为系统提供虚拟惯量支撑和一次调频支撑，分别响应频率变化率和频率偏差[25]。在实际应用中存在不可避免的响应滞后性，为了模拟这一情况，通常在模型中引入一阶惯性环节[26]。由于量测到频率变化存在固有延时[6,27]，本文也在频率响应模型中对这一

情况进行了考虑。基于电压源型 VSG 的 GFM 控制则直接在控制算法中模拟了同步机转子运动方程，理论上动态特性与同步机几乎相同[16,25]，可由式(12)描述。构网型场站在调频死区之后，参与一次调频。为了更接近真实情况，本文考虑了调频死区和限幅环节，其中，风机一次调频功率不超过风机备用功率，储能限幅环节主要考虑调频功率小于实际功率出力限值。

综上分析，考虑多种惯量提供方式、跟网型及构网型控制的影响，本节构建就地无支撑场景下新能源基地频率响应模型，如图 4 所示。图 4 中下标 i 、 j 、 e 分别代表构网型场站、跟网型场站与储能电站的索引。为方便表述， $\Delta P_{i,t,n}^{\text{Form},\{*\}}$ 、 $\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},\{*\}}$ 分别代表与 GFM 控制、GFL 控制风电场相关的变量。

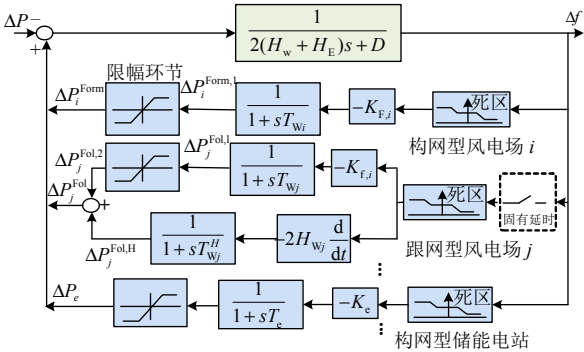


图 4 新能源基地频率响应模型

Fig. 4 Frequency response model of new energy base

由于频率响应模型中存在大量的非线性控制环节，频率解析式表达困难，用简化的方式粗略地求解频率最大偏差，难以表征一阶惯性环节、风机限幅环节以及跟网型场站固有延时的影响，本文采用离散化的方法对频率响应模型进行处理。离散化处理步长 τ ，调频时长 T 。

2.3.1 基地惯量需求

新能源基地惯量需求应满足最大频率变化率考核要求，避免变化率过大触发继电保护动作，导致更严重的故障，即系统最小惯量需求满足：

$$E_{\text{sys},t}^{\min} \geq \frac{|\Delta P_{\text{ini},t}| f_0}{2 \Delta \dot{f}_{\max}} \quad (15)$$

式中： $\Delta P_{\text{ini},t}$ 为 t 时段预想扰动功率； $\Delta \dot{f}_{\max}$ 为系统允许的最大频率变化率。

2.3.2 构网型风电场

通过离散化的方法可以得到一阶惯性环节的差分形式，具体推导如附录 A 所示，考虑调频死区

及一阶惯性环节的一次调频功率调整量为

$$\Delta P_{i,t,n}^{\text{Form},1} = \Delta P_{i,t,n-1}^{\text{Form},1} + \frac{\tau}{\tau + T_{Wn,i}} (-K_{F,i}(\Delta f_{t,n} + \Delta f_{\text{db}}) \frac{P_{Wn,i}}{f_0} - \Delta P_{i,t,n-1}^{\text{Form},1}) \quad (16)$$

一次调频有功备用约束可表示为

$$\Delta P_{i,t,n}^{\text{Form}} = \min(\Delta P_{i,t,n}^{\text{Form},1}, R_{wi,t}) \quad (17)$$

式中: $\Delta P_{i,t,n}^{\text{Form},1} / \Delta P_{i,t,n}^{\text{Form}}$ 分别为构网型风电场 i 在 t 时段扰动后第 n 点对应的一次调频功率和实际调频功率; Δf_{db} 为调频死区; $T_{Wn,i}$ 、 $K_{F,i}$ 分别为构网型风电场 i 基于一次调频的一阶惯性时间常数和一次调频系数; $R_{wi,t}$ 为 t 时段风电场 i 的备用功率; $P_{Wn,i}$ 为构网型风电场 i 的额定功率。

2.3.3 跟网型风电场

由于跟网型场站在频率响应中存在固有延时, $n \leq T_{\text{delay}} / \tau$, 跟网型场站没有响应, 如式(18)所示:

$$\begin{cases} \Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},H} = 0, & n \leq T_{\text{delay}} / \tau \\ \Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},1} = 0, & n \leq T_{\text{delay}} / \tau \end{cases} \quad (18)$$

当 $n > T_{\text{delay}} / \tau$ 时, 跟网型场站感知到频率变化, 实时调整频率响应, 其中跟网型场站有功功率总调节量如式(22)所示, 虚拟惯量支撑功率增量如式(19)所示、一次调频功率增量及实际调频功率增量分别如式(20)、(21)所示。

1) 虚拟惯量支撑功率增量:

$$\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},H} = \Delta P_{j,t,n-1}^{\text{Fol},H} + \frac{\tau}{\tau + T_{Wn,j}^H} (-2H_{wj,t} \Delta \dot{f}_{t,n-1} \frac{P_{Wn,j}}{f_0} - \Delta P_{j,t,n-1}^{\text{Fol},H}) \quad (19)$$

2) 一次调频功率增量及有功备用约束:

$$\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},1} = \Delta P_{j,t,n-1}^{\text{Fol},1} + \frac{\tau}{\tau + T_{Wn,j}} (-K_{F,j}(\Delta f_{t,n} + \Delta f_{\text{db}}) \frac{P_{Wn,j}}{f_0} - \Delta P_{j,t,n-1}^{\text{Fol},1}) \quad (20)$$

$$\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},2} = \min(\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},1}, R_{wj,t}) \quad (21)$$

3) 有功功率总调节量:

$$\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol}} = \Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},H} + \Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},2} \quad (22)$$

式中: $\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},1}$ 、 $\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},2}$ 分别为跟网型风电场 j 在 t 时段扰动后第 n 点对应的一次调频功率增量和实际调频功率增量; $\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol},H}$ 、 $\Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol}}$ 为跟网型风电场 j 在 t 时段扰动后第 n 点对应的惯量支撑功率和有功功率

总调节量; T_{delay} 为跟网型风电场频率响应固有延时; $T_{Wn,j}$ 、 $K_{F,j}$ 分别为跟网型风电场 j 基于一次调频的一阶惯性时间常数和一次调频系数; $T_{Wn,j}^H$ 为跟网型风电场 j 基于惯量支撑的一阶惯性时间常数; $R_{wj,t}$ 为 t 时段风电场 j 的备用功率; $P_{Wn,j}$ 为跟网型风电场 j 的额定功率。

2.3.4 构网型储能电站

$$\Delta P_{e,t,n} = \Delta P_{e,t,n-1} + \frac{\tau}{\tau + T_e} [-K_e(\Delta f_{t,n} + \Delta f_{\text{db}}) \frac{P_n}{f_0} - \Delta P_{e,t,n-1}] \quad (23)$$

式中: T_e 、 K_e 分别为构网型储能电站一阶惯性时间常数和一次调频系数; $\Delta P_{e,t,n}$ 为储能电站在 t 时段扰动后第 n 点对应的一次调频功率。

2.3.5 频率稳定性约束

表征频率稳定性的指标包括频率变化率、频率偏差及准稳态频率偏差。式(24)~(26)描述了 t 时段扰动后第 n 点对应的不平衡功率、频率变化率及对应的频率偏差, 式(27)代表了频率相关约束。

$$\Delta P_{t,n} = \Delta P_{\text{ini},t} - \sum_{i=1}^{N_{wi}} \Delta P_{i,t,n}^{\text{Form}} - \sum_{j=1}^{N_{wj}} \Delta P_{j,t,n}^{\text{Fol}} - \Delta P_{e,t,n} + \frac{DP_{\text{new},t}}{f_0} \Delta f_{t,n} \quad (24)$$

$$\Delta \dot{f}_{t,n} = -\frac{\Delta P_{t,n} f_0}{2E_{\text{sys},t}} \quad (25)$$

$$\Delta f_{t,n} = \Delta f_{t,n-1} + \Delta \dot{f}_{t,n} \cdot \tau \quad (26)$$

式中: $\Delta P_{t,n}$ 为 t 时段内第 n 个步长对应的不平衡功率; N_{wi} 、 N_{wj} 分别为构网型、跟网型场站个数。

频率稳定性指标应满足如下约束:

$$\begin{cases} -\Delta \dot{f}_{\text{max}} \leq \Delta \dot{f}_{t,n} \leq \Delta \dot{f}_{\text{max}} \\ -\Delta f_{\text{max}} \leq \Delta f_{t,n} \leq \Delta f_{\text{max}} \\ -\Delta f_{\text{ss}} \leq \Delta f_{t,T/\tau} \leq \Delta f_{\text{ss}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $\Delta \dot{f}_{t,n}$ 、 $\Delta f_{t,n}$ 分别为 t 时段内第 n 个步长对应的频率变化率和频率偏差; Δf_{max} 为系统允许的最大频率偏差; Δf_{ss} 为准稳态频率偏差。

3 计及直流运行特性的储能优化配置模型

本节建立了考虑直流运行方式的储能优化配置模型, 并在此基础上计及频率安全稳定约束。优化目标主要考虑了储能的成本、运维成本、新能源基地总运行成本等; 约束条件主要考虑了直流运行方式的约束、典型运行场景的约束以及嵌入频率稳定性的运行约束。

西北地区新能源出力具有典型的季节性, 为了捕获风电、光伏出力序列的季节特点, 通常基于风电、光伏历史数据的统计规律对新能源出力序列进行重构再现。本文采用马尔科夫链-蒙特卡洛仿真方法来生成出力时间序列^[28], 并以日为单位采用 K-means 聚类方法构建典型场景。研究表明, 马尔科夫状态转移模型能够较好地表征风电、光伏出力的季节特性^[29]。

3.1 储能规划的优化目标

基地储能的规划目标为最小化总成本(参见式(28)), 包括日均储能投资成本(参见式(29))、储能维护成本(参见式(30))、新能源基地总运行成本(参见式(31))。

$$\min C_{\text{total}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{o\&m}} + \sum_r \pi_r C_{\text{op},r} \quad (28)$$

$$C_{\text{inv}} = \frac{1}{365} [(C_p \cdot P_n + C_{\text{cap}} \cdot E_n)] \frac{i(1+i)^{T_{\text{cyc}}}}{(1+i)^{T_{\text{cyc}}} - 1} \quad (29)$$

$$C_{\text{o\&m}} = C_{\text{om}} P_n \quad (30)$$

$$C_{\text{op}} = C_{\text{punish}} + C_{\text{reserve}} + C_{\text{trans}} \quad (31)$$

$$\begin{cases} C_{\text{punish}} = \sum_t \sum_i c_w (P_{w,i,t}^f - P_{w,i,t}^{\text{avail}}) + \\ \quad \sum_t \sum_i c_v (P_{v,i,t}^f - P_{v,i,t}^{\text{avail}}) \\ C_{\text{reserve}} = \sum_t \sum_i c_{\text{de}} R_{wi,t} \\ C_{\text{trans}} = \sum_t c_e P_{\text{trans},t} \end{cases} \quad (32)$$

式中: C_{total} 为储能总成本; C_{inv} 为储能日均投资成本; $C_{\text{o\&m}}$ 为日维护成本; $C_{\text{op},r}$ 为系统典型场景 r 下的运行成本; C_{punish} 为基地弃风、弃光惩罚成本; C_{reserve} 为降载备用成本; C_{trans} 为交流系统支撑功率成本; π_r 为典型场景 r 出现的概率; C_p 、 C_{cap} 分别为储能系统单位功率和容量投资系数; P_n 、 E_n 分别为储能系统的额定功率和额定容量; T_{cyc} 为储能的运行年限; i 为按年利率计算的投资折现系数; C_{om} 为单位日均维护成本; c_w 、 c_v 分别为单位风电和弃光惩罚系数; c_{de} 为单位备用成本; c_e 为西北地区单位度电成本; $P_{w,i,t}^f$ 、 $P_{w,i,t}^{\text{avail}}$ 分别为 t 时刻风电场 i 预测出力和可用最大出力; $P_{v,i,t}^f$ 、 $P_{v,i,t}^{\text{avail}}$ 分别为 t 时刻光伏电站 i 预测出力和可用最大出力; α 为风电场备用率; $R_{wi,t} = \alpha P_{w,i,t}^{\text{avail}}$ 为风电场 i 的备用功率; $P_{\text{trans},t}$ 为 t 时刻弱交流系统提供的支撑功率。

3.2 直流运行方式建模

灵活地调整直流送出功率主要是为了满足配

套新能源基地的功率外送需要。直随源动的送出模式能有效降低储能规划成本, 从而实现直流送出功率与风-光-储发电相协调。直流运行方式建模主要包括直流外送功率传输范围约束(参见式(33)), 相邻时段直流线路爬坡功率约束(参见式(34)、(35)), 直流恒定功率运行时长约束(参见式(36)), 直流调整次数约束(参见式(37))。

1) 直流外送功率传输范围约束:

$$\underline{P}^{\text{DC}} \leq P_t^{\text{DC}} \leq \bar{P}^{\text{DC}}, \forall t \in d \quad (33)$$

式中: P_t^{DC} 为 t 时段直流传输功率; $\bar{P}^{\text{DC}}$ / $\underline{P}^{\text{DC}}$ 分别为直流传输功率的上/下限; d 为典型日。

2) 相邻时段直流线路爬坡功率约束:

$$-u_{l,t}^- r_{\text{max}}^{\text{down}} \leq P_{t+1}^{\text{DC}} - P_t^{\text{DC}} \leq u_{l,t}^+ r_{\text{max}}^{\text{up}} \quad (34)$$

其中爬坡状态变量在各个时段间应满足如下关系:

$$\begin{cases} u_{l,t}^- + u_{l,t}^+ \leq 1 \\ u_{l,t+1}^+ + u_{l,t}^+ \leq 1 \\ u_{l,t}^- + u_{l,t+1}^- \leq 1 \end{cases} \quad (35)$$

式中: $r_{\text{max}}^{\text{up}}$ 、 $r_{\text{max}}^{\text{down}}$ 分别为上、下爬坡能力; $u_{l,t}^+$ 、 $u_{l,t}^-$ 分别为直流传输功率处于爬坡、滑坡的状态变量(0-1 变量)。

3) 直流恒定功率运行时长约束:

$$\begin{cases} (u_{l,t}^+ - u_{l,t+1}^+) \cdot N_T \leq \sum_{\tau=t+1}^{t+N_T} (1 - u_{l,\tau}^+) \\ (u_{l,t}^+ - u_{l,t+1}^+) \cdot N_T \leq \sum_{\tau=t+1}^{t+N_T} (1 - u_{l,\tau}^-) \\ (u_{l,t}^- - u_{l,t+1}^-) \cdot N_T \leq \sum_{\tau=t+1}^{t+N_T} (1 - u_{l,\tau}^+) \\ (u_{l,t}^- - u_{l,t+1}^-) \cdot N_T \leq \sum_{\tau=t+1}^{t+N_T} (1 - u_{l,\tau}^-) \end{cases} \quad (36)$$

式中 N_T 为允许功率调整的最小时段数。

4) 直流输送功率在调度周期内不能频繁改变, 则其调整次数约束为

$$\sum_{t=1}^T (u_{l,t}^+ + u_{l,t}^-) \leq \psi \quad (37)$$

式中 ψ 为直流允许调整的最大次数。

3.3 典型运行场景约束

3.3.1 功率平衡约束

$$P_{\text{trans},t} + \sum_i^{N_w} P_{w,i,t} + \sum_i^{N_v} P_{v,i,t} + P_t^{\text{ess,dis}} - P_t^{\text{ess,ch}} = P_t^{\text{DC}} \quad (38)$$

式中: $P_{w,i,t}$ 为 t 时刻风电场 i 的实际出力; $P_{v,i,t}$ 为 t 时刻光伏电站 i 的实际出力; N_w 、 N_v 分别为风电场、

光伏电站的个数; $P_t^{\text{ess, ch}}$ 、 $P_t^{\text{ess, dis}}$ 分别为 t 时段储能充/放电功率。

3.3.2 弱交流系统支撑功率约束

$$P_{\text{trans_min}} \leq P_{\text{trans}, t} \leq P_{\text{trans_max}} \quad (39)$$

式中 $P_{\text{trans_max}}$ 、 $P_{\text{trans_min}}$ 分别为弱交流系统提供支撑功率的最大值和最小值。

3.3.3 新能源出力约束

新能源可用最大出力与预测功率满足式(40)、(41), 当风电出力大于额定功率的 20% 时, 需要参与调频。

$$P_{w, i, t}^{\text{avail}} \leq P_{w, i, t}^f \quad (40)$$

$$P_{v, i, t}^{\text{avail}} \leq P_{v, i, t}^f \quad (41)$$

$$P_{w, i, t} = (1 - \alpha) P_{w, i, t}^{\text{avail}}, P_{w, i, t}^{\text{avail}} \geq 0.2 P_{Wn, i} \quad (42)$$

$$P_{v, i, t} = P_{v, i, t}^{\text{avail}} \quad (43)$$

3.3.4 储能运行约束

储能运行约束主要包括储能充、放电功率约束(参见式(44)、(45)); 充、放电标志变量约束(参见式(46)), 储能各时段的容量变化情况(参见式(47))及容量约束(参见式(48)–(50))。由于式(44)、(45)含有 $U_t^{\text{ess, dis}} P_n$ 、 $U_t^{\text{ess, ch}} P_n$ 双线性项, 本文采用 big-M 法对双线性项进行转化, 得到式(51)、(52)。

$$0 \leq P_t^{\text{ess, dis}} \leq U_t^{\text{ess, dis}} P_n \quad (44)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ess, ch}} \leq U_t^{\text{ess, ch}} P_n \quad (45)$$

$$U_t^{\text{ess, dis}} + U_t^{\text{ess, ch}} \leq 1 \quad (46)$$

$$E_{t+1}^{\text{ess}} = E_t^{\text{ess}} + \eta_{\text{ch}} P_t^{\text{ess, ch}} - P_t^{\text{ess, dis}} / \eta_{\text{dis}} \quad (47)$$

$$E_{\min} \leq E_t^{\text{ess}} \leq E_n \quad (48)$$

$$E_T^{\text{ess}} \geq E_0 \quad (49)$$

$$E_0 = 0.2 E_n \quad (50)$$

$$\begin{cases} -U_t^{\text{ess, dis}} M \leq \xi_t \leq U_t^{\text{ess, dis}} M \\ P_n - (1 - U_t^{\text{ess, dis}}) M \leq \xi_t \leq P_n + (1 - U_t^{\text{ess, dis}}) M \end{cases} \quad (51)$$

$$\begin{cases} -U_t^{\text{ess, ch}} M \leq \zeta_t \leq U_t^{\text{ess, ch}} M \\ P_n - (1 - U_t^{\text{ess, ch}}) M \leq \zeta_t \leq P_n + (1 - U_t^{\text{ess, ch}}) M \end{cases} \quad (52)$$

式中: $U_t^{\text{ess, ch}}$ 、 $U_t^{\text{ess, dis}}$ 分别为储能充、放电状态变量(0-1 变量); E_t^{ess} 为 t 时段对应的储能容量; $E_{\min}$ 、 E_0 分别为 t 时段储能允许的最小容量和初始容量; η_{ch} 、 η_{dis} 分别为储能充、放电效率; ξ_t 、 ζ_t 分别为充、放电辅助变量。

3.4 暂态频率稳定性约束

本文将频率响应模型相关约束式(13)–(27)嵌

入到规划模型中, 并进一步添加运行-暂态频率耦合约束如式(53)–(55)所示。式(53)代表储能系统提供的总调频功率, 其中等号右边第 1 项为一次调频功率, 第 2 项为惯量支撑功率。式(54)、(55)是构网型储能电站参与频率响应的功率限制以及电量约束。

$$\Delta P_{e, t, n}^{\text{tal}} = \Delta P_{e, t, n} + 2 H_{e, t} \Delta \dot{f}_{t, n} \frac{P_n}{f_0} \quad (53)$$

$$0 \leq \Delta P_{e, t, n}^{\text{tal}} \leq C_{\max} P_n - P_t^{\text{ess, dis}} + P_t^{\text{ess, ch}} \quad (54)$$

$$E_{\min} \leq E_t^{\text{ess}} - \sum_{n=1}^{T/\tau} \Delta P_{e, t, n}^{\text{tal}} \cdot \tau \leq E_n \quad (55)$$

式中: $\Delta P_{e, t, n}^{\text{tal}}$ 为 t 时段扰动后第 n 点储能电站提供的总调频功率; $C_{\max}$ 为储能最大充放电倍率。

3.5 模型求解

鉴于储能规划模型中含式(23)、(25)等大量非线性约束, $\Delta f_{t, n} \cdot P_n$ 、 $\Delta \dot{f}_{t, n} \cdot E_{\text{sys}, t}$ 双线性项难以线性化处理。本文将模型分为上、下层迭代求解, 如图 5 所示。具体求解步骤如下:

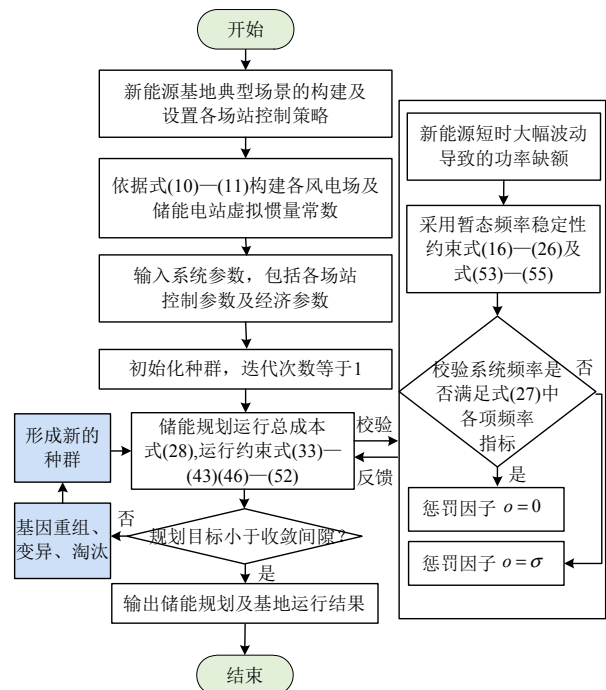


图5 新能源基地储能优化配置求解流程图

Fig. 5 Flowchart of solution flow for optimizing energy storage configuration in new energy bases

步骤 1: 基于西北地区历史数据生成典型运行场景, 设置各个场站的控制策略, 并依据式(10)、(11)进一步构建新能源场站虚拟惯量;

步骤 2: 输入系统控制参数及经济参数。采用遗传算法初始化种群, 迭代次数为 1;

步骤 3: 上层模型以储能配置经济性(参见

式(28))为目标, 典型场景运行模型(参见式(33)—(43), (46)—(52))为约束条件进行求解;

步骤 4: 下层模型则在上层配置的基础上, 针对新能源短时大幅扰动导致的功率缺额进行频率校验。利用频率响应模型(参见式(16)—(26))及运行-频率稳定耦合约束(参见式(53)—(55))验证频率是否满足式(27)中的频率安全稳定指标。若满足频率要求, 惩罚因子 $\sigma=0$ 并保留储能规划结果; 若不满足, 则会有惩罚因子 σ 返回上层模型, 此时迭代次数 $i=i+1$;

步骤 5: 判断优化目标是否小于收敛条件, 若收敛, 输出储能规划及运行结果; 否则经过基因重组、变异、淘汰形成新的种群, 返回步骤 3。循环迭代, 直至迭代结束。

通过上下层反复迭代, 得到满足基地频率安全稳定的储能最优经济配置及基地运行结果。

4 算例分析

4.1 运行场景及参数设置

为了验证本文所提方法的有效性, 本节根据西北地区规划指南设置算例。新能源基地规划装机容量 11 000 MW, 其中光伏:风电=7:4, 设置 5 个风电场, 其中 3 个为构网型场站, 两个为跟网型场站, 直流额定输送容量 8 000 MW。西北地区新能源季节性特征明显, 本文基于西北地区新能源历史数据构建典型场景。新能源出力曲线, 风电、储能的控制参数及经济参数如附录 B 所示。本文以新能源出力大幅波动作为扰动, 按 10%计; 基准频率 50 Hz, 调频死区 0.033 Hz, 允许的最大频率变化率 1 Hz/s, 最大频率偏差 0.5 Hz, 稳态频率偏差 0.2 Hz。所提方法在 MATLAB-2019b 上调用 Gurobi-10.0.1 求解。

4.2 储能规划结果

4.2.1 系统惯量需求

新能源惯量需求具有时变特性, 如图 6 所示。从横向来看, 各典型场景下新能源高发时段, 系统所需最低惯量最大可达 13 866、14 159、1 5872、13 297 MW·s, 是低发时刻的 3.66、2.53、3.91、3.23 倍。相反, 此时的风电所能提供的惯量处于低水平, 仅为所需最低惯量的 20.67%、48.65%、30.73%、14.28%。系统最低惯量需求与风电场提供的虚拟惯量呈现“反向峰值”的特征。

由图 6 可见, 午高峰时刻, 系统频率失稳的风险更高。从纵向来看, 新能源具有明显的季节特征,

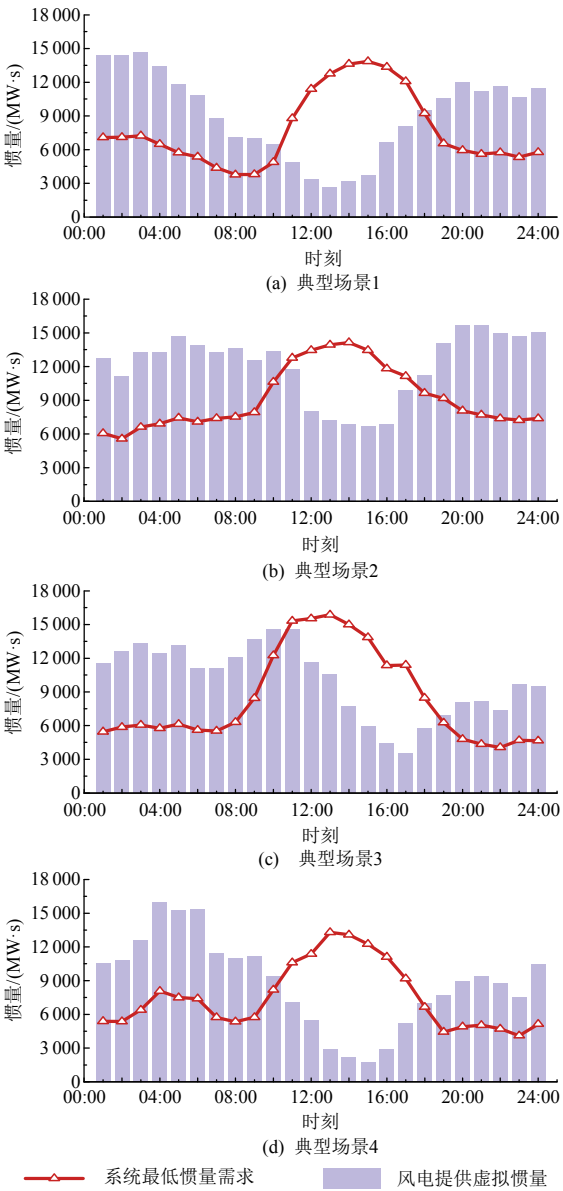


图 6 新能源基地惯量需求
Fig. 6 Inertia demand for new energy bases

夏、秋季比春、冬季有更高的最低惯量需求, 秋季是冬季的 1.19 倍。

4.2.2 储能配置及合理性分析

本文所提方法新能源基地储能额定功率 $P_n=1\,093.68\text{ MW}$, 规划容量 $E_n=1\,514.85\text{ MW}\cdot\text{h}$, 日均总成本 708 157 \$, 具体如表 2 所示。从优化配置结果上看, 所提方法能够满足工程上要求新能源基地配置 10%~20%储能, 运行 1~2 h 的要求, 配置结

表 2 储能配置结果及经济性分析
Table 2 Energy storage configuration results and economic analysis

额定功率/ MW	规划容量/ (MW·h)	总成本/($\times 10^5$ \$)		
		日均投资成本	日均维护成本	日均运行成本
1 093.68	1 514.85	2.267	0.219	4.595

果更优且具有合理性。

新能源典型场景下的运行曲线如图 7 所示，图中反映了“直随源动”的特性。场景 1 没有弃风、弃光现象，场景 2、3 由于光伏功率迅速爬升，只在第 10 时段有少量弃光现象，场景 4 在第 4、17 时段风电大发、第 14 点光伏高发时段有部分弃风、弃光现象，整体弃风、弃光电量只有 365.94 MW·h。因此，本文储能配置在运行层面也具有合理性。结合表 3 运行结果和图 7 运行曲线，可得如下结论：运行成本中，交流系统支撑功率运行成本约占 50%~80%，支撑功率主要集中在时段 9 之前，以及时段 18 之后，这些时段光伏出力基本为 0，为满足直流最低送出功率的要求，可利用弱交流系统的功率支撑能力；为应对可能发生的频率问题，新能源预留 6% 的备用功率，约有 20% 的经济损失；弃

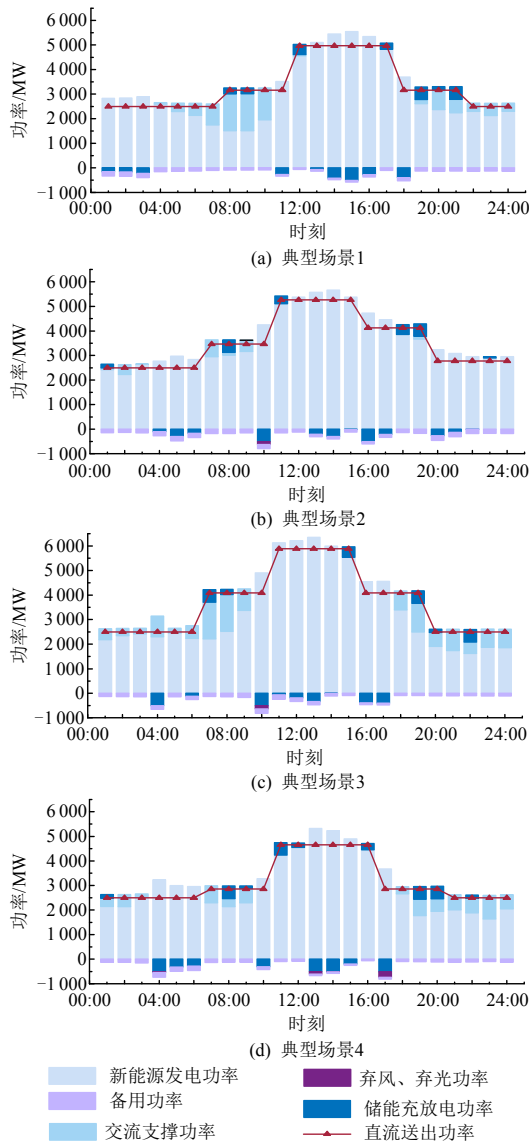


图 7 新能源基地运行曲线
Fig. 7 Operation curve of new energy bases

表 3 典型场景运行结果分析

Table 3 Analysis of typical scenario operation results				
单位: $\times 10^5$ S				
典型场景	1 号	2 号	3 号	4 号
弃风/弃光成本	0	0.112	0.125	0.366
风电备用成本	1.091	1.427	1.158	1.064
交流系统支撑功率成本	3.940	0.830	5.253	3.016
总运行成本	5.031	2.369	6.536	4.446

风、弃光惩罚成本占比则很小。

由图 8 所示的储能充放电曲线可知，储能实际出力远小于额定功率，稳态运行下用于功率平衡的最大出力为 509.89 MW，只有额定功率的 46.6%。由此可知，储能额定功率主要由频率约束决定，这是由于在缺乏惯量支撑的场景下，储能充当稳定的惯量源，储能的配置需要保证系统在频率最容易越限的情况下保持稳定。而储能在小尺度的时间尺度中主要起到电量平衡的作用，其额定容量由稳定运行工况决定。储能参与调频时间很短，主要提供短时的冲击功率，因此频率调节对储能容量配置的影响不大。

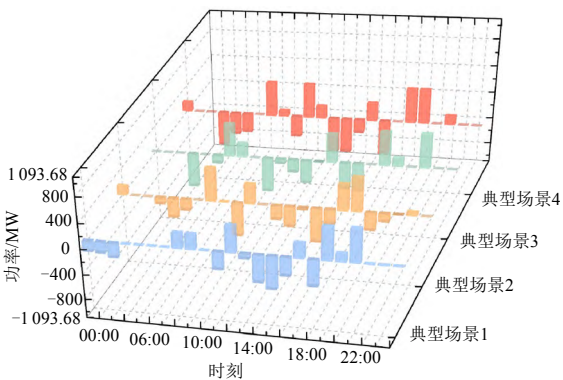


图 8 储能各时刻运行结果
Fig. 8 Operating results of energy storage at all times

4.2.3 配置方法的有效性

图 9 反映了在考虑频率约束下，系统最大频率偏差、准稳态频率偏差及最大频率变化率指标。整个运行周期内，系统最大频率偏差为 0.18 Hz，最大准稳态偏差 0.12 Hz，最大频率变化率 1 Hz/s，均满足系统频率考核要求。

为进一步验证本文方法的有效性。本文设置了对比案例，如表 4 所示。

不同案例下，新能源基地频率指标箱体图如图 10 所示。由频率指标分布可知，在不考虑频率安全稳定约束条件下，新能源基地最大频率偏差在场景 1 和场景 4 某些时刻发生失稳，在其他场景下系统安全裕度大幅降低，提升了频率失稳的风险。

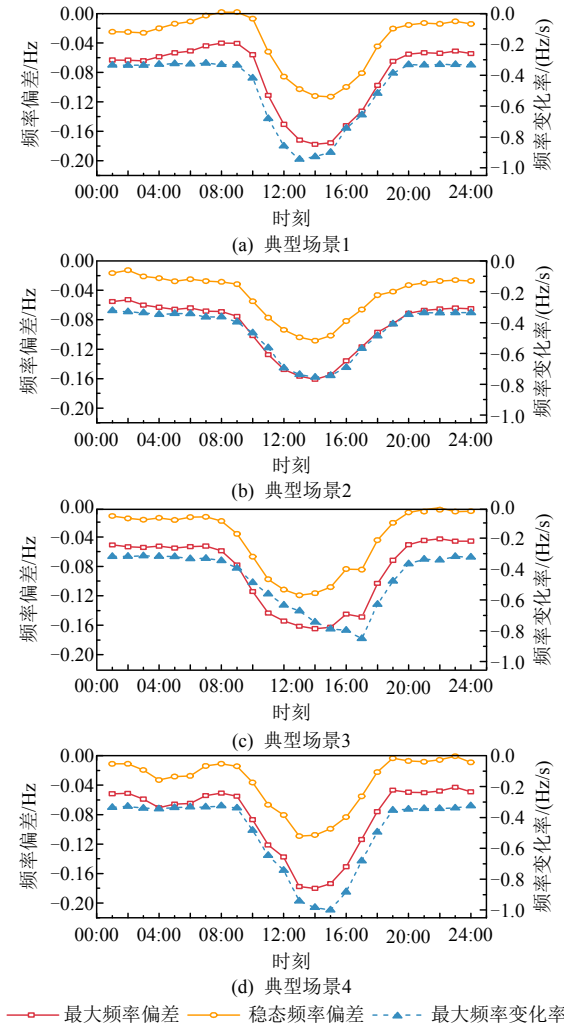


图 9 新能源基地频率指标
Fig. 9 Frequency indicators for new energy bases

表 4 案例对比设置

Table 4 Case comparison settings

案例	配置储能	频率指标约束	储能参与惯量支撑	储能参与新能源
			与频率调节	源调节
1	√	×	√	√
2	√	√	√	√

而最大频率变化率在各个场景都存在不满足稳定性要求的问题。由于在规划阶段未考虑频率安全稳定约束，储能资源不足造成基地调频能力欠缺，稳态频率偏差也没有恢复到标称值之内。因此，不考虑频率约束会导致频率稳定性问题，验证了本文所提储能优化配置方法的有效性。

4.3 频率指标对储能配置的影响

由图 9 可知，某些时段频率变化率已达到约束边界，最大频率变化率是限制储能规划的主要原因之一。

我国暂未对最大频率变化率做出明确考核^[8]，在新能源占比较高的西北地区，允许的最大频率变

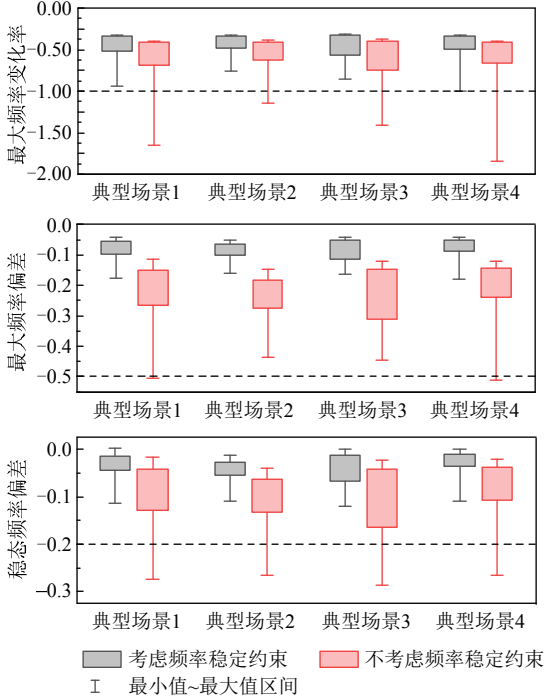


图 10 不同案例下频率指标对比图

Fig. 10 Comparison of frequency indicators in different cases

化率一般设置较高^[30]。在以同步机为主导的电力系统中，由于同步机组一次调频速度慢，扰动后一段时间内频率响应曲线与初始频率变化率曲线基本重合，限制初始频率变化率能够大幅降低频率越线的风险。因此，初始频率变化率常用作频率约束的指标。然而，在以控制为主导的系统中，快速调频装置能够快速响应频率变化，使得频率迅速偏离初始频率变化率曲线。因此，初始频率变化率不足以表征系统的频率稳定性，放宽对频率变化率的限制能够降低储能的配置要求，也不会导致频率失稳，即不超过系统允许的最大频率偏差。如图 11 所示，放宽对频率最大变化率的考核之后，各时刻系统频率最大偏差均满足要求。

综上，在以控制为主导的系统中，惯量是与控制速度紧密关联的，控制速度越快则允许惯量越低，惯量低并不是影响频率稳定的根本问题。频率稳定的本质是惯量水平与控制速度相匹配的关系。因此，一定程度地放开对同步惯量的要求是可行的。

放宽对频率最大变化率的考核后，储能额定功率有明显的下降，如表 5 所示。 $\Delta \dot{f}_{\max}=1.2 \text{ Hz/s}$ 、 $\Delta \dot{f}_{\max}=1.5 \text{ Hz/s}$ 相较 $\Delta \dot{f}_{\max}=1.0 \text{ Hz/s}$ ，额定功率分别下降了 19.44%、36.87%。主要原因是缺乏惯量支撑情况下，扰动发生时刻，储能需要提供短时的惯量支撑，这大幅增加了储能的规划功率。降低考核

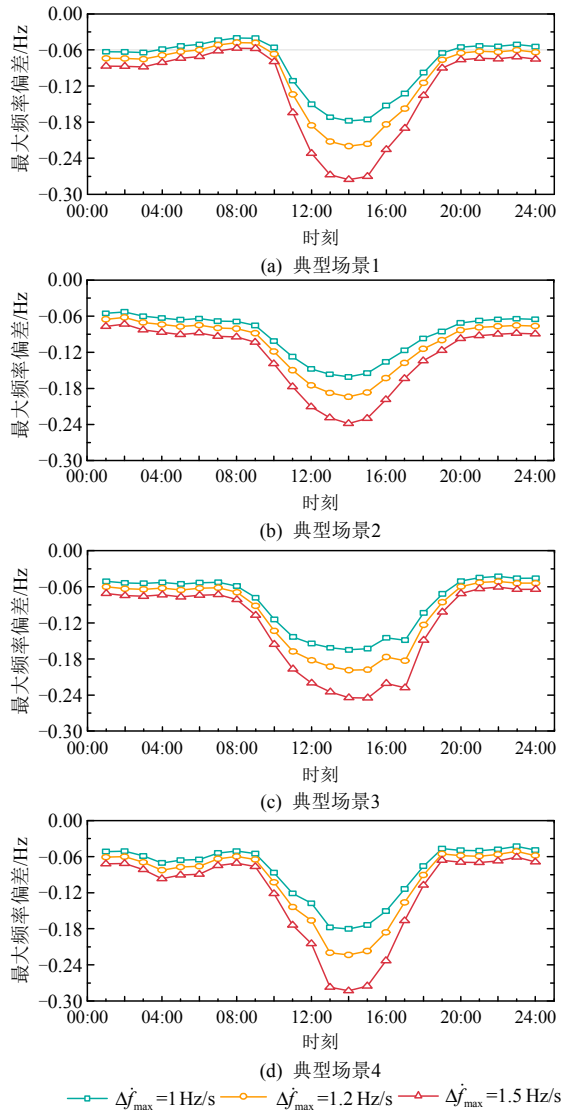


图 11 放宽最大频率变化率考核后
系统最大频率偏差指标对比

Fig. 11 Comparison of system frequency maximum deviation indicator under relaxing the maximum RoCoF assessment

表 5 频率指标对储能规划的影响

Table 5 Impact of frequency index on energy storage planning

条件	储能配置	
	额定功率/MW	额定容量/(MW·h)
$\Delta \dot{f}_{\max}=1 \text{ Hz/s}$	1 093.68	1 514.85
$\Delta \dot{f}_{\max}=1.2 \text{ Hz/s}$	881.04	1 514.82
$\Delta \dot{f}_{\max}=1.5 \text{ Hz/s}$	690.46	1 514.79
$\Delta \dot{f}_{\max}=2 \text{ Hz/s}$	690.46	1 514.79

要求之后,降低了对储能额定功率的配置要求。额定容量基本没有变化,这是由于储能调频时间远小于运行时间,因此,储能额定容量下降不明显。当进一步放松限制后,储能额定功率不再变化,已达最优,此时频率最大变化率指标不再是储能配置的

强约束。

4.4 直流运行方式对储能配置的影响

考虑到实际运行中,直流对新能源的送出至关重要,降低直流最低运行时间,提升直流的爬坡能力,更符合新能源送出的需求。为验证直流运行方式对储能配置的影响,对上述参数进行调整,储能的配置结果如表 6 所示。

表 6 直流运行方式对储能规划的影响

Table 6 Impact of DC operation mode on energy storage planning

直流调整方式 N_T/h $r_{\max}/(\text{MW}/\text{min})$	储能稳态运行 最大出力/MW	储能配置	
		额定 功率/MW	额定容量/ (MW·h)
$N_T=2 \text{ h}$	273.52		323.37
$N_T=3 \text{ h}$	454.87		1 119.95
$N_T=4 \text{ h}, r_{\max}=30 \text{ (本文)}$	509.89	1 093.68	1 514.85
$r_{\max}=25$	614.02		2 538.08
$r_{\max}=20$	650.24		2 956.12

从表 6 可以看出,最低运行时间降低时储能最大出力和额定容量有明显减小。相较于最低运行时间为 4 h 的工况,最低运行时间为 2 h 和 3 h 时储能最大出力分别降低了 46.35%和 10.79%,额定容量分别降低了 78.65%和 26.07%。拓宽直流的爬坡速率,能够提升直流对新能源的跟踪能力。相比于 $r_{\max}=25 \text{ MW}/\text{min}$, $r_{\max}=20 \text{ MW}/\text{min}$,爬坡速率 $r_{\max}=30 \text{ MW}/\text{min}$ 时储能最大出力分别减小了 16.96%, 21.58%,额定容量分别降低了 40.32%, 48.76%,这反映了直随源动的运行特性。

储能额定功率的大小由频率约束决定,调整直流运行方式并没有减少储能额定功率的配置。相反,储能配置容量随着直流调节灵活性的增加而大幅降低。这是由于直流运行方式会影响储能长期运行的状态,而对短时的频率响应不敏感。因此,直流调节不够灵活、爬坡能力不足,都会增加储能的配置容量和稳态储能最大出力。

4.5 不同比例跟网、构网场站对频率及储能配置的影响

弱支撑甚至无支撑场景下,系统在传统跟网型控制下无法正常运行。随着新能源装机容量的进一步提升,未来电力系统亟需新能源场站具备构网能力。为此,本文设置了 4 个场景进行比较分析。

场景 1: 全部设置为构网型场站;

场景 2: 4 个构网型场站、1 个跟网型场站;

场景 3: 3 个构网型场站、2 个跟网型场站;

场景 4：2 个构网型场站、3 个跟网型场站；

在不同的构网型场站占比条件下，系统的最大频率偏差与最大频率变化率如图 12 所示。由于跟网型场站延时很短，增加构网型场站的比例对频率最低点提升作用不明显，在各典型场景下，频率最大偏差曲线基本重合。构网型场站提升了系统同步惯量水平，因此构网型场站对降低最大频率变化率作用比较大。

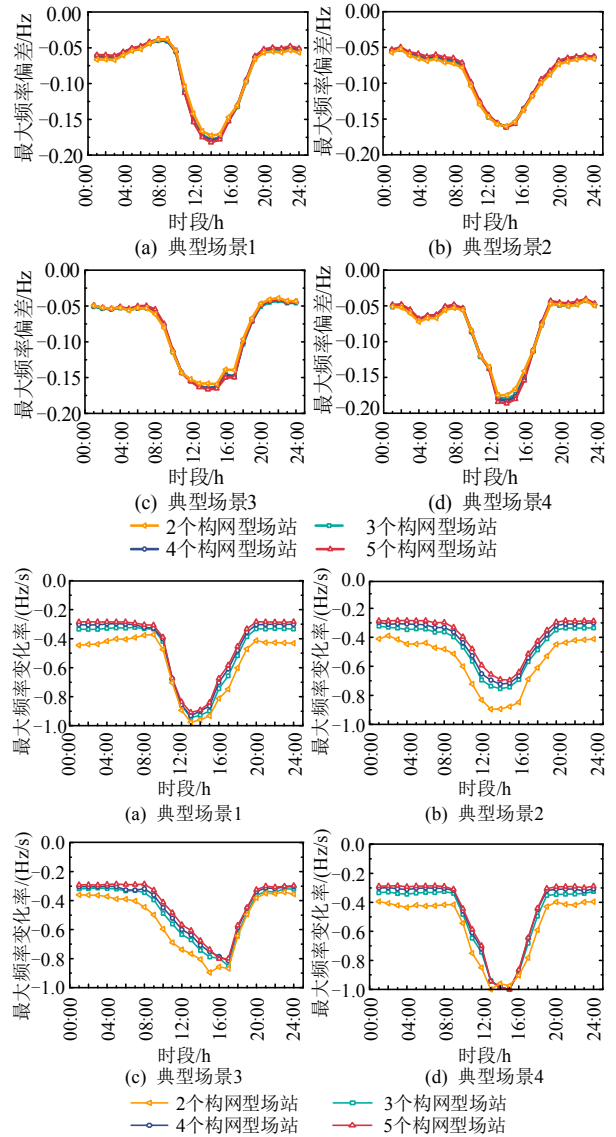


图 12 构网型场站对频率指标的影响

Fig. 12 Impact of GFM stations on frequency index

从运行层面来看，构网型场站更能适应弱系统的运行，对于已经并网运行的风电场，建议进行构网型控制改造，增强系统运行的稳定性。从规划层面来看，增加构网型场站的占比降低了对构网型储能电站的额定功率的配置要求，具体如表 7 所示。因此，以新能源为主导的系统规划应尽可能考虑将各场站设置为构网型场站。

表 7 不同比例跟网、构网型场站对储能规划的影响

Table 7 Impact of different proportion GFL and GFM stations on energy storage planning

场站分布情况	储能额定功率/MW	储能额定容量/(MW·h)
$N_f=5; N_g=0$	1 035.39	1 514.83
$N_f=4; N_g=1$	1 065.89	1 514.84
$N_f=3; N_g=2$ (本文)	1 093.68	1 514.85
$N_f=2; N_g=3$	1 125.94	1 514.85

5 结论

本文针对就地无常规电源支撑场景，提出了计及直流运行方式及基地频率安全稳定的储能优化配置方法，算例验证了本文方法的有效性，主要结论如下：

1) 由于缺乏同步电源支撑，新能源基地频率问题突出，有必要在源侧合理构建虚拟惯量。本文针对实际运行工况及规程要求，设计了风电场及储能电站的惯性时间常数。风机能够充分利用转子动能为系统提供惯量支撑，同时保证机组不会失速；储能电站能够适应新能源的运行工况。

2) 跟网型控制与构网型控制策略在频率响应中的特性不同，本文在规划模型中深刻地考虑了这一因素，与传统简化模型相比，该模型能够反映各场站对频率的动态响应能力。

3) 在以控制为主导的系统，控制速度越快可以允许惯量越低，一定程度放开对同步惯量的要求是可行的。算例分析结果表明，放宽对频率指标的约束，储能额定功率最大可降低 36.87%，这大幅降低了对功率的配置要求。

4) 直流运行灵活性会影响储能配置，算例分析表明，降低直流最低运行时间和提升直流爬坡速率最大可降低 78.65%和 48.76%的储能规划容量。

5) 无常规电源支撑场景下，构网型场站对降低新能源基地最大频率变化率有着重要的作用，增加构网型场站占比更有利于系统稳定性。

本文主要从频率安全性及经济性两个方面提出了新能源基地储能配置方法，为就地无常规电源支撑场景下解决基地规划问题提供了新思路，所提方法具有一定的通用性。新能源出力等不确定性问题可以方便地嵌入到所提的规划方法中。下一步计划考虑不确定性因素等对储能配置的影响。

参考文献

[1] 舒印彪，赵勇，赵良，等。“双碳”目标下我国能源电

- 力低碳转型路径[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1663-1671.
- SHU Yinbiao, ZHAO Yong, ZHAO Liang, et al. Study on low carbon energy transition path toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1663-1671(in Chinese).
- [2] 葛晓琳, 刘亚, 符杨, 等. 考虑惯量支撑及频率调节全过程的分布鲁棒机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4043-4057.
- GE Xiaolin, LIU Ya, FU Yang, et al. Distributed robust unit commitment considering the whole process of inertia support and frequency regulations[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4043-4057(in Chinese).
- [3] 赵冬梅, 徐辰宇, 陶然, 等. 多元分布式储能在新型电力系统配电侧的灵活调控研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(5): 1776-1798.
- ZHAO Dongmei, XU Chenyu, TAO Ran, et al. Review on flexible regulation of multiple distributed energy storage in distribution side of new power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(5): 1776-1798(in Chinese).
- [4] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. GB/T 19963.1—2021 风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. GB/T 19963.1—2021 Technical specification for connecting wind farm to power system—Part 1: on shore wind power[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021(in Chinese).
- [5] ZHANG Haobo, XIANG Wang, LIN Weixing, et al. Grid Forming converters in renewable energy sources dominated power grid: control strategy, stability, application, and challenges[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(6): 1239-1256.
- [6] 孙华东, 王宝财, 李文锋, 等. 高比例电力电子电力系统频率响应的惯量体系研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5179-5191.
- SUN Huadong, WANG Baocai, LI Wenfeng, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5179-5191(in Chinese).
- [7] WANG Zhenxiong, ZHUO Fang, WU Jiaqi, et al. Inertia time constant design in microgrids with multiple paralleled virtual synchronous generators[C]//Proceedings of the 19th European Conference on Power Electronics and Applications(EPE'17 ECCE Europe). Warsaw: IEEE, 2017: 1-9.
- [8] 王宝财, 孙华东, 李文锋, 等. 考虑动态频率约束的电力系统最小惯量评估[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 114-126.
- WANG Baocai, SUN Huadong, LI Wenfeng, et al. Minimum inertia estimation of power system considering dynamic frequency constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 114-126(in Chinese).
- [9] 李湃, 王伟胜, 黄越辉, 等. 大规模新能源基地经特高压直流送出系统中长期运行方式优化方法[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 31-40.
- LI Pai, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, et al. Method on optimization of medium and long term operation modes of large-scale renewable energy power base through UHVDC system[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 31-40(in Chinese).
- [10] 崔杨, 李崇钢, 赵钰婷, 等. 考虑风-光-光热联合直流外送的源-网-荷多时段优化调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 559-572.
- CUI Yang, LI Chonggang, ZHAO Yuting, et al. Source-grid-load multi-time interval optimization scheduling method considering wind-photovoltaic-photothermal combined DC transmission[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 559-572(in Chinese).
- [11] AHMADI H, GHASEMI H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1536-1545.
- [12] ZHANG Guangyuan, ELA E, WANG Qin. Market scheduling and pricing for primary and secondary frequency reserve[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2914-2924.
- [13] BADESA L, TENG Fei, STRBAC G. Simultaneous scheduling of multiple frequency services in stochastic unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(5): 3858-3868.
- [14] WEN Yunfeng, LI Wenyuan, HUANG Gang, et al. Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 5115-5125.
- [15] 张智, 周明, 武昭原, 等. 考虑动态频率支撑的储能选址定容规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(7): 2708-2720.
- ZHANG Zhi, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Energy storage location and capacity planning method considering dynamic frequency support[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(7): 2708-2720(in Chinese).
- [16] 闵勇, 陈磊, 刘瑞阔, 等. 电力系统频率动态中惯量与惯量响应特性辨析[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(3): 853-867.
- MIN Yong, CHEN Lei, LIU Ruikuo, et al. Analysis on characteristics of inertia and inertial response in power system frequency dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 853-867(in Chinese).
- [17] BAO Weiyu, DING Lei, KANG Y C, et al. Closed-loop synthetic inertia control for wind turbine generators in association with slightly over-speeded deloading operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023,

- 38(6): 5022-5032.
- [18] PRADHAN C, BHENDE C N. Frequency sensitivity analysis of load damping coefficient in wind farm-integrated power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(2): 1016-1029.
- [19] YANG Lun, LI Zhihao, XU Yinliang, et al. Frequency constrained scheduling under multiple uncertainties via data-driven distributionally robust chance-constrained approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(2): 763-776.
- [20] NAKIGANDA A M, DEGHAN S, MARKOVIC U, et al. A stochastic-robust approach for resilient microgrid investment planning under static and transient islanding security constraints[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(3): 1774-1788.
- [21] 颜湘武, 王德胜, 杨琳琳, 等. 直驱风机惯量支撑与一次调频协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(15): 3282-3292.
- YAN Xiangwu, WANG Desheng, YANG Linlin, et al. Coordinated control strategy of inertia support and primary frequency regulation of PMSG[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(15): 3282-3292(in Chinese).
- [22] 国家能源局. DL/T 2246.7—2021 电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第7部分: 惯量支撑与阻尼控制[S]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
- National Energy Administration. DL/T 2246.7—2021 Technical specification for grid-connected operation and control of electrochemical energy storage station—part 7: inertia support and damping control[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2021(in Chinese).
- [23] 刘钊汛, 秦亮, 杨诗琦, 等. 面向新型电力系统的电力电子变流器虚拟同步控制方法评述[J]. 电网技术, 2023, 47(1): 1-15.
- LIU Zhaoxun, QIN Liang, YANG Shiqi, et al. Review on virtual synchronous generator control technology of power electronic converter in power system based on new energy[J]. Power System Technology, 2023, 47(1): 1-15(in Chinese).
- [24] 曹炜, 钦焕乘, 陆建忠, 等. 新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(4): 190-207.
- CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(4): 190-207(in Chinese).
- [25] 刘家豪, 王程, 毕天姝. 面向新能源电力系统频率时空动态的节点等效惯量指标及其应用[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(20): 7773-7788.
- LIU Jiahao, WANG Cheng, BI Tianshu. Node equivalent inertia index for temporal-spatial frequency dynamics of renewable energy power system and its applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(20): 7773-7788(in Chinese).
- [26] 张程铭, 柳璐, 程浩忠, 等. 考虑频率安全的电力系统规划与运行优化研究综述与展望[J]. 电网技术, 2022, 46(1): 250-264.
- ZHANG Chengming, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Review and prospects of planning and operation optimization for electrical power systems considering frequency security[J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 250-264(in Chinese).
- [27] 李昭良, 胥国毅, 王程, 等. 计及功率响应延时补偿的换流器接口电源等效惯量估计方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(1): 12-21.
- LI Zhaoliang, XU Guoyi, WANG Cheng, et al. Equivalent inertia estimation method for converter-interfaced generator considering power response delay compensation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(1): 12-21(in Chinese).
- [28] 刘纯, 黄越辉, 石文辉, 等. 新能源电力系统生产模拟[M]. 北京: 中国电力出版社, 2019: 12-39.
- LIU Chun, HUANG Yuehui, SHI Wenhui, et al. Simulation of new energy power system production[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2019: 12-39(in Chinese).
- [29] PAPAETHYMIOU G, KLOCKL B. MCMC for wind power simulation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008, 23(1): 234-240.
- [30] 贺海磊, 张彦涛, 孙晓强, 等. 考虑频率安全约束的西北电网新能源开发及直流外送规模评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(14): 4753-4762.
- HE Hailei, ZHANG Yantao, SUN Xiaoqiang, et al. Evaluation method of renewable energy development scale and DC transmission scale of China Northwest power grid by considering frequency security constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4753-4762(in Chinese).

附录

<http://nps.epri.sgcc.com.cn/djgxcb/CN/10.13334/j.0258-8013.pcsee.230919>



赵冬梅

在线出版日期: 2023-11-10。

收稿日期: 2023-05-10。

作者简介:

赵冬梅(1965), 女, 教授, 博士生导师, 主要从事电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网等方面的研究工作, zhaodm@ncepu.edu.cn;

*通信作者: 徐辰宇(1997), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统优化运行, xu_chenyu2021@163.com。

(编辑 陈娟)

Optimization Configuration Method for Energy Storage Considering Frequency Stability of New Energy Bases Without Conventional Power Supply Support on Site

ZHAO Dongmei¹, XU Chenyu¹, DU Zenghang¹, TAO Ran², PEI Jiannan¹, SONG Chenming¹, LIU Chongru¹
(1. North China Electric Power University; 2. State Grid Tianjin Electric Power Company)

KEY WORDS: no regular power support on site; large-scale direct current delivery; new energy bases frequency stability; virtual inertia; energy storage planning

The primary model for promoting large-scale development of new energy is the construction of wind-solar-storage bases in deserts, Gobi regions, and desertified areas. However, in the scenario without conventional power support on site, the coordination between new energy power generation and DC is insufficient, and the frequency of the base is unstable. The energy storage power station has the characteristics of fast two-way adjustment speed, strong short-term charging and discharging ability, and excellent controllability. It can provide fast frequency adjustment and inertia support for new energy bases, and make up for the problem of insufficient DC transmission capacity caused by wind and rain fluctuations. The energy storage planning scheme for the new energy base with both frequency safety, stability and economy plays a pivotal role.

The energy storage planning of new energy bases requires in-depth research in the following three aspects: (1) The description of the frequency support capability of new energy stations without the support of conventional power sources on site, covering the construction of virtual inertia of new energy bases, different frequency support capabilities of grid-forming (GFM) and grid-following (GFL) controls; (2) Establish the coordination of wind-solar-storage power generation and DC operation mode of new energy base; (3) An energy storage planning method considering the frequency response characteristics is proposed.

In a new energy base dominated by control, this paper constructs reasonable virtual inertia based on the operating characteristics of wind-solar-storage, further explores the influence of GFL and GFM on the frequency response, and establishes a frequency response model for various control strategies, as shown in Fig. 1. In the energy storage planning model, an energy storage optimization configuration method considering DC operation mode is proposed, and frequency stability safety constraints are embedded in typical operating scenarios. Based on the planning guidelines for new energy bases in Northwest China, Table 1 shows the BES configuration scheme and operation results.

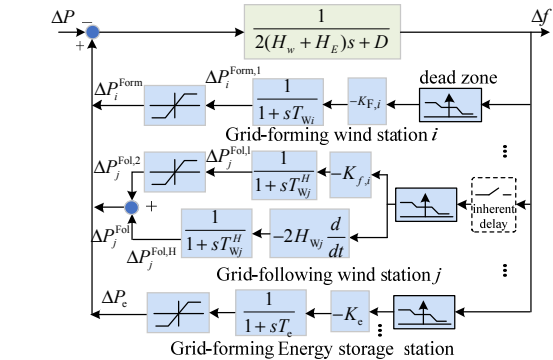


Fig. 1 Frequency response model of new energy base

Table 1 Energy storage configuration and economic analysis

Rated power/ MW	Capacity/ (MW·h)	Total cost/(×10 ⁵ \$)		
		planning cost	maintenance cost	operating cost
1093.68	1514.85	2.267	0.219	4.595

The proposed energy storage planning method not only achieves economical allocation, but also ensures the stability of the frequency of the base, as shown in Fig. 2.

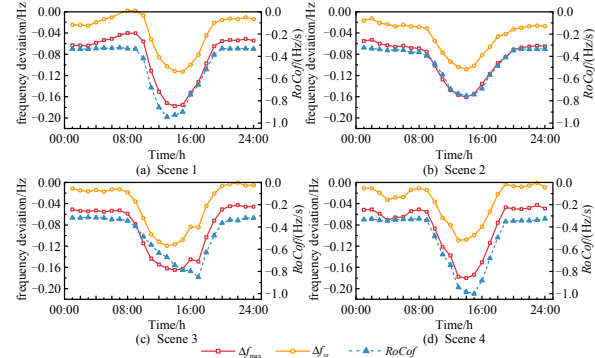


Fig. 2 Frequency indicators for new energy bases

Additionally, this paper analyzes the impact of frequency indicators, DC operation mode, GFM and GFL control strategies for each station on energy storage configuration. Relaxing the constraints on frequency indicators and improving the flexibility of DC operation can reduce the planned capacity of energy storage. GFM control play an important role in reducing the maximum frequency change rate of new energy bases, and increasing the proportion of GFM stations is more conducive to system stability.