

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250771

极端事件下考虑储能支撑频率响应全过程调节的 随机优化方法

张大海^{1,2}, 郑鑫鑫¹, 吴雪¹, 和敬涵^{1,2}, 胡晓晨¹

(1. 北京交通大学电气工程学院, 北京 100044; 2. 北京市轨道交通电气工程技术研究中心, 北京 100044)

摘要: 以台风为代表的极端事件频发严重威胁受端电网频率安全, 而储能的快速调节特性对频率安全意义重大。为此, 提出极端事件下考虑储能支撑频率响应全过程调节的随机优化方法。首先, 构建台风场景下直流联络线故障概率模型。其次, 分析故障后基于储能调节的全过程频率响应特性, 并推导功率-能量备用容量解析表达式, 提出一种量化频率偏差效应并反映同步机组和储能调频效果及系统弹性的准则。然后, 构建基于安全准则的随机优化模型, 第一阶段最小化系统成本, 第二阶段嵌入台风场景下直流联络线概率模型, 保证电网频率安全。最后, 在改进异步互联电网和某地区受端电网验证所提模型的有效性, 结果表明所提模型能够有效增强极端事件下系统弹性, 改善故障扰动后的频率动态特性。

关键词: 极端事件; 直流联络线; 频率安全; 储能; 受端电网; 台风场景

A stochastic optimization method considering the whole process of energy storage supporting frequency response under extreme events

ZHANG Dahai^{1,2}, ZHENG Xinxin¹, WU Xue¹, HE Jinghan^{1,2}, HU Xiaochen¹

(1. School of Electrical Engineering, Beijing Jiaotong University, Beijing 100044, China;

2. Beijing Engineering Research Center of Electric Rail Transportation, Beijing 100044, China)

Abstract: Extreme events represented by typhoons occur frequently and pose a severe threat to the frequency security of receiving-end power grids, while the fast regulation capability of energy storage is of great significance for maintaining frequency security. To this end, a stochastic optimization method is proposed that considers the entire process of regulating the frequency response of energy storage support under extreme events. First, a probabilistic failure model of DC interconnection lines under typhoon scenarios is established. Second, the frequency response characteristics of the entire process based on energy storage regulation after faults are analyzed, and analytical expressions for power-energy reserve capacity are derived. A criterion is then proposed to quantify the effects of frequency deviation while reflecting the frequency regulation contributions of synchronous generators and energy storage, as well as system resilience. Subsequently, a security-constrained stochastic optimization model is constructed. In the first stage, the system cost is minimized, and in the second stage, a probabilistic model of the DC interconnection lines under typhoon scenarios is embedded to ensure grid frequency security. Finally, the effectiveness of the proposed model is verified on an improved asynchronously interconnected power grid and a regional receiving-end power grid. The results show that the proposed model can effectively enhance system resilience under extreme events and improve post-fault frequency dynamic performance.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. U22B20103).

Key words: extreme events; DC interconnection line; frequency security; energy storage; receiving-end grid; typhoon scenario

0 引言

近年来, 极端事件频发导致电网设施频繁遭受

台风、暴雨和高温等自然灾害侵袭, 电力基础设施如直流联络线, 因长期暴露于恶劣自然环境中, 易发生故障, 不同区域间的高压直流联络线可能会因其遭到破坏, 进而引发重大经济损失^[1]。例如, 2024年极端天气席卷广东、广西、贵州等地, 导致部分

基金项目: 国家自然科学基金项目资助 (U22B20103)

地区供电线路受损。2020年“黑格比”、“海神”等台风在中国沿海登陆，导致发生主配电网大规模跳闸事件，影响了数百万用户的电力供应^[2]。2019年的超级台风“利奇马”也造成了多个省份168条110 kV及以上电压等级线路的停电事故^[3]，2025年4月28日的欧洲大停电事故由于极端气温引起直流联络线故障，进而引发连锁反应，导致作为典型受端电网的西、葡两国停电数小时。因此，为保障系统极端事件应对能力、维持系统频率稳定，有必要分析系统遭受直流联络线故障后的受端电网频率响应过程，以确保系统频率安全^[4]。

现阶段优化策略多以系统经济性为主，关于安全性的研究则主要聚焦于基态及 $N-1$ 故障条件下电网维持对用户持续供电的能力^[5]。然而随着极端事件频发，电网面临频率波动过大甚至崩溃的风险显著增大，因此，在优化模型中引入频率安全约束显得尤为关键。为增强系统频率响应能力，文献[6]提出了将惯量约束引入经济调度的策略，以保障频率扰动初期具备充足的惯量响应，但仅凭同步惯量的数量并不能充分确保频率稳定性。此外，现有研究大都未能系统性地覆盖频率调节过程中“惯量支撑(inertia response, IR)-一次调频(primary frequency response, PFR)-二次调频(secondary frequency response, SFR)”各阶段的全动态过程，缺乏对频率动态稳定性的全面建模与分析。

极端灾害引发的大功率扰动会直接影响电力系统的频率稳定性：当功率过剩时，系统频率会上升，易引发同步机组超频运行并自动停机；相反，功率短缺则会导致频率降低，若频率降至安全阈值以下，则可能触发低频减载，进而加剧极端灾害下的停电事故^[7]。因此，为保证极端事件下的频率安全，在电力系统调度框架中引入频率安全约束以保证足够的频率调节备用。但频率安全约束具有强非线性特征，难以计算得到事故后频率指标的精确解析表达式，使得含该约束的优化问题求解难度大，故对于频率安全约束模型的构建是目前迫切解决的问题。文献[8]利用平均频率响应模型获取动态频率约束，通过拉式反变换得到频率时域表达及最大频差的高阶非线性解析式，求解较为复杂。文献[9]将频率安全问题转为稀疏加权倾斜决策树问题，但仅能判断频率是否超出安全裕度，无法获取具体的频率数值。为应对风光不确定性，文献[10-11]针对低惯量电力系统的频率安全问题，提出数据驱动和机器学习的频率安全评估方法，利用快速频率响应储备，提高了电网的快速响应能力，同时减小了计算负担。文献[12]提出了一种考虑频率安全约束的鲁棒机组组

合模型，以同时优化调度PFR和SFR备用。文献[13]提出了一种频率安全裕度标准，用于衡量系统能够承受的最大功率干扰。

与风电不确定性相比，大容量直流联络线故障对频率安全的影响更为严重，因为它们们在受端电网中的供电份额占比较大。此外，长距离直流联络线不可避免地受天气条件的影响，更易发生故障。文献[14]针对区域互联电网面临的频率安全风险，提出了一种直流跨区互联系统频率稳定的多调频资源协调优化方法，提高了系统频率的稳定性。文献[15]提出了一种频率安全约束机组组合模型，用于在最恶劣的直流故障条件下对互联电力系统进行调度。虽然台风会使直流联络线的故障率增大，但其仍属于小概率高风险事件^[16]，而鲁棒优化方法则可能会导致系统成本过高^[17]。因此，有必要考虑极端事件下可能发生的大容量直流联络线故障对频率安全的影响，以降低系统成本并保障频率安全。

从物理特性角度，储能系统(energy storage system, ESS)具有快速响应和高可控性，是重要的惯量和调频资源^[18]。文献[19]构建了储能与系统频率之间的响应模型，揭示了其在提供虚拟惯量和一次调频中的作用机制。文献[20]针对自然灾害和网络攻击等极端事件，建立了基于ESS的两阶段随机优化模型，利用ESS的高可控性，有效增强了电网弹性。文献[21]基于模型预测控制技术，利用ESS和其他调频资源为频率调节提供快速支撑服务，从而有效提升了微电网动态频率稳定性。文献[22]利用快速频率调节和虚拟惯量两种新型辅助参与频率调节，通过控制器的增益量化调节裕量，保证了系统的安全稳定。但其在频率调节过程中的优势很难通过上述标准进行分析量化。这可能会导致辅助服务市场中频率调节储备的定价不合理。此外，这些现有标准不反映整个频率调节过程中各个时间点的频率特征。因此，为了更好地服务于系统惯量-频率全响应过程，亟需量化表征频率偏差和相应持续时间的准则。

本文提出考虑储能支撑频率响应全过程调节的随机优化方法。首先，对台风灾害下造成的直流联络线故障进行建模。其次，建立基于IR-PFR-SFR全过程和相应时间的频率偏差积分准则，用于评估电力系统在极端事件下的频率安全性，其准则能够反映累积频率效应，并量化不同频率调节备用的作用效果。然后，建立了考虑频率安全准则的两阶段随机优化模型，第一阶段考虑最小化系统成本，第二阶段为直流联络线故障概率下的预期成本。最后，通过改进的IEEE39节点系统和中国某地区实际受

端电网系统验证本文所提方法的有效性。

1 直流联络线故障率建模

正常运行下, 直流联络线发生故障的主要原因包括运行年限增长、设计缺陷以及逐渐老化等。这些问题会随着线路服役时间的延长而愈发严重。故障率 3 个阶段的变化过程参考文献[23]。

根据文献[23], 采用 Weibull 分布对上述曲线建模^[24], 则线路故障率与使用年限的关系为

$$\lambda_0(\theta) = \begin{cases} \alpha_1, & \theta_1 \leq \theta \leq \theta_2 \\ \alpha_2 e^{\beta_2 \theta}, & \theta_2 \leq \theta \leq \theta_3 \end{cases} \quad (1)$$

式中: α_1 、 α_2 和 β_2 为曲线参数; θ_1 、 θ_2 、 θ_3 为线路不同服役阶段所对应的服役年限。

直流联络线故障不仅受其本身条件的影响, 也受外界因素的影响。当直流联络线处于台风场景时, 其故障率大小受风速、风向和底层中心等的影响, 根据文献[17,24-25], 将直流联络线 l 在台风场景 w 下, t 时刻的可靠性函数 $R_l(t|w)$ 定义为

$$R_l(t|w) = \exp\left[-\int_0^t \lambda_l(\tau|w) d\tau\right] \quad (2)$$

式中: $\exp[\cdot]$ 表示 e 的指数函数; λ_l 为直流联络线 l 故障率; τ 为积分变量。

将在台风场景 w 下直流联络线 l 在 t 时刻发生故障事件 s 的概率 $P(s|w)$ 表示为

$$P(s|w) = R_l(t|w) \cdot \lambda_l(t|w) \cdot \prod_{k \neq l} [R_k(t|w) \cdot (1 - \lambda_k(t|w))] \quad (3)$$

式中: k 为某一直流联络线路。

由于台风的不确定性和高压直流联络线的长距离, 受风速、温度、湿度及风向等因素, 以及预测误差的影响。因此, 综合考虑不同台风场景概率 $P(w)$, 发生故障事件 s 下的总体概率 $P(s)$ 为

$$P(s) = \sum_w P(s|w) \cdot P(w) \quad (4)$$

2 基于 ESS 支撑兼顾功频的动态频率特性

在电网实际运行中, 系统要保留足够的有功功率储备, 防止功率缺额。因此, 在动态频率分析中考虑可能发生的最坏情况。本文以电池储能(battery energy storage system, BESS)为例, 其动态过程如附录 A 图 A1。

1) 在系统发生故障后, BESS 立即释放最大可用容量进行功率补偿, 以避免功率不平衡。BESS 功率变化 ΔP_e 为

$$\Delta P_e = P_e^{\text{dis, max}} - P_e^{\text{dis}} + P_e^{\text{ch}} \quad (5)$$

式中: $P_e^{\text{dis, max}}$ 为第 e 台 BESS 最大放电功率; P_e^{ch} 和 P_e^{dis} 分别为第 e 台 BESS 的充、放电功率。系统的原始不平衡功率 ΔP_L^{max} 立即下降到 $\Delta P_L' = \Delta P_L^{\text{max}} - \sum_e \Delta P_e$ 。

2) 在瞬态期间, BESS 的补充功率保持恒定, 直到所需 PFR 的同步机组完全响应。

3) 在惯性响应时段 Δt_1 内, 功率不平衡保持恒定。调速器死区后, 同步机组开始以恒定速率补充 PFR, 在一次频率响应 PFR 时段 Δt_2 内的系统功率不平衡量线性减小, 直至进入准稳态时趋于 0。

根据式(5), 在正常运行中 BESS 以最大功率 $P_e^{\text{ch, max}}$ 充电时, 最大可变功率为 $P_e^{\text{dis, max}} + P_e^{\text{ch, max}}$ 。因此, 当发生联络线故障后, 储能备用容量可支撑相当大的不平衡功率, 从而降低同步机组的惯量和 PFR 需求。与无储能设备的频率曲线相比, 其降低了频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF), 并确保频率偏移在安全范围内。

针对同步机组的 SFR, 需要避免储能在 SFR 时段内突然引起的功率不平衡。在系统频率经惯性响应和 PFR 调节恢复至准稳态后, 需要储能持续将其调节量降至 0, 直到自动发电控制(automatic generation control, AGC)完全响应。因此, 利用 BESS 保持故障后频率偏差在安全范围内的放电能量 ΔE_e 为

$$\Delta E_e \approx P_e^{\text{dis, max}} (\Delta t_1 + \Delta t_2) + 0.5 P_e^{\text{dis, max}} \Delta t_3 \quad (6)$$

式中: Δt_1 、 Δt_2 、 Δt_3 分别为 IR、PFR、SFR 的过程持续时间。

如果储能的总功率容量大于或等于 ΔP_L^{max} , 则可通过储能完全补偿功率不平衡 ΔP_L^{max} 。

$$\Delta P_L^{\text{max}} = \sum_e \Delta P_e = \sum_e (P_e^{\text{dis, s}} - P_e^{\text{dis}} + P_e^{\text{ch}}) \quad (7)$$

式中: $P_e^{\text{dis, s}}$ 为故障后储能设备 e 的放电功率, 此时, 由于实际功率不平衡可以降至 0, 因此保证了系统频率的稳定。

3 考虑频率响应全过程的安全准则建模

频率调节主要涉及 IR、PFR 和 SFR 过程, 电力系统频率的响应过程见文献[7]。同步机组和储能在 t_0 时刻进行 IR 和 PFR, 直到 t_2 达到准稳态频率。同步机组在 $t_2 \sim t_3$ (Δt_3) 时段进行 SFR, 以补偿准稳态频率和稳态频率之间的误差。为了评估频率安全性, 将整个频率调节过程中累计频率偏差积分(cumulative frequency deviation, CFD)定义为频率安全准则 Z 。

$$Z = \int_{\Delta t} \Delta f(t) dt \quad (8)$$

式中: $\Delta f(t)$ 为频率偏差; Δt 为相应调频时间段。

3.1 惯量响应和一次频率响应过程

为了更快响应频率偏差, 本文引进一种增强型频率响应(enhanced frequency response, EFR)^[26], 由储能提供。

IR 和 PFR 过程中的频率偏差表达式为

$$2H \cdot \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D \cdot P_D \cdot \Delta f(t) = f_{\text{EFR}}(t) + f_{\text{PFR}}(t) - \Delta P_L \quad (9)$$

式中: H 为系统惯性; D 为负载阻尼率; P_D 为负载需求水平, 在频率调节的时间范围内, 可以将其视为固定值; $f_{\text{EFR}}(t)$ 为储能提供的惯量-频率支撑; $f_{\text{PFR}}(t)$ 为一次调频备用量; ΔP_L 为功率缺额。

$$f_{\text{EFR}}(t) + f_{\text{PFR}}(t) = \sum_e \Delta P_e(t) + \sum_g \Delta P_g(t) \quad (10)$$

式中: $\Delta P_g(t)$ 为同步机组 g 提供的调频资源。将 f_{EFR} 和 f_{PFR} 建模为^[27-28]

$$\Delta P_g(t) = \begin{cases} f_{\text{PFR}}^g \cdot (t - t_0)/t_G, & t \leq t_G + t_0 \\ f_{\text{PFR}}^g, & t > t_G + t_0 \end{cases} \quad (11)$$

$$\Delta P_e(t) = \begin{cases} f_{\text{EFR}}^e \cdot (t - t_0)/t_E, & t \leq t_E + t_0 \\ f_{\text{EFR}}^e, & t > t_E + t_0 \end{cases} \quad (12)$$

式中: f_{PFR}^g 和 f_{EFR}^e 的系数反映了频率安全准则分别由同步机组和 ESS 提供备用容量的效果; t_E 、 t_G 分别为储能和同步机组的响应时间。

通过式(9)得到时域中的频率偏差。

当 $t \in [t_0, t_E]$ 时, 有

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P_L}{\dot{D}} - \left(\frac{\sum_g f_{\text{PFR}}^g}{\dot{D}t_G} + \frac{\sum_e f_{\text{EFR}}^e}{\dot{D}t_E} \right) (t - t_0) + \quad (13)$$

$$\frac{2H}{\dot{D}^2} \left(\frac{\sum_g f_{\text{PFR}}^g}{t_G} + \frac{\sum_e f_{\text{EFR}}^e}{t_E} \right) \left(1 - e^{-\frac{\dot{D}}{2H}(t-t_0)} \right)$$

当 $t \in [t_E, t_G]$ 时, 有

$$\Delta f(t) = \left[\frac{\Delta P_L - f_{\text{PFR}}^g(t_E)}{\dot{D}} + \frac{2H \sum_g f_{\text{PFR}}^g}{\dot{D}^2 t_G} \right] \cdot \left(1 - e^{-\frac{\dot{D}}{2H}(t-t_E)} \right) +$$

$$\Delta f(t_E) e^{-\frac{\dot{D}}{2H}(t-t_E)} - \frac{\sum_g f_{\text{PFR}}^g}{\dot{D}t_G} (t - t_E) \quad (14)$$

当 $t \in [t_G, t_2]$ 时, 有

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P_L - f_{\text{PFR}}^g(t_G)}{\dot{D}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\dot{D}}{2H}(t-t_G)} \right) + \quad (15)$$

$$\Delta f(t_G) e^{-\frac{\dot{D}}{2H}(t-t_G)}$$

式中: $\dot{D} = D \cdot P_D$; $P_e(t)$ 为 IR 阶段储能提供的惯量响应以及 PFR 阶段部分频率响应。

由于 PFR 过程的持续时间通常比 t_G 长很多, 由式(12)可得, 当 $t \gg t_G$ 时, 系统频率将逐渐达到准稳态, 相应的频率偏差可近似为

$$\Delta f(t_2) \approx \frac{\sum_g f_{\text{PFR}}^g + \sum_e f_{\text{EFR}}^e - \Delta P_L}{\dot{D}} \quad (16)$$

因此, 通过式(9)和式(10)得到

$$2H \cdot [\Delta f(t_2) - \Delta f(t_0)] + \dot{D} \cdot \int_{t_0}^{t_2} \Delta f(t) dt = \int_{t_0}^{t_2} \left(\sum_g \Delta P_g(t) + \sum_e \Delta P_e(t) - \Delta P_L \right) dt \quad (17)$$

与较大功率缺额下的频率偏差相比, 频率死区是一个很小的值, 可忽略不计。假定 $\Delta f(t_0) = 0$, 令 $t = t_2 - t_0$, 通过式(8)一式(12)可得 IR 和 PFR 过程中的频率安全准则 Z_1 为

$$Z_1 = \left| \int_{t_0}^{t_2} \Delta f(t) dt \right| \quad (18)$$

3.2 二次频率响应过程中的频率偏差

在系统频率逐渐恢复至准稳态后, 为避免较长时间的异常频率偏差对系统造成不利影响, AGC 开始作用, 该控制器利用区域控制误差(area control error, ACE)信号进行控制。

$$f_{\text{ACE}}(t) = f_{\text{PFR}}(t_2) + f_{\text{SFR}}(t) - \Delta P_L - 10B\Delta f(t) \quad (19)$$

式中: B 为频率偏差系数; $f_{\text{SFR}}(t)$ 为机组提供的调频容量。

同时根据文献[29], AGC 控制环节采用比例积分控制。因此, 机组提供的调频容量 $f_{\text{SFR}}(t)$ 满足式(20)。

$$f_{\text{SFR}}(t) = \sigma \cdot f_{\text{ACE}}(t) + \frac{1}{\beta} \int_{t_2}^t f_{\text{ACE}}(\tau) d\tau \quad (20)$$

式中: σ 和 β 分别为 AGC 的比例和积分控制参数。

由于频率在 SFR 过程中恢复到稳态值, 因此 $\Delta f(t_3)$ 和 $f_{\text{ACE}}(t_3)$ 均为 0。由式(19)得到

$$f_{\text{SFR}}(t_3) = \Delta P_L - f_{\text{PFR}}(t_2) \quad (21)$$

假定在提供 SFR 时, 同步机组以恒定速率向受端电网提供功率, 则有

$$f_{\text{SFR}}(t) = \frac{f_{\text{SFR}}(t_3)}{\Delta t_3} \cdot (t - t_2), t \in [t_2, t_3] \quad (22)$$

结合式(19)一式(22), SFR 过程中 Z_2 为

$$Z_2 = \left| \int_{t_2}^{t_3} \Delta f(t) dt \right| \quad (23)$$

通过式(18)和式(23)可得所提频率安全准则为

$$\begin{cases} Z = Z_1 + Z_2 = a \cdot \Delta P_L + b \cdot \sum_g f_{\text{PFR}}^g + c \cdot \sum_e f_{\text{EFR}}^e \\ a = \frac{20B\dot{D}\Delta t_2 - 40HB + (\Delta t_3 - 2\beta)\dot{D}^2}{20B\dot{D}^2} \\ b = \frac{10B\dot{D}(t_G - 2\Delta t_2) + 40HB + (\Delta t_3 - 2\beta)\dot{D}^2}{20B\dot{D}^2} \\ c = \frac{10B\dot{D}(t_E - 2\Delta t_2) + 40HB - (\Delta t_3 - 2\beta)\dot{D}^2}{20B\dot{D}^2} \end{cases} \quad (24)$$

由式(24)可知, f_{PFR}^g 的系数可表示每增加一个单位 f_{PFR}^g , 则 e 增加一个单位 b , f_{EFR}^e 类似。因此本文提出一种性能因子 Ξ , 以定量比较 ESS 和同步机组在频率调节过程对频率调节的作用。

$$\Xi = \frac{\partial Z / \partial f_{\text{EFR}}^e - \partial Z / \partial f_{\text{PFR}}^g}{\partial Z / \partial f_{\text{PFR}}^g} = \frac{10B\dot{D}(t_E - t_G)}{10B\dot{D}(t_G - 2\Delta t_2) + 40B\dot{H}\dot{D} - (\Delta t_3 - 2\beta)\dot{D}^2} \quad (25)$$

由于 t_E 通常小于 t_G , 所以 $\Xi > 0$, 说明在频率调节过程中 ESS 的效率优于同步机组。从式(24)可以看出, 所提频率安全准则与 ΔP_L 、同步机组提供的 PFR 和 ESS 提供的 EFR 成线性关系, 因此所提频率安全准则容易嵌入到优化问题中。

4 考虑频率安全约束的随机优化模型

4.1 优化模型整体框架

极端灾害场景下综合考虑直流联络线发生的故障率、ESS 对系统频率的支撑特性、含同步机组和储能调频资源的频率安全约束等, 建立考虑频率响应全过程的电力系统两阶段优化模型。第一阶段是对系统总成本与风险进行协调的预调度阶段, 目标函数为最大程度地减少所有直流联络线故障事件下的发电总成本、PFR、SFR 和预期的 ESS 成本。基于决策变量 $P_{g,t}$ 、 $Y_{g,t}$ 、 $f_{\text{PFR}}^{g,t}$ 、 $f_{\text{SFR}}^{g,t}$, 从第一阶段问题开始, 第二阶段问题是对风险评估的再调度阶段, 将每条直流联络线故障场景 s 下的功率进行重新划分, 旨在最大程度地减少相应的预期 ESS 成本, 将结果返回到第一阶段, 以最大程度地减少系统总成本。两阶段优化模型流程框图如图 1 所示。

4.2 第一阶段

第一阶段目标函数为最大程度地减少所有直流联络线故障事件下的发电总成本、PFR、SFR 和预期的 ESS 成本。

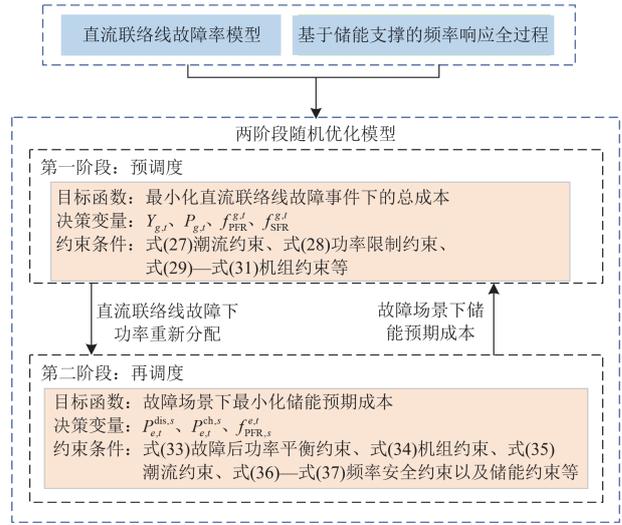


图 1 优化模型整体框架

Fig. 1 Overall framework of optimization model

$$\min F_1 = \min \sum_t \sum_g [f_g(P_{g,t}) + C_g^{\text{SU}} \cdot Y_{g,t} + C_{g,t}^{\text{PFR}} \cdot f_{\text{PFR}}^{g,t} + C_{g,t}^{\text{SFR}} \cdot f_{\text{SFR}}^{g,t}] + \sum_s E^s \quad (26)$$

式中: $f_g(\cdot)$ 为同步机组的成本函数; $P_{g,t}$ 为正常状态下同步机组功率输出; C_g^{SU} 为启动成本; $Y_{g,t}$ 为机组启停的 0-1 决策变量; $C_{g,t}^{\text{PFR}}$ 、 $C_{g,t}^{\text{SFR}}$ 分别为一次、二次调频备用费用; $f_{\text{PFR}}^{g,t}$ 、 $f_{\text{SFR}}^{g,t}$ 分别为相应时段的机组调频量; E^s 为故障场景下储能的预期成本。

第一阶段问题满足如下约束: 约束式(27)表示潮流约束; 约束(28)表示直流联络线的有功功率限值; 约束(29)和式(30)分别表示同步机组提供的 PFR 和 SFR 的上、下限; 约束式(31)表示二进制变量。

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t} - \sum_{e \in \Omega_i} P_{e,t} = \sum_{j \in \Phi_i} B_{ij}(\varphi_{i,t} - \varphi_{j,t}) \quad (27)$$

$$-F_{ij}^{\text{max}} \leq B_{ij}(\varphi_{i,t} - \varphi_{j,t}) \leq F_{ij}^{\text{max}} \quad (28)$$

$$0 \leq f_{\text{PFR}}^{g,t} \leq \eta \cdot P_g^{\text{max}} \quad (29)$$

$$0 \leq f_{\text{SFR}}^{g,t} \leq X_{g,t} \cdot R_g \cdot \Delta t_3 \quad (30)$$

$$2Y_{g,t} \leq X_{g,t+1} - X_{g,t} + 1 \quad (31)$$

式中: $P_{e,t}$ 为储能在时刻 t 的功率; G_i 、 Ω_i 分别为节点 i 上的同步机组、负荷集合; Φ_i 为相邻节点到 i 的集合; B_{ij} 为 i 、 j 节点间的电纳; $\varphi_{i,t}$ 、 $\varphi_{j,t}$ 为正常状态下的母线相角; F_{ij}^{max} 为正常状态下节点 i 、 j 间的直流联络线容量; P_g^{max} 为同步机组的出力上限; $X_{g,t}$ 为同步机组在时刻 t 的开关状态; η 为同步机组 PFR 的最大发电量百分比; R_g 为机组的最大 SFR

响应速率。其他约束参考文献[3]。

4.3 第二阶段

第二阶段目标函数为

$$E^s = \min \sum_{t \geq t^s} \sum_e P(s) [C_e^s (P_{e,t}^{\text{dis},s} + P_{e,t}^{\text{ch},s}) + C_e^{\text{PFR},s} f_{\text{PFR},s}^{e,t}] \quad (32)$$

式中: C_e^s 为储能充放电运行成本系数; $P_{e,t}^{\text{ch},s}$ 、 $P_{e,t}^{\text{dis},s}$ 分别为故障场景 s 时刻 t 的储能充放电功率; $C_e^{\text{PFR},s}$ 为储能 e 的调频备用成本系数; $f_{\text{PFR},s}^{e,t}$ 为场景 s 时刻 t 储能的一次调频备用量。

第二阶段问题满足约束: 故障后的功率平衡约束、机组约束和潮流约束。

$$\sum_{g \in G_i} P_{g,t}^s - \sum_{e \in \Omega_i} (P_{e,t} - P_{e,t}^s) = \sum_{j \in \Omega_i} I_{ij,t}^s B_{ij} (\varphi_{i,t}^s - \varphi_{j,t}^s) \quad (33)$$

$$P_g^{\min} \cdot X_{g,t} \leq P_{g,t}^s \leq P_{g,t} + f_{\text{PFR}}^{g,t} + f_{\text{SFR}}^{g,t} \quad (34)$$

$$-F_{ij,\text{ctgy}}^{\max} \leq I_{ij,t}^s B_{ij} (\varphi_{i,t}^s - \varphi_{j,t}^s) \leq F_{ij,\text{ctgy}}^{\max} \quad (35)$$

式中: $P_{g,t}^s$ 为场景 s 下同步机组 g 在时刻 t 的出力; $P_{e,t}^s$ 为场景 s 下储能 e 在时刻 t 的出力; $\varphi_{i,t}^s$ 、 $\varphi_{j,t}^s$ 为故障状态下的母线相角; $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 为时刻 t 储能放电功率; $I_{ij,t}^s$ 为故障场景 s 下时刻 t 节点 i 、 j 间的状态; P_g^{\min} 为同步机组 g 的出力下限; $F_{ij,\text{ctgy}}^{\max}$ 为故障下节点 i 、 j 间的最大容量。

故障后频率安全约束为

$$\Delta P_L^s \leq \sum_g f_{\text{PFR}}^{g,t} + \sum_g f_{\text{SFR}}^{g,t} + \sum_e f_{\text{EFR},s}^{e,t} \quad (36)$$

$$Z(\Delta P_L^s, f_{\text{PFR},s}^{g,t}, f_{\text{EFR},s}^{e,t}) \leq \xi \cdot Z^{\max} \quad (37)$$

式中: ΔP_L^s 为故障事件下的功率缺额; $f_{\text{PFR},s}^{g,t}$ 为故障事件下一次调频备用量; $f_{\text{EFR},s}^{e,t}$ 为故障事件下 ESS 提供的备用容量; $Z(\cdot)$ 为在故障事件下提出的基于 CFD 的频率安全准则; ξ 表示安全水平; Z^{\max} 为频率安全水平最大值。约束式(36)要求 PFR、SFR 和 ESS 的备用总量大于输电线故障引起的功率缺额, 以使频率恢复至稳态。约束式(37)确保频率偏差满足故障后的所有频率安全要求。储能的其他约束参考文献[30-31]。

5 模型求解

系统惯性 $H(t)$ 取决于在线发电机的数量^[32], 如式(38)所示。

$$H(t) = \frac{1}{f_0} \left(\sum_g X_{g,t} \cdot H_g \cdot P_g^{\max} + \sum_e H_{e,t} \cdot P_e^{\text{dis},\max} \right) \quad (38)$$

式中: H_g 表示同步机组的惯量常数; P_g^{\max} 表示同

步机组最大功率; $H_{e,t}$ 表示储能系统 e 提供的等效惯量常数(本文 ESS 采用虚拟惯量控制策略)。

针对 0-1 变量和连续变量相乘, 定义一个新的变量 $\Theta_{g,t}$ 替换约束式(37)中的 $X_{g,t} \cdot (\Delta P_L - \sum_e f_{\text{EFR}}^{e,t} - \sum_g f_{\text{PFR}}^{g,t})$ 。采用 Big-M 方法进行等效替换。

$$-M \cdot X_{g,t} \leq \Theta_{g,t} \leq M \cdot X_{g,t} \quad (39)$$

$$\Delta P_L - \sum_e f_{\text{EFR}}^{e,t} - \sum_g f_{\text{PFR}}^{g,t} - M \cdot (1 - X_{g,t}) \leq \Theta_{g,t} \quad (40)$$

$$\Delta P_L - \sum_e f_{\text{EFR}}^{e,t} - \sum_g f_{\text{PFR}}^{g,t} + M \cdot (1 - X_{g,t}) \geq \Theta_{g,t} \quad (41)$$

式中: M 为一个无穷大的数。由于直流联络线最大容量比 ΔP_L 大, 因此可将其视为 M 。如果 $X_{g,t} = 0$,

则 $\Theta_{g,t} = 0$ 。如果 $X_{g,t} = 1$, 则 $\Theta_{g,t} = \Delta P_L - \sum_e f_{\text{EFR}}^{e,t} -$

$\sum_g f_{\text{PFR}}^{g,t}$ 。该问题被重新等效为两阶段随机混合整数线性问题, 求解方法参见文献[33]。

6 算例分析

6.1 参数设置

基于文献[34]对 IEEE39 节点系统进行改进(3条高压直流联络线 L1: 28-18; L2: 20-24; L3: 34-27, 线路额定容量分别为 300 MW、450 MW 和 300 MW)。在该系统上应用上述模型后, 对动态频率特性和经济效益进行详细讨论。假设直流联络线每年每千米老化故障率为 0.05。本文中历史台风的移动路径和强度都被认为是在第二阶段之后产生的直流联络线故障事件。IR-PFR 以及 SFR 过程的持续时间分别为 1 min 和 10 min。 t_G 、 t_E 分别为 10 s 和 0.5 s。设置基准频率为 50 Hz, 频率最大偏差为 0.5 Hz, 稳态频率为 0.2 Hz。 $\sigma = 0$, $\beta = 50$, $B = 0.01$, $\eta = 0.2$, $D = 2.5\%/Hz$, $Z_{\max} = 300$, 系统惯量常数设为 5 s, PFR 与 SFR 的调频成本分别设为 15 美元/MWh 与 20 美元/MWh^[35]。线路故障率如附录 A 图 A2 所示。ESS 接入位置及相关参数如附录 A 表 A1 所示, 投资成本和运维成本参考文献[36]。

6.2 结果分析

6.2.1 不同频率安全准则下的频率响应容量分析

为证明所提方法的有效性, 在不同频率安全要求下进行分析 ($\xi = 0.3, 0.6, 0.9$), 备用容量及可中断负荷量如图 2 所示。

由图 2 可知, 随着 ξ 从 0.9 降低到 0.3, 储能系统提供的备用容量和发电机提供的 PFR 量有所增加, 而 SFR 量逐渐减少。随着频率安全要求日益严格, 储能系统在故障后的快速响应能力得到了更充

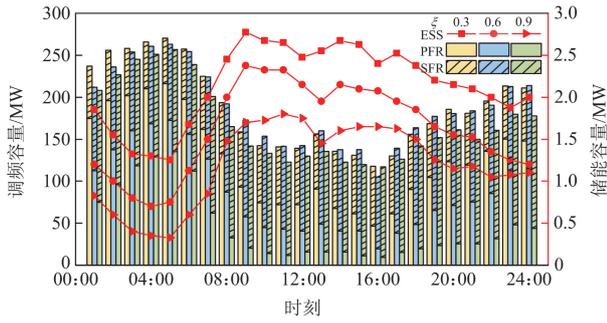


图 2 不同频率安全准则下的调频备用调度结果

Fig. 2 Frequency regulation reserve dispatching results under different frequency safety criteria

分的发挥, 从而减少了对传统 PFR 资源的依赖。由于储能可以在毫秒级时间尺度内提供功率支撑, 故障发生后, 系统的频率偏差能够更快地被抑制, 使得频率最低点时间缩短, 准稳态频率偏差减小。因此, 所需的 SFR 量减少, 因为系统在早期阶段获得了足够的功率支持, 无需过度依赖慢速调频资源, 与所提准则之间的关系如式(24)和式(37)。此外, 在高负荷时段(如 09:00—14:00), 储能放电量较高, 而 PFR 和 SFR 计划量相对减少。这是因为在这些时段, 负载需求水平较高, 传统发电机的可用调频容量有限, 而储能能够快速释放能量, 提供额外的惯量支撑和一次调频, 降低了对 SFR 资源的需求。整体来看, 储能的引入显著提高了系统的惯量-频率支撑能力, 优化了调频资源的分配, 使得系统具备灵活响应不同安全要求下突发故障的能力, 同时降低了对传统发电机 PFR 和 SFR 资源的需求, 提高了电力系统的稳定性和经济性。

6.2.2 频率安全准则有效性分析

故障事件下 L1 某时刻的频率响应过程如图 3 所示, 随着 ξ 从 0.3 增大到 0.9, 频率最低点逐步降低, 频率最低点时间变长, 准稳态频率偏差变大。

6.2.3 性能因子分析

本节验证性能因子的作用以及不同惯量对频率的影响。方案 1: ESS 不提供调频容量; 方案 2: ESS 提供 25% 的 PFR; 方案 3: ESS 提供 50% 的 PFR。

由图 4 可知, ESS 对频率安全起到了积极作用, 图中对比了不同 ESS 调频配置下的动态频率响应, 其中, 功率缺额为 300 MW, PFR 的总量为 285 MW, 系统惯性为 600 MW·s/Hz。通过 ESS 提供更多 PFR 可以更好地限制频率偏差。频率最低点提高, 意味着系统的最低频率点更接近稳态水平, 减少了对二次频率恢复的需求。系统的准稳态频率偏差降低, 表明 ESS 的快速响应能力减小了调频过

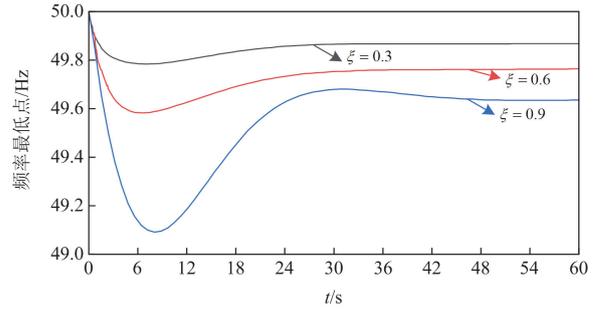


图 3 直联联络线故障事件下的频率响应

Fig. 3 Frequency response under DC tie line fault event

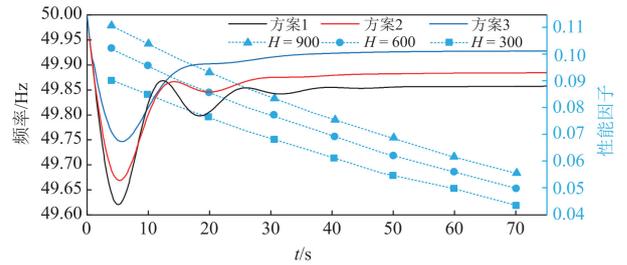


图 4 性能因子验证

Fig. 4 Performance factor verification

程中的频率波动幅度, 提高了系统的稳定性。而频率变化率更小, 说明 ESS 能够快速填补系统出现的功率缺口, 降低频率的下降速率, 减小系统受到的动态冲击。不同惯量水平下, ESS 提供调频量时的性能因子变化趋势表明, ξ 最高可达 11%, 1 MW 的 ESS 调频量相当于发电机提供的 1.11 MW 的调频量。从趋势上看: ξ 与系统惯性和调频持续时间均呈负相关性。 ξ 随系统惯性 H 的增大而升高, 说明系统惯性增大时, ESS 的调频效果相对更显著。说明 ESS 的加入提升了电力系统的频率稳定性, 并在相同调频备用需求下减少了同步机组的在线需求, 使得系统能够更经济稳定运行。

6.2.4 成本效益分析

此外, 为验证 ESS 的有效性和经济性, 设置不同场景进行对比分析, 如表 1 所示。对不同场景下的算例进行求解, 得到各场景下的运行结果如表 2 所示。

由表 2 可得, 场景 2 考虑系统频率安全约束, 相较于场景 1 运行成本提高了 4.6%, 这是因为开启更多同步机组进行频率支撑。与场景 2 未调用 ESS

表 1 场景对比设置

Table 1 Scene comparison settings			
场景	储能配置	考虑频率安全	ESS 提供频率支撑
1	×	×	×
2	×	√	×
3	√	√	√

表 2 运行成本分析

Table 2 Operation cost analysis

场景	储能提供调频 容量占比/%	成本/美元		
		日均维护成本	日均运行成本	总成本
1	0	0	765 365	765 365
2	0	0	800 485	800 485
3	15	15 863	766 532	782 395
	30	52 621	720 987	773 608

相比, 场景 3 虽增加了储能成本, 但运行成本降低 4.2%, 同时, 储能调频占比增高, 系统总成本下降了 1.1%。因此, 总成本降低 2.6%, 说明利用 ESS 不仅能提升频率安全性, 还能带来良好的经济效益。

6.2.5 频率安全准则验证

本节采用电力系统分析软件包(PSASP)用于进一步验证所提频率安全准则的有效性。假设不平衡功率为 400 MW, $H = 450 \text{ MW} \cdot \text{s}/\text{Hz}$, $D = 100 \text{ MW}/\text{Hz}$ 。对不同调频备用量进行仿真分析, PSASP 模拟的频率动态曲线如图 5 所示。其中, 方案一: IR 和 PFR 量的总和为 250 MW, SFR 量为 100 MW; 方案二: IR 和 PFR 量总和为 275 MW, SFR 量为 75 MW; 方案三: IR 和 PFR 量为 300 MW, SFR 量为 50 MW, 仿真结果如图 5 所示。

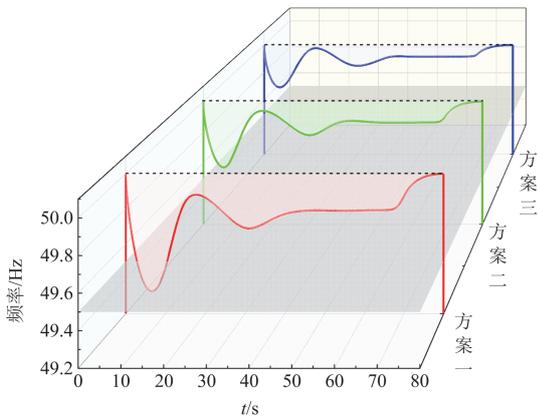


图 5 频率全响应过程

Fig. 5 Full frequency response process

在不同备用水平下, 频率动态响应曲线及累积频率偏差积分结果如图 5 所示。基于式(18)和式(23), IR-PFR 和 SFR 过程中的频率偏差估计积分分别为: 方案一为 48.7 和 31.4; 方案二为 37.5 和 20.8; 方案三为 26.2 和 10.4。模拟值与估计值的相对误差在一定范围内。结果表明, 所提频率安全准则相对保守, 这可能导致模型调度较多的调频备用以满足频率安全要求。考虑频率安全的优化模型是一种目前调度模型, 调度相对较多备用是可以接受的, 因为在极端事件下, 实时条件可能变化很大。

6.2.6 不同方法对比分析

由于台风会导致新能源与负荷大幅偏离预测值, 这不仅会对直流联络线造成巨大冲击, 还会引致负荷的显著变化。因此, 实时运行成本可能与日前调度结果的成本相差较大。假设与前一天的预测相比, 实际净负荷水平增加了 3%。首先采用随机机组组合方法、鲁棒方法和确定性 $N-1$ 方法, 以获得机组和备用调度结果。然后, 基于以上调度结果, 计算实际净负荷曲线下所有直流联络线故障事件中最恶劣场景下的成本, 仿真结果见表 3。

表 3 不同方法成本对比

Table 3 Cost comparison of different methods

方法	启停 成本	最恶劣场景下预期成本			
		燃料成本	备用成本	ESS 成本	总成本
文献[12]	8.95	1.74/1.86	2.25/2.25	0.86/32.45	13.8/45.51
文献[5]	10.92	1.65/1.91	5.64/5.64	0/26.54	18.21/45.01
本文方法	6.89	1.54/1.85	2.16/2.16	0.72/49.96	11.31/60.86

表 3 对比了不同方法的各项成本。可见, 本文所提方法在经济性上优于其他方法, 在最恶劣场景下的期望总成本最低, 但最恶劣场景下的总成本最高。鲁棒方法和确定性 $N-1$ 方法只考虑了最坏情况, 忽略了直流联络线故障的概率分布, 调度了两倍以上的同步机组备用容量, 使所提方法的成本至少增加 50%。另外, 由于备用容量的过度调度, 在最坏情况下较少利用 ESS 备用。总之, 虽然鲁棒方法和 $N-1$ 方法调方案的鲁棒性较强, 但经济性较差且过于保守。因此, 本文方法在安全性和经济性之间实现了更好的平衡, 更易受到追求经济效益的系统运营商的青睐。然而, 随机方法需要对天气条件和负荷需求等进行精确预测。随着预测技术的发展, 所提方法将更具优势。

6.3 实际系统算例

本节选取中国某地区实际受端电网系统, 其结构参考文献[37], 进行可扩展性验证。其中, 43-126、120-124 和 36-44 视为 3 条高压直流联络线, 系统设置参数与 6.1 节相同。

6.3.1 频率安全准则验证

本节针对不同水平频率安全准则, 对系统频率进行验证, 频率响应结果如表 4 所示。

由表 4 可以看出, 随着频率安全准则系数递增, RoCoF 和最大偏差增大, 当 $\xi = 0.9$ 时, 系统初始 RoCoF 为 0.7263 Hz/s, 超出安全范围, 这是因为故障发生后, 在此频率安全准则水平下, 调频备用资源较少, 不能满足频率安全要求, 与 6.2.2 节结论一致, 证明了所提方法的实用性。

表 4 不同安全水平下的性能分析

Table 4 Performance analysis under different safety criteria

ξ	RoCoF/(Hz/s)	频率偏差/Hz
0.3	0.1568	0.3896
0.6	0.3159	0.4192
0.9	0.7263	0.6253

6.3.2 成本对比

采用同 6.2.6 节相同的假设, 对不同方法进行验证, 计算所有直流联络线故障下的期望成本和最恶劣场景下的成本, 结果如图 6 所示。

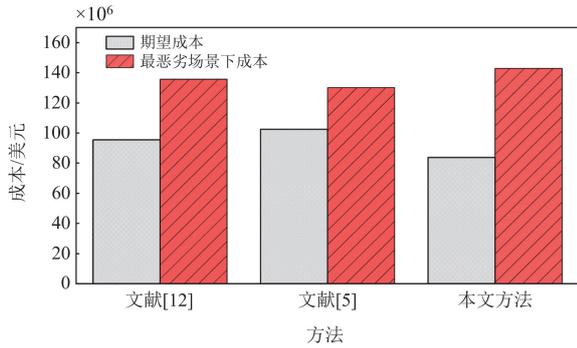


图 6 实际电网成本对比

Fig. 6 Actual grid cost comparison

由图 6 可以看出, 本文方法的期望成本最低, 但在最恶劣场景下总成本可控, 相比于文献[12]的鲁棒优化方法和文献[5]中最恶劣场景下的成本, 本文所提方法考虑了直流联络线故障概率, 有效控制了成本, 这也说明其在系统安全性与经济性之间取得了更好的平衡。

7 结论

为解决调频资源分布不均导致的频率安全问题, 从而提升极端事件下直流联络线故障后的系统安全稳定性, 本文提出一种极端事件下考虑频率全过程的随机优化方法, 通过算例验证了所提方法的有效性和可拓展性, 结论如下。

1) 所提出的基于 ESS 的频率安全准则, 能够表征频率调节过程中的累积频率偏差效应, 可以量化 ESS 和同步机组的调频作用。结果表明, ESS 的作用效果较同步机组提升了约 7.8%。

2) 所构建的频率全响应过程能够有效避免频率越限, 保证故障后的系统具有一定的调频能力。研究过程发现, 在受端电网中合理分配调频资源, 有助于后续对调频备用资源进行优化。

3) 所提方法能够兼顾调度决策的经济性和安全性。算例表明, 与鲁棒方法和 $N-1$ 方法相比, 所

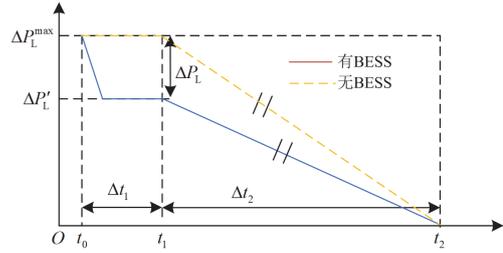
提方法可实现在安全与经济之间更好的权衡。

附录 A

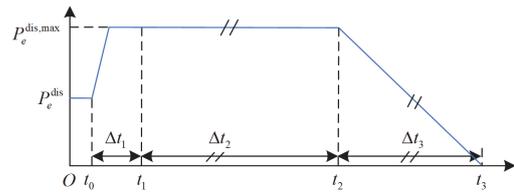
表 A1 储能装置相关参数

Table A1 Relevant parameters of ESS

储能装置	接入点位置	放电功率/MW	容量/MWh
1	节点 7	36	6.6
2	节点 12	30	6
3	节点 15	36	6.6



(a) 系统功率不平衡过程



(b) BESS 随时间的功率函数

图 A1 响应过程

Fig. A1 Response process

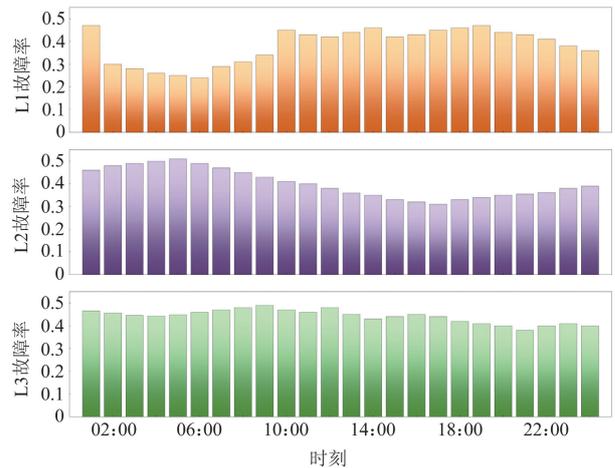


图 A2 不同直流联络线故障率

Fig. A2 Failure rates of different DC transmission lines

参考文献

[1] 许守东, 王建, 李铭益, 等. 极端气象灾害下考虑 MESS 主动调控的配电网故障恢复策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 45-57.

- XU Shoudong, WANG Jian, LI Mingyi, et al. Distribution network fault recovery strategy considering active control of an MESS in extreme weather[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(12): 45-57.
- [2] 赵曰浩, 李知艺, 鞠平, 等. 低碳化转型下综合能源电力系统弹性: 综述与展望[J]. *电力自动化设备*, 2021, 41(9): 13-23, 47.
- ZHAO Yuehao, LI Zhiyi, JU Ping, et al. Resilience of power system with integrated energy in context of low-carbon energy transition: review and prospects[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2021, 41(9): 13-23, 47.
- [3] 刘文霞, 刘佳怡, 万海洋, 等. 面向多类型极端天气的新型电力系统规划方案全场景风险评估[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(4): 65-78.
- LIU Wenxia, LIU Jiayi, WAN Haiyang, et al. Full-scenario risk assessment of new power system planning scheme for multiple types of extreme weather[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(4): 65-78.
- [4] 莫维科, 叶恺, 陈亦平, 等. 典型独立同步电网新能源高渗透率运行中的频率稳定挑战与应对措施(下)[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(18): 178-187.
- MO Weike, YE Kai, CHEN Yiping, et al. Frequency stability challenges and countermeasures in typical isolated synchronous power grids with high penetration of renewable energy (part II)[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(18): 178-187.
- [5] XAVIER A S, QIU F, WANG F, et al. Transmission constraint filtering in large-scale security-constrained unit commitment[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(3): 2457-2460.
- [6] GU H, YAN R, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [7] 陈磊, 邓欣怡, 陈红坤, 等. 电力系统韧性评估与提升研究综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 11-22.
- CHEN Lei, DENG Xinyi, CHEN Hongkun, et al. Review of the assessment and improvement of power system resilience[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 11-22.
- [8] 王廷涛, 苗世洪, 姚福星, 等. 计及动态频率响应约束的高比例风电电力系统日前-日内联合调度策略[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(7): 2590-2604.
- WANG Tingtao, MIAO Shihong, YAO Fuxing, et al. Day-ahead and intra-day joint dispatch strategy of high proportion wind power system considering dynamic frequency response constraints[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(7): 2590-2604.
- [9] CAI X, ZHANG N, DU E, et al. Low inertia power system planning considering frequency quality under high penetration of renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2024, 39(2): 4537-4548.
- [10] PANAGI S, ARISTIDOU P. Sizing of fast frequency response reserves for improving frequency security in low-inertia power systems[J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2025, 42.
- [11] PANWAR A, RATHER Z H, LIEBMAN A, et al. An online approach for dimensioning fast frequency response reserve in a low inertia power system[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2025, 40(2): 1309-1319.
- [12] ZHANG G, ELA E, WANG Q. Market scheduling and pricing for primary and secondary frequency reserve[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(4): 2914-2924.
- [13] ZHANG Z, DU E, TENG F, et al. Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(6): 4383-4395.
- [14] 徐辰宇, 赵冬梅, 王浩翔, 等. 计及直流跨区互联系统频率稳定的多调频资源协调优化研究[J/OL]. *中国电机工程学报*: 1-14[2025-04-16]. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.241327
- XU Chenyu, ZHAO Dongmei, WANG Haoxiang, et al. Research on coordinated optimization of multiple frequency regulation resources considering frequency stability of inter-regional HVDC interconnected systems[J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-14[2025-03-16]. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.241327
- [15] WEN Y, CHUNG C Y, YE X. Enhancing frequency stability of asynchronous grids interconnected with HVDC links[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1800-1810.
- [16] 杨楠, 产雪振, 张志, 等. 台风灾害下考虑源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策方法[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(10): 33-44.
- YANG Nan, CHAN Xuezhen, ZHANG Zhi, et al. A composite SCUC decision-making method considering source-network-load collaborative optimization in typhoon disasters[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(10): 33-44.
- [17] GUO C, YE C, DING Y, et al. A multi-state model for transmission system resilience enhancement against short-circuit faults caused by extreme weather events[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, 36(4): 2374-2385.
- [18] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 446-464.
- YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yening, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2): 446-464.
- [19] 刘英培, 田仕杰, 梁海平, 等. 考虑 SOC 的电池储能系统一次调频策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(13): 107-118.
- LIU Yingpei, TIAN Shijie, LIANG Haiping, et al. Control strategy of a battery energy storage system considering SOC in primary frequency regulation of power grid[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(13): 107-118.
- [20] WU Y, WANG J, SONG Y, et al. Resilience-oriented valuation for energy storage amidst extreme events[J]. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 2023, 9(3): 15-25.
- [21] CIRIO D, CONTE F, GABRIELE B, et al. Fast

- frequency regulation from a wind farm-bess unit by model predictive control: method and hardware-in-the-loop validation[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(4): 2049-2061.
- [22] RAPIZZA M R, CANEVESE S M. Fast frequency regulation and synthetic inertia in a power system with high penetration of renewable energy sources: optimal design of the required quantities[J]. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 2020, 24.
- [23] 张信哲, 秦文萍, 朱志龙, 等. 台风扰动下计及线路老化与连锁故障的输电网韧性评估[J]. *电网技术*, 2024, 48(10): 4094-4108.
ZHANG Xinzhe, QIN Wenping, ZHU Zhilong, et al. Transmission system resilience assessment considering line aging and cascading failures under typhoon disturbances[J]. *Power System Technology*, 2024, 48(10): 4094-4108.
- [24] 薛禹胜, 常康, 郁琛, 等. 整体还原论视角下的输电线路复合灾害故障率评估——(一)框架设计[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(4): 19-31.
XUE Yusheng, CHANG Kang, YU Chen, et al. Evaluation of compound-disaster failure rate for transmission lines from perspective of whole reductionism thinking—part one framework design[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(4): 19-31.
- [25] BROSTROM E, AHLBERG J, SODER L. Modelling of ice storms and their impact applied to a part of the Swedish transmission network[C] // 2007 IEEE Lausanne Power Tech, July 1-5, 2007, Lausanne, Switzerland: 1593-1598.
- [26] 陈昌铭, 章天晗, 沈子康, 等. 新型电力系统的发用电侧共享储能商业模式研究综述[J]. *电力系统自动化*, 2025, 49(15): 20-42.
CHEN Changming, ZHANG Tianhan, SHEN Zikang, et al. Review of shared energy storage business models on generation and user sides in new power systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2025, 49(15): 20-42.
- [27] DING Tao, ZENG Ziyu, QU Ming, et al. Two-stage chance-constrained stochastic thermal unit commitment for optimal provision of virtual inertia in wind-storage systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, 36(4): 3520-3530.
- [28] LEE Y Y, BALDICK R. A frequency-constrained stochastic economic dispatch model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(3): 2301-2312.
- [29] 朱振山, 翁凯亮, 欧阳海涛. 基于动态参与因子和自适应模型预测控制的电池储能二次调频控制策略[J/OL]. *电工技术学报*: 1-16[2025-06-13]. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241924
ZHU Zhenshan, WENG Kailiang, OUYANG Haitao. Secondary frequency modulation control strategy for battery energy storage based on dynamic participation factor and adaptive model predictive control[J/OL]. *Transactions of China Electrotechnical Society*: 1-16[2025-06-13]. DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.241924
- [30] 江一航, 赵书强, 韦子瑜, 等. 考虑区域间频率动态差异及频率响应全过程的分布鲁棒机组组合[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(9): 3380-3395.
JIANG Yihang, ZHAO Shuqiang, WEI Ziyu, et al. Distributionally robust unit commitment model considering regional frequency dynamic differences and whole frequency response process[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(9): 3380-3395.
- [31] 陈逸飞, 郑子萱, 肖先勇, 等. 数据-物理混合驱动的配电网运行韧性评估方法与提升策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(10): 13-22.
CHEN Yifei, ZHENG Zixuan, XIAO Xianyong, et al. A data-physical hybrid-driven method for evaluating and enhancing the operational resilience of distribution networks[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(10): 13-22.
- [32] 赵伟, 武家辉, 买力哈巴, 等. 基于改进 MLE 参数辨识 ARMAX 模型的电力系统节点惯量评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2025, 53(16): 39-49.
ZHAO Wei, WU Jiahui, MAI Lihaba, et al. Power system node inertia evaluation based on improved MLE parameter identification ARMAX model[J]. *Power System Protection and Control*, 2025, 53(16): 39-49.
- [33] MAHEOÉO A, BELIERES S, ADULYASAK Y, et al. Unified branch-and-benders-cut for two-stage stochastic mixed-integer programs[J]. *Computers and Operations Research*, 2024, 164.
- [34] JIANG Sufan, WU Chuanshen, GAO Shan, et al. Coordinative frequency-constrained unit commitment model for HVDC interconnected AC systems[J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2022, 141.
- [35] ZHANG G, ELA E, WANG Q. Market scheduling and pricing for primary and secondary frequency reserve[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(4): 2914-2924.
- [36] 孙伟卿, 宋赫, 秦艳辉, 等. 考虑灵活性供需不确定性的储能优化配置[J]. *电网技术*, 2020, 44(12): 4486-4497.
SUN Weiqing, SONG He, QIN Yanhui, et al. Energy storage system optimal allocation considering flexibility supply and demand uncertainty[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(12): 4486-4497.
- [37] 焦嘉凝, 柳璐, 张天宇, 等. 台风灾害下多阶段协同的受端电网弹性提升策略[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(12): 9-18.
JIAO Jianing, LIU Lu, ZHANG Tianyu, et al. Resilience enhancement strategy with multi-stage collaboration for receiving-end grid under typhoon disaster[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(12): 9-18.

收稿日期: 2025-07-15; 修回日期: 2025-12-15

作者简介:

张大海(1973—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为智能电网、继电保护; E-mail: dhzhang1@bjtu.edu.cn

郑鑫鑫(1996—), 男, 通信作者, 博士研究生, 研究方向为弹性电力系统规划与运行。E-mail: 22110446@bjtu.edu.cn

(编辑 许威)