

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250155

计及预案式失配冲击的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略

孙正龙¹, 刘勇¹, 陈威翰¹, 章锐¹, 刘钺¹, 华文², 张程铭², 蔡国伟¹

(1. 东北电力大学电气工程学院, 吉林 吉林 132012; 2. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014)

摘要: 在新型电力系统复杂工况下, 以策略表为主体、通过“离线仿真、在线匹配”的预案式频率稳定控制方案存在较高失配风险, 甚至因调控失当引发二次冲击, 严重威胁电力系统的安全稳定运行。提出一种计及预案式失配冲击的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略。该策略动作在预案式控制之后, 是对预案式控制的有益补充, 能够有效提升系统频率稳定性。首先建立了基于系统频率响应(system frequency response, SFR)模型辨识的频率稳定切负荷量计算方法。提出了基于频率稀疏量测的 SFR 模型辨识方法, 在此基础上建立了含稳定控制的 SFR 模型, 根据频率稳定控制目标迭代求解切负荷量。其次, 建立了基于 Transformer 网络的频率控制敏感点挖掘模型, 通过分析关键发电机母线节点频率时序值和频率控制敏感点的映射关系, 实现响应驱动的频率控制敏感点在线挖掘。最后, 按照敏感点排序快速分配控制措施总量, 构建频率稳定紧急控制方案。在某实际交直流混联万节点仿真系统验证了所提方法的有效性。

关键词: 预案式控制; 频率稳定; 紧急控制; 频率响应模型; Transformer

Response-driven emergency load-shedding strategy for frequency stability considering mismatch impacts of pre-planned schemes

SUN Zhenglong¹, LIU Yong¹, CHEN Weihai¹, ZHANG Rui¹, LIU Cheng¹, HUA Wen², ZHANG Chengming², CAI Guowei¹

(1. School of Electrical Engineering, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Research Institute, Hangzhou 310014, China)

Abstract: Under complex operating conditions in modern power systems, pre-planned frequency stability control schemes based on strategy tables and implemented through an “offline simulation-online matching” paradigm are subject to a high risk of mismatch. Inappropriate control actions may even trigger secondary disturbances, posing a serious threat to the safe and stable operation of power systems. To address this issue, a response-driven emergency load shedding strategy for frequency stability considering the mismatch impacts of pre-planned schemes is proposed. This strategy is executed after the pre-planned control actions and serves as an effective supplement to them, significantly enhancing system frequency stability. First, a method for calculating the required load shedding amount for frequency stability based on system frequency response (SFR) model identification is established. A sparse frequency measurement-based SFR model identification approach is proposed, upon which an SFR model incorporating stability control is established, and the load shedding amount is iteratively solved according to frequency stability control objectives. Second, a frequency control sensitivity point mining model based on a Transformer network is constructed. By analyzing the mapping relationship between frequency time-series data of key generator bus nodes and frequency control sensitivity points, response-driven online identification of frequency control sensitivity points is achieved. Finally, the total control action is rapidly allocated according to the ranking of sensitive points to construct an emergency frequency stability control scheme. The effectiveness of the proposed method is verified on a practical large-scale AC/DC hybrid power system with tens of thousands of nodes.

This work is supported by the Smart Grid-National Science and Technology Major Project (No. 2024ZD0801000).

Key words: pre-planned control; frequency stability; emergency control; frequency response model; Transformer

0 引言

在“双碳”目标驱动的新型电力系统发展背景

下, 风电、光伏等可再生能源迎来跨越式增长, 大量常规电源被非同步电源替代, 电力系统惯量与旋转备用容量水平持续降低, 削弱了电力系统应对突发功率不平衡的能力, 导致电力系统在功率失衡时缺乏足够的缓冲, 无法有效抑制频率快速变化, 使得频率问题愈发严重^[1-5]。

基金项目: 智能电网重大专项(2030)资助(2024ZD0801000);
国网浙江省电力有限公司科技项目资助(B311DS25000A)

近年来, 全球各地发生多起频率稳定问题引起的大停电事故。2015年9月, 由中国锦-苏特高压直流发生双极闭锁故障引发的华东电网系统频率跌落问题, 造成3.55%的有功缺额, 系统频率降至49.56 Hz^[6]。2016年9月, 澳大利亚南部电网出现因台风袭击引发的系统频率崩溃, 造成10 h停电事故^[7]。2019年8月, 在英国“8·9”大停电事故中, 雷击引发的风电场、燃气站和分布式电源叠加脱网, 诱发低频减载动作, 造成大量用户停电^[8]。

基于策略表的预案式控制是目前技术成熟度最高、实施复杂度与成本最低的紧急控制系统^[9-10], 现已广泛应用于电力系统第二道防线中, 通过执行切机、切负荷等安全稳定控制措施, 维持系统同步运行。预案式控制普遍采用离线预决策, 实时工况匹配执行的模式^[11]。扰动触发后, 安全稳定控制装置通过解析故障特征与运行方式, 快速匹配预置策略库中的预案集合, 决策并实施紧急功率控制方案。这种决策机制因规避了实时计算环节, 具备毫秒级响应能力。然而, 其控制效能受限于预决策阶段采用的有限场景集, 存在预想故障集不完备、运行工况覆盖有限的理论缺陷, 特别是面对具有强不确定性的多馈入交直流混联电网时, 控制失配风险显著增大, 难以满足新型电力系统频率安全的保障需求。

相较于预案式控制“离线仿真, 在线匹配”的紧急控制模式^[12], 响应驱动式的减载控制无需匹配故障场景和运行方式, 可依据系统频率响应信息, 在线精准评估切负荷量与切负荷位置, 适时执行减载操作以促进频率恢复, 表现出了较好的适应性。文献[13]提出一种基于卷积神经网络(convolutional neural networks, CNN)和长短期记忆网络(long short-term memory networks, LSTM)的响应驱动紧急控制策略, 采用离线构建的稳定评估模型预测控制措施灵敏度, 联合电网运行约束求解得到最优紧急控制策略。文献[14]提出面向电网精细化频率恢复标准要求的响应驱动自适应减载控制策略, 基于模糊控制设计智能减载控制器, 建立参数整定模型并优化求解, 综合多站点控制器协同构成分散式控制策略, 实现精准频率调节。文献[15]提出了一种基于频率稳定边界曲线的集中式减载方案, 在频率-频率变化率相平面内构建频率稳定域边界曲线, 通过分析动态相轨迹与边界的空间位置关系, 自适应计算切负荷量与时刻。文献[16]提出一种基于转速保护的变速抽蓄自适应综合惯量控制策略, 在考虑短期频率变化率预测及变速抽蓄自适应综合惯量控制响应系统频率变化的基础上, 提出定速抽蓄自适应低频切泵控制策略。文献[17-18]在惯量中心频率变化率功

率缺额评估框架下, 综合负荷节点电压特性、与扰动机组间的电气距离及负荷优先级, 构建了节点切负荷权重因子指导策略。文献[19]开发了基于轨迹灵敏度的动态减载优化策略, 在考虑暂态功角稳定性、电压/频率偏差安全性等约束条件下, 通过线性化非线性模型迭代求解紧急切负荷方案。文献[20]采用两阶段优化框架, 通过校正性线路投切降低紧急切负荷的削减量, 并建立协同优化模型。文献[21]设计了双层优化结构, 上层通过粒子群算法优化负荷削减量, 下层结合模糊综合评价法实现任务的合理分配。文献[22]提出了一种融合智能算法的两阶段紧急切负荷控制决策方法, 第一阶段基于仿真数据筛选有效的切负荷点; 第二阶段基于数据驱动方法预估总决策量, 并结合暂态稳定仿真微调决策量。尽管现有研究方法多聚焦于以响应驱动控制替代预案式控制, 但预案式控制因其成熟稳定仍广泛应用于多数场合, 同时针对预案式控制失配后的控制方法尚未展开深入且系统的理论探究与实证分析, 因此, 响应驱动控制更应在复杂或未预见故障下发挥“补位”作用, 弥补预案式控制的不足, 而非取代其主导地位。

在预案式失配场景下, 原有控制策略难以适应, 容易导致系统频率失稳。频率不仅难以维持在安全范围内, 还可能因二次冲击而进一步恶化。一方面, 系统响应突变增加了响应驱动控制难度; 另一方面, 在频率恶化的紧急时刻, 可用于调整的时间被极度压缩, 迫切需要快速有效的控制策略, 这对电力系统频率稳定提出了新的挑战。

针对以上问题, 本文提出一种计及预案式失配冲击的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略, 以保证大扰动故障下交直流混联电网的安全稳定运行。首先建立了基于系统频率响应(system frequency response, SFR)模型辨识的频率稳定切负荷量计算方法, 利用基于频率稀疏量测的反馈环路辨识方法构建含控制模块的SFR模型, 根据频率稳定要求迭代求解切负荷量。其次, 建立了基于Transformer网络的频率控制敏感点挖掘模型, 利用自注意力机制分析关键发电机母线节点频率时序值和频率控制敏感点的映射关系, 实现响应驱动的频率控制敏感点在线挖掘。最后, 按照灵敏度排序实现控制措施总量的快速分配, 实现频率稳定紧急控制方案快速构建。

1 基于SFR模型辨识的频率稳定控制措施量计算

本节提出了一种基于SFR模型辨识的频率稳

定控制措施量计算方法, 从等效输入/输出的角度, 以低阶模型等效替代详细一次调频模型, 通过量测数据辨识模型参数, 基于辨识得到的频率响应模型迭代求解满足频率稳定要求的切负荷量。

1.1 基于频率稀疏量测的 SFR 模型等值方法

1) 低阶频率响应模型

在电力系统的频率响应分析中, 等值模型法因其模型构建简便、运算效率高等优势, 已成为频率动态研究及调控策略设计的重要工具。作为该方法的典型代表, 平均频率动态模型与 SFR 模型凭借其参数辨识容易、动态特性表征准确等特点, 在工程实践中广泛应用^[23], SFR 模型结构如图 1 所示。建立具有一次调频动态分析功能的低阶 SFR 模型是频率轨迹分析及满足频率稳定要求控制量计算的基础。

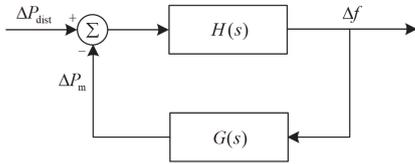


图 1 SFR 模型

Fig. 1 SFR model

SFR 模型需要确定系统等效惯量以及各个机组一次调频聚合参数。对于一次调频聚合参数, 根据实际在运行具有一次调频作用的发电单元建立详细调频模型, 在多机电力系统中, 一次调频过程由各同步发电机和换流器共同调节, 其中配备一次调频的发电机和带有控制的换流器通过改变机械功率和输出功率来响应频率偏差, 一次调频降阶示意图 2 所示。

图 2 中, $\Delta P_{m,tot}$ 为总机械功率变化量; $\Delta P_{c,tot}$ 为换流器总功率变化量; K_i 是调速器增益系数; $F_{H,i}$ 、 $T_{R,i}$ 分别是调速器的调速系数和时间常数; R_i 是调速器下垂控制系数; $M_{V,i}$ 是换流器虚拟惯量系数; $D_{V,i}$ 是换流器虚拟阻尼系数; $T_{c,i}$ 是换流器虚拟惯量控制时间常数; $K_{v,i}$ 是换流器下垂控制增益; $R_{v,i}$ 是换流器下垂控制系数; $T_{v,i}$ 是换流器下垂控制时间常数; K_m 是聚合后调速器增益系数; R 是聚合后调速器下垂控制系数; F_H 和 T_R 分别是聚合后调速器的调速系数和时间常数; Δf 是频率变化量; ΔP_m 为整个系统的输出。

由图 2 可以看出, 详细调频模型比较复杂, 参数辨识分析难度较大, 基于输入/输出等效原理, 采用低阶传递函数对高阶模型进行等效简化, 通过参数聚合方法构建便于系统分析的简化模型。

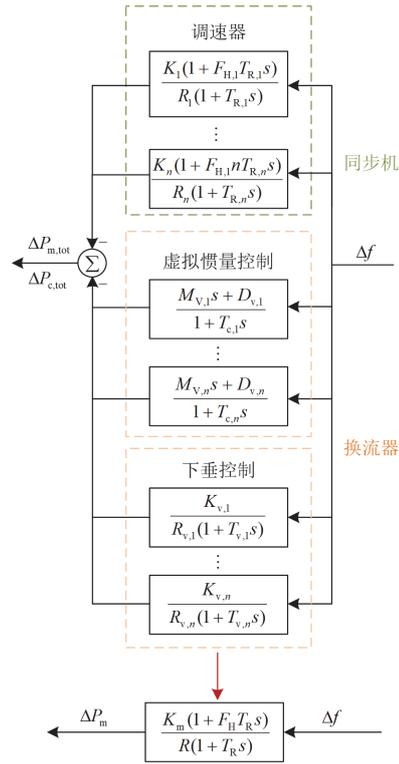


图 2 一次调频降阶示意图

Fig. 2 Schematic diagram of primary frequency modulation order reduction

2) SFR 模型参数辨识

系统等效惯量和一次调频模型参数通过发电机和调速器参数离线获取, 对于不同的运行方式需要将系统惯量和一次调频参数重新聚合, 即不同的运行方式对应于不同的频率响应模型。

响应驱动下获取上述参数方法基本原理如下。

根据系统开机方式, 提取并网机组惯量和机组容量参数, 并在惯性中心坐标下对运行的各个机组惯量进行聚合, 求得该运行方式下的系统等效惯量。

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_j S_{N,j}}{\sum_{i=1}^n S_{N,j}} \quad (1)$$

式中: H_{sys} 为系统等效惯量; H_j 为第 j 台发电机的惯量; $S_{N,j}$ 为机组 j 的容量。

系统有功功率的变化量 ΔP_{dist} 可通过系统的等效惯量和频率变化率根据式(2)求得。

$$\Delta P_{\text{dist}} = 2H_{\text{sys}} \lim_{t \rightarrow t_0} \frac{d\Delta f}{dt} \quad (2)$$

式中: t_0 为扰动发生时刻。

一次调频模型 $G(s)$ 是频率响应模型中的反馈

回路，因此，可以利用在频域下分析 $G(s)=0$ 和 $G(s) \neq 0$ 时动态频率的差异来反映一次调频模型对动态频率的作用^[24]，一次调频环节接入前后频率响应偏差对比如图 3 所示。通过对比 $\Delta f_{G(s)=0}$ 和 $\Delta f_{G(s) \neq 0}$ 的轨迹区别，即为 $G(s)$ 对频率的影响，以蓝色阴影表示，其中 ΔP_{shed} 为切负荷总量； Δt_{shed} 为切负荷时间； Δf_0 为系统初始稳态频率。

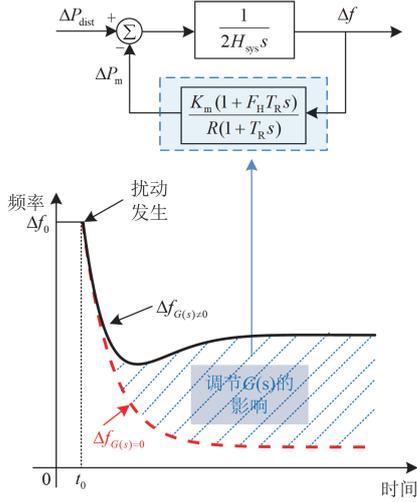


图 3 一次调频环节接入前后频率响应偏差对比
Fig. 3 Comparison of frequency response deviation before and after primary FM link access

通过解析有 $G(s)$ 和无 $G(s)$ 频率响应的内在关联，得到一次调频模型 $G(s)$ 的表达式为

$$G(s) = \frac{\Delta f_{G(s)=0}(s) - \Delta f_{G(s) \neq 0}(s)}{\Delta f_{G(s) \neq 0}(s)H(s)} = \frac{\Delta f_{\text{Diff}}}{\Delta f_H} \quad (3)$$

式中： $\Delta f_{G(s) \neq 0}$ 为频率响应数据； $H(s)$ 为 SFR 模型的前馈通道，表示为 $1/2H_{\text{sys}}$ ； $\Delta f_{G(s)=0}$ 为不考虑一次调频环节 $G(s)$ 的频率偏差，表示为 $H(s)\Delta P_{\text{dist}}(s)$ ； Δf_H 和 Δf_{Diff} 分别为辨识 $G(s)$ 的输入和输出信号，分别表示为 $\Delta f_{G(s) \neq 0}H(s)$ 和 $\Delta f_{G(s)=0} - \Delta f_{G(s) \neq 0}$ 。

由式(3)可得，一次调频环节参数辨识需要 Δf_H 和 Δf_{Diff} 两组数据，采用频率响应模型反馈环节典型传递函数表示待识别的系统，选取 Δf_H 作为系统输入、 Δf_{Diff} 作为系统输出，采用最小二乘拟合方法对模型参数进行优化求解。即根据该两组数据来辨识一次调频关键参数 K_m 、 F_H 、 T_R 、 R 。

$$\hat{G}(s) = \frac{K_m(1+F_H T_R s)}{R(1+T_R s)} = \frac{b_0 + b_1 s}{a_0 + a_1 s} \quad (4)$$

式中： a_0 、 a_1 、 b_0 、 b_1 均为待辨识未知量。

1.2 基于 SFR 模型的切负荷量迭代优化方法

将聚合得到的系统参数及数据驱动拟合得到的一次调频环节嵌入到图 4 所示含控制模块的 SFR 模型中，引入控制模块后的 SFR 模型能够模拟稳定控制措施执行后的频率动态过程，实现频率稳定紧急控制方案的校验及整定^[25]。

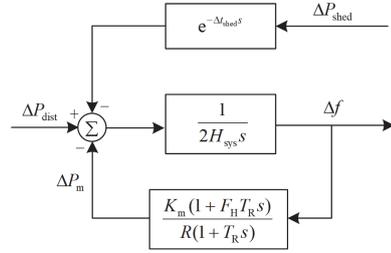


图 4 含控制模块 SFR 模型
Fig. 4 SFR model with control module

基于含控制模块频率响应模型构建的切负荷优化流程如图 5 所示，其核心算法采用迭代逼近策略。流程初始化阶段需设定关键参数，首先设置系统有功功率的变化量 ΔP_{dist} ，切负荷量的初始值设定为 ΔP_{dist} 的 1%，通过辨识得到的频率响应模型输出系统频率响应，读取切负荷控制后频率最大偏差 $\Delta f_{\text{max},s}$ ，如果频率最大偏差 $\Delta f_{\text{max},s}$ 不小于稳定要求 Δf_{max} ，则增加一定比例的切负荷量，不断迭代求解，直至满足频率稳定要求。

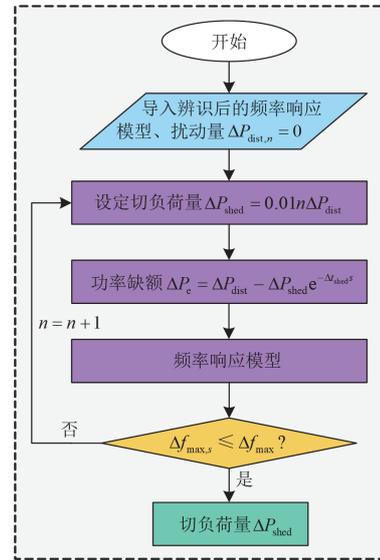


图 5 切负荷量迭代流程
Fig. 5 Cutting load iteration process

在线调整切负荷量时，结合故障类型、位置等参数，实时仿真获取关键机组母线频率时序响应数据，计算系统等效惯量中心频率，辨识系统频率响

应模型、迭代求解满足频率稳定要求的切负荷量。

2 基于 Transformer 模型的频率响应敏感点挖掘

本节提出了面向交直流混联电网的频率稳定控制敏感点挖掘模型, 搭建了 Transformer 网络模型, 融合 Transformer 自注意力机制的优势, 充分挖掘关键发电机频率时序数据与频率稳定控制灵敏度排序之间的映射关系, 实现响应驱动的频率稳定切负荷位置优先级在线排序。

2.1 考虑敏感点挖掘需求的 Transformer 建模

响应驱动的频率稳定控制敏感点挖掘利用深度学习技术, 旨在通过分析电力系统在扰动后的频率响应信息, 来识别对频率稳定性影响最大的关键

点或参数。采用 Transformer 模型的核心原因在于其架构优势与电力系统需求的高度契合。首先, 扰动后的系统频率时序数据具有非平稳性、高维等特点; 其次, 电网拓扑日益复杂, 特征变量呈多维关联特性, 且对控制时效性和准确性要求严苛。Transformer 模型凭借其自注意力机制, 突破了传统方法对短时窗口的依赖, 能够高效地处理时序数据, 捕捉系统频率响应信息中的长距离依赖关系^[26], 同时其多头注意力机制可并行挖掘多维特征间的深层联系, 实现关键敏感点的精准定位^[27]。

频率控制敏感点挖掘过程本质上为回归问题, 为使该模型与频率控制敏感点挖掘任务相契合, 对传统 Transformer 模型进行改进, 改进后的 Transformer-Encoder 模型结构如图 6 所示。

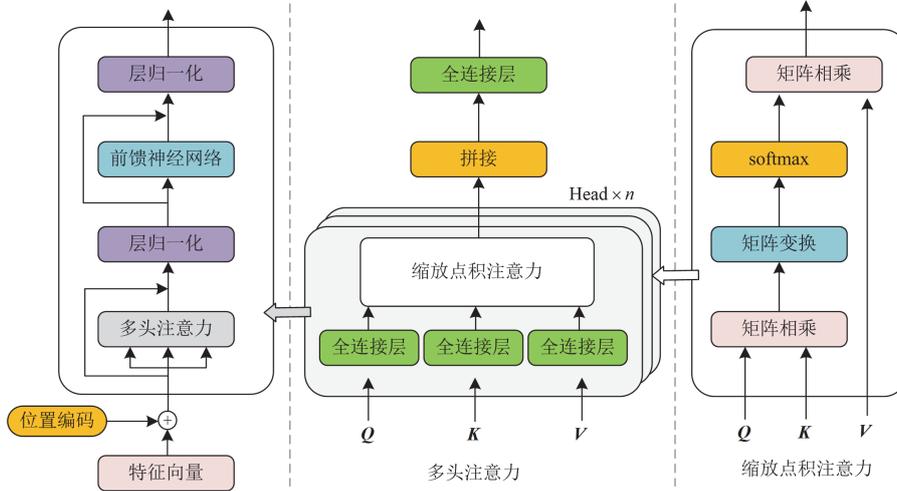


图 6 Transformer-Encoder 模型
Fig. 6 Transformer-Encoder model

改进后的 Transformer 模型移除了传统解码器结构, 仅采用编码器架构, 并通过添加多层感知器层将隐藏层数据映射为频率控制灵敏度排序; 为适配频率信息矩阵作为模型的输入需求, 利用时序分割和位置编码方法, 将频率信息矩阵转化为时序向量序列, 进行自注意力计算等后续操作。

自注意力运算模块为 Transformer 编码器的核心单元由自注意力层、拼接层和线性变换层组成, 其中自注意力层包含缩放点积模块和 softmax 函数模块。多头注意力(multi-head attention)机制可以视为注意力集成, 通过融合多个参数独立的自注意力网络, 从不同角度挖掘频率数据的依赖关系并捕捉频率数据内在特征。

注意力网络初始化 3 个不同的线性投影矩阵 W^Q 、 W^K 、 W^V , 输入矩阵 X 经过投影矩阵线性

变换得到查询矩阵 Q 、键矩阵 K 和值矩阵 V , 由 Q 、 K 矩阵计算注意力权重。

$$\begin{cases} Q = XW^Q \\ K = XW^K \\ V = XW^V \\ H = \text{softmax}\left(\frac{QK^T}{\sqrt{d}}\right) \end{cases} \quad (5)$$

式中: H 为自注意力网络的输出结果; softmax 函数用于指数归一化处理, 确保所有注意力权重之和为 1; d 为缩放因子。

使用 Contact 函数拼接多个 dk 维子空间生成的注意力特征, 形成多头注意力机制的最终输出结果, 计算公式如式(6)所示。

$$\text{Multihead}(Q, K, V) = \text{Contact}(H_1, \dots, H_{n'})W^O \quad (6)$$

式中: n' 为子空间数量, 也为注意力层数; W^O 为

连接所有子空间 H_i 的权重矩阵。

2.2 基于 Transformer 频率控制敏感点挖掘

大电网仿真数据具有规模庞大、维度高、稀疏性强、时空耦合关系复杂等特征。Transformer 模型凭借其自注意力机制在分析高维数据方面的优势，能够有效处理该复杂数据集。基于上述特征，本研究采用 Transformer 模型实现电网频率控制关键节点的智能辨识。

1) 敏感点挖掘流程

频率稳定控制敏感点挖掘流程如图 7 所示，通过 Transformer 模型建立起从故障后频率偏差时序数据到系统频率控制位置灵敏度排序的映射关系，该方法无需深入剖析大电网的复杂物理机理，通过直接对输入与输出映射关系进行建模，实现响应驱动的频率稳定控制灵敏度排序快速获取。

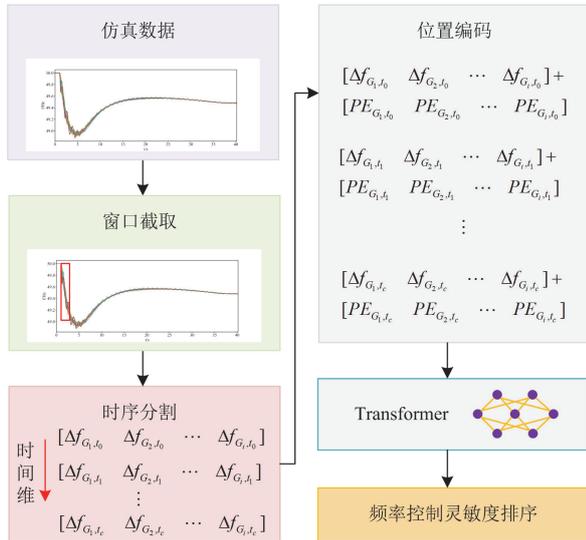


图 7 频率控制敏感点挖掘流程

Fig. 7 Frequency control sensitive point mining process

对电网仿真数据进行处理，截取扰动发生后一段时间内的频率构成信息矩阵，在时间维方向上进行时序分割，并添加用于辨识时序特征间的相对位置的位置编码，最终输入神经网络进行频率控制敏感点挖掘。

2) 灵敏度定义

为了衡量切负荷措施对电网频率稳定性的影响，定义频率稳定紧急切负荷措施灵敏度指标，该灵敏度可以用于衡量不同稳定控制措施执行对频率稳定的影响，表征电网频率对不同切负荷措施的敏感程度。切负荷措施灵敏度指标如式(7)所示。

$$\lambda_i = \frac{\Delta f_{i,\max} - \Delta f_{0,\max}}{\Delta P_{\text{load}}} \quad (7)$$

式中： ΔP_{load} 为稳定控制措施量； $\Delta f_{0,\max}$ 为当前失稳故障下频率最大偏移量； $\Delta f_{i,\max}$ 为相同失稳故障下，在第 i 个控制位置动作后频率最大偏移量。灵敏度越大，频率恢复值越大，则控制效果越好；反之，灵敏度越小，频率恢复值越小，则控制效果越差。

3) 样本集生成

选择 i 台待观测机组 G_i ，读取扰动发生时刻 t_0 至时间延时 t_c 待观测机组频率偏差数据矩阵作为模型输入。

$$\begin{bmatrix} \Delta f_{G_1,t_0} & \Delta f_{G_2,t_0} & \cdots & \Delta f_{G_i,t_0} \\ \Delta f_{G_1,t_1} & \Delta f_{G_2,t_1} & \cdots & \Delta f_{G_i,t_1} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \Delta f_{G_1,t_c} & \Delta f_{G_2,t_c} & \cdots & \Delta f_{G_i,t_c} \end{bmatrix} \quad (8)$$

选择 j 处待切负荷，在相同扰动下，分别切除单位负荷，读取各控制位置单独作用下频率偏差极值差，计算频率控制切负荷灵敏度，标注灵敏度排序作为模型输出。

$$[S_{G_1} \quad S_{G_2} \quad \cdots \quad S_{G_i}] \quad (9)$$

对输入矩阵采用 min-max 归一化处理，提高数据分析精度，如式(10)所示。

$$f' = \frac{f - \min(f)}{\max(f) - \min(f)} \quad (10)$$

式中： f' 为归一化之后的值； $\max(f)$ 、 $\min(f)$ 分别为原始数据 f 的最大值和最小值。

4) 模型优化

模型采用均方误差 e_{MSE} 作为代价函数，通过降低损失函数值来提高模型精度，其计算式如式(11)所示。

$$e_{\text{MSE}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Y_i - Y'_i)^2 \quad (11)$$

式中： Y_i 和 Y'_i 分别为第 i 个母线的预测灵敏度排序值和真实灵敏度排序值。

以斯皮尔曼秩相关系数 ρ 来表征预测排序准确率，可得

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{m(m^2 - 1)} \quad (12)$$

式中： m 为要比较的项目总数； d_i 为项目在真实排名中的秩次与在预测排名中的秩次之差，此处为母线真实灵敏度排序与预测灵敏度排序之差。

为了缩短模型训练时长，本文引入 Adam 优化器，通过自适应调整学习率，在损失函数梯度的反方向上动态更新模型参数。

3 响应驱动的频率稳定紧急控制应用流程

综上, 本文所提计及预案式失配冲击的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略的实际应用流程如图 8 所示, 分为离线训练、在线应用两个部分。

1) 离线阶段: 在离线阶段下, 针对低频问题, 设计相应的系统运行工况与扰动场景, 构建低频事件故障场景集合; 根据该方案进行时域仿真, 获取系统仿真运行数据, 提取出模型所需要的输入与输出特征集合, 构造频率稳定控制敏感点挖掘样本集, 用于 Transformer 网络训练和性能测试, 并通过多轮

参数优化, 最终保存性能最佳的模型。

2) 在线阶段: 在线阶段的响应驱动频率稳定紧急控制流程主要由数据采集、敏感点挖掘以及切负荷措施生成 3 部分构成。首先, 通过相量测量单元实时采集扰动发生后各发电机母线的实测频率偏差时序数据, 并同步读取系统的惯量信息; 其次, 利用离线生成的频率稳定控制敏感点挖掘模型在线辨识切负荷位置优先级; 最后, 实时辨识频率响应模型参数, 依据频率稳定要求, 迭代求解满足频率稳定要求的切负荷量, 结合灵敏度信息制定响应驱动的频率稳定紧急切负荷方案。

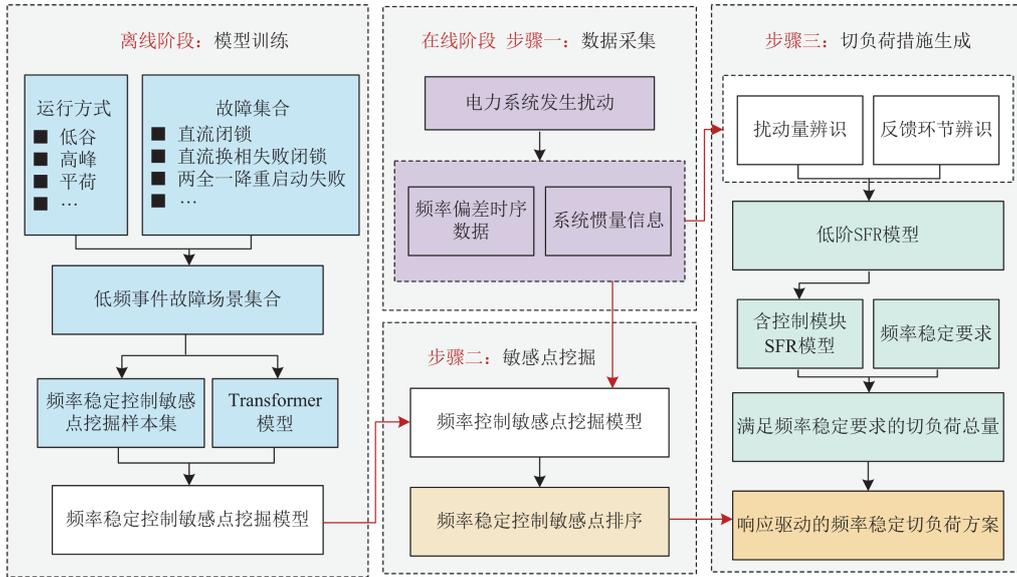


图 8 频率稳定紧急控制应用流程

Fig. 8 Application flow of frequency stability emergency control

4 算例分析

本节采用实际交直流混联万节点仿真系统验证所提频率响应模型控制措施量整定、频率稳定紧急控制灵敏度排序预测方法和频率稳定紧急控制策略的准确性和有效性, 系统网架结构如图 9 所示。各控制位置及可切负荷量如表 1 所示。

测试系统以 500 kV 为主网架, 包含受电区、高比例新能源区、交直流混联受电、纯电源基地 4 个分区。受端共 4 个分区, 其中, 分区 1 与分区 2 之间通过 6 回 500 kV 线路和 16 回 230 kV 线路相连; 分区 2 与分区 3 之间通过 18 回 500 kV 线路和 26 回 230 kV 线路相连; 分区 3 与分区 4 之间通过 2 回 500 kV 线路弱连接; 分区 1 与分区 3、分区 4 无直接相连交流线路, 分区 2 与分区 4 无直接相连交流线路。

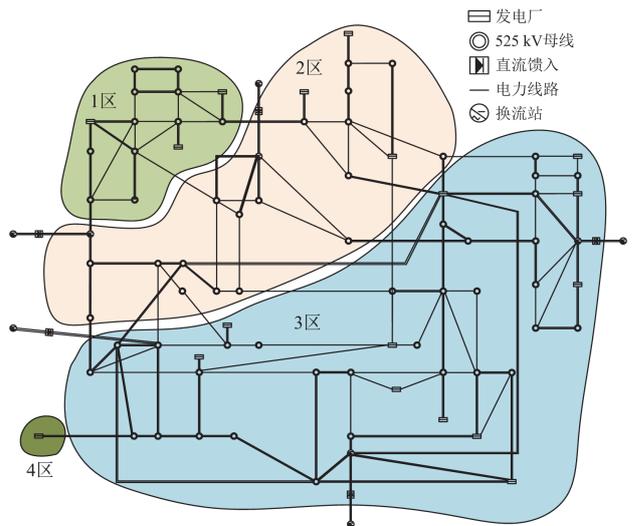


图 9 万节点算例测试系统

Fig. 9 Ten-thousand-node test system

表 1 各控制位置可切负荷量

Table 1 Cuttable load at various control positions			
负荷母线	可切负荷量/MW	负荷母线	可切负荷量/MW
1RB00151	320	3RB01151	280
1RB00451	360	3RB01551	400
1RB01351	570	3RB01851	330
2RB00251	540	3RB02151	420
2RB00551	400	3RB02351	360
2RB01351	190	3RB03551	360
2RB02251	130	3RB03851	190
3RB002	320	—	—

4.1 频率控制总量生成有效性验证

以电力系统第三道防线低频减载启动值 49.2 Hz 作为频率稳定要求界线, 针对不同工况, 以系统惯量中心频率最低点偏差 $\Delta f = 0.8$ Hz 的作为参考量, 同时定义频率控制预测偏差率 T , 评估频率稳定紧急控制动作后频率最大偏差与参考量差别, 频率控制预测偏差 T 公式为

$$T = \frac{f_i^r - f_i^p}{f_i^r} \times 100\% \quad (13)$$

式中: f_i^r 为场景 i 下参考最大频率偏差; f_i^p 为场景 i 下控制后系统最大频率偏差。

基于生成的样本集中, 选择 500 种场景进行频率预测计算, 系统频率预测的偏差率可视化如图 10 所示, 可以看出系统频率预测偏差率普遍误差低于 5%, 且大部分场景下预测偏差率在 2.5% 之内。

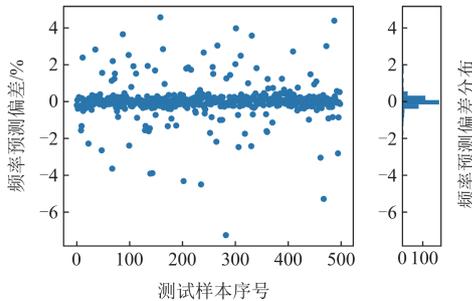


图 10 频率预测偏差及分布

Fig. 10 Frequency prediction deviation and distribution

4.2 频率控制敏感点挖掘有效性验证

考虑不同运行方式、故障类型等因素, 选取 14 种运行方式下 297 种低频故障场景, 随机选取观测发电机母线 20 处、待切负荷母线 15 处, 样本读取时间为故障发生后的 50 个周期(1 s), 样本共计 4158 个, 训练集与测试集的划分比例为 8:2。采用 PSD-BPA 仿真软件进行数据集生成。

经过训练集进行模型训练后, 随机挑选测试集 100 组数据进行测试, 敏感点挖掘结果如图 11 所示。

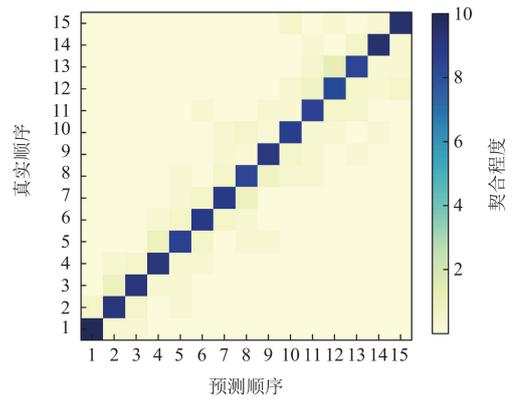


图 11 频率控制敏感点挖掘结果

Fig. 11 Frequency control sensitive spot mining results

同时, 比较基于 Transformer 的敏感点挖掘方法与 CNN、LSTM 的预估效果。利用式(12)计算不同神经网络的平均预测精确率, 结果如表 2 所示。

表 2 不同模型预测准确率

Table 2 Prediction accuracy of different models	
训练模型	准确率/%
Transformer	98.72
CNN	95.12
LSTM	96.44

由表 2 可以看出, 所提频率控制敏感点挖掘模型预测准确率在 98% 以上, 且性能优于其他网络模型, 进一步说明基于 Transformer 模型的频率控制敏感点挖掘模型对于频率稳定控制策略的制定过程中有更高的参考价值。

4.3 响应驱动的频率稳定紧急控制策略有效性验证

1) 频率稳定紧急控制分析

以具体故障场景为例, 验证所提方法的有效性。在低谷 304 运行方式下, 电网发生直流 12 同时双极闭锁故障, 预案式控制拒动, 系统各机组母线频率响应曲线如图 12 所示。

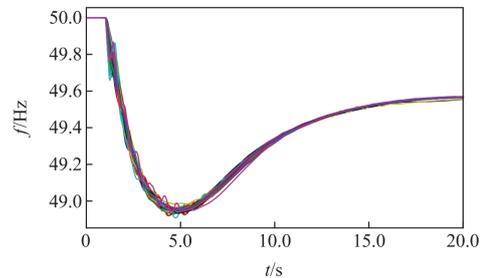


图 12 故障后母线频率数据

Fig. 12 Bus frequency data after failure

由图 12 可知, 故障后母线频率跌落至 49 Hz 以下, 电网存在频率失稳问题。

基于仿真数据进行频率响应模型在线辨识, 利用辨识得到的频率响应模型迭代求解切负荷量, 直至得到满足频率稳定要求的最低切负荷量, 迭代得出最小切负荷量为 1796 MW; 读取关键发电机母线频率数据, 利用离线训练的频率控制敏感点挖掘模型, 挖掘控制敏感点, 基于控制敏感点排序, 将决策量分配至目标节点。不同控制位置的灵敏度按从大到小排序为: 3RB01151、2RB01351、2RB00551、2RB00251、3RB03551、2RB02251、3RB03851、1RB01351。

紧急控制策略执行后系统各母线频率响应曲线如图 13 所示。结果表明, 紧急控制措施动作后系统母线频率不低于 49.2 Hz, 系统频率未越限, 验证了频率稳定紧急控制方法的有效性。

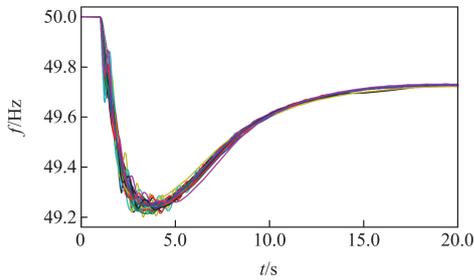


图 13 响应驱动控制后母线频率数据

Fig. 13 Bus frequency data after response-driven control

2) 响应驱动控制方法泛化能力验证

针对具体场景设计预案式控制策略, 验证预案式控制拒动/误动等非理想工况对策略泛化能力的影响, 即通过对比控制策略启动前后系统惯量中心频率最大偏差差异, 评估所提方法的泛化性能。

预案式控制拒动场景下, 不同运行场景频率变化轨迹如图 14 所示, 预案式控制拒动使得频率跌落过程中没有进行有效控制来抑制频率跌落, 频率最大偏差低于 49 Hz, 系统频率失稳; 预案式控制拒动场景下, 使用本文所提方法进行频率稳定紧急控制, 预案式拒动下稳定控制效果如表 3 所示, 系统频率不低于 49.2 Hz, 能够有效维持频率不越限, 如图 15 所示, 验证了所提方法的有效性。

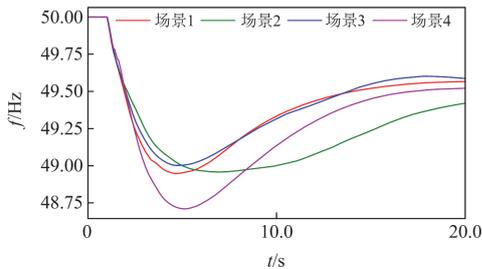


图 14 预案式控制拒动下频率

Fig. 14 Frequency under rejection with pre-planned control

表 3 预案式控制拒动下稳定控制效果

Table 3 Stability effect under rejection with pre-planned control

场景	故障类型	频率最低点/Hz
1	低谷 304_直流 12 同时双极闭锁	49.24
2	高峰 105_LCC1 双极两全一降重启动失败	49.20
3	平荷 204_直流 14 同时双极闭锁	49.31
4	低谷 303_直流 135 同时连续 3 次换相失败闭锁	49.23

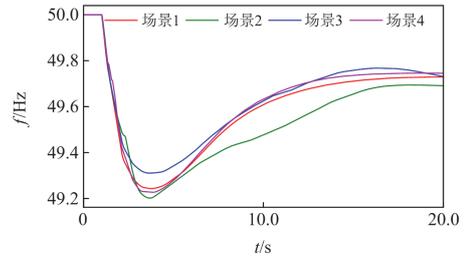


图 15 预案式控制拒动下响应驱动控制频率

Fig. 15 Response-driven control frequency under rejection with pre-planned control

低谷运行方式下, 以低谷 301 与 304 两种典型方式验证响应驱动控制效果, 低谷运行方式下两种典型方式送端总体分别呈现新能源大发与新能源小发特性, 负荷水平均为 3400 万 kW, 新能源出力占发电比例分别为 50%与 2%; 受端总体分别呈现受电比例小、新能源大发与受电比例大、新能源小发特性, 负荷水平为 4000 万 kW, 直流受电占负荷比例分别为 30%与 50%, 新能源出力占发电比例分别为 70%与 1%。

低谷运行方式下各故障场景频率变化轨迹如图 16 所示, 预案式控制失配使得频率跌落过程中没有进行有效控制来抑制频率跌落, 频率最大偏差低于 49 Hz, 系统频率失稳; 使用本文所提方法进行频率稳定紧急控制, 稳定控制效果如表 4 所示, 系统频率不低于 49.23 Hz, 能够有效维持频率不越限, 如图 17 所示, 验证了所提方法对于低谷运行方式的适应性。

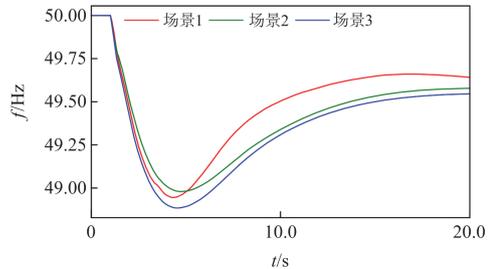


图 16 低谷运行方式下各场景预案式失配频率

Fig. 16 Pre-planned mismatch frequency of each scenario under low valley operation mode

表 4 低谷运行方式下稳定控制效果

Table 4 Stability control effect under low valley operation mode

场景	故障类型	频率最低点/Hz
1	低谷 301_直流 12 同时双极闭锁	49.25
2	低谷 304_直流 13 同时连续 3 次 换相失败闭锁	49.22
3	低谷 304_直流 56 同时双极闭锁	49.23

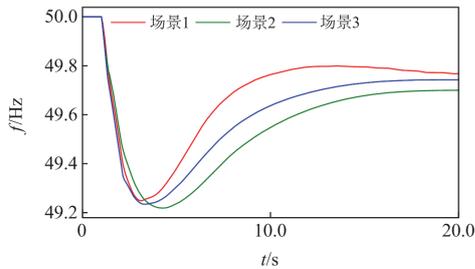


图 17 低谷运行方式下各场景响应驱动频率

Fig. 17 Response-driven frequency of each scenario under low valley operation mode

平荷运行方式下，以平荷 201 与 203 两种典型方式验证响应驱动控制效果，平荷运行方式下两种典型方式送端总体分别呈现新能源大发与新能源平发特性，负荷水平均为 4200 万 kW，新能源出力占发电比例分别为 50%与 20%；受端总体分别呈现受电比例小、新能源大发与受电比例小、新能源平发特性，负荷水平为 5800 万 kW，直流受电占负荷比例均为 30%，新能源出力占发电比例分别为 70%与 20%。

平荷运行方式各同运行场景频率变化轨迹如图 18 所示，预案式控制失配使得频率跌落过程中没有进行有效控制来抑制频率跌落，频率最大偏差低于 49 Hz，系统频率失稳；使用本文所提方法进行频率稳定紧急控制，各场景稳定控制效果如表 5 所示，系统频率不低于 49.24 Hz，能够有效维持频率不越限，如图 19 所示，验证了所提方法对于平荷运行方式的适应性。

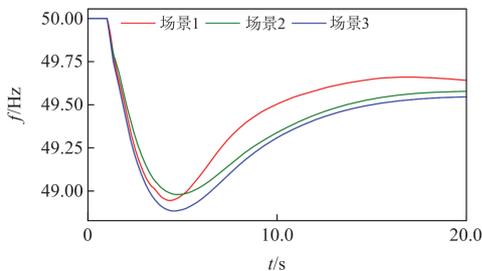


图 18 平荷运行方式下各场景预案式失配频率

Fig. 18 Pre-planned mismatch frequency of each scenario under normal peak load operation mode

表 5 平荷运行方式下稳定控制效果

Table 5 Stability control effect under steady load operation mode

场景	故障类型	频率最低点/Hz
1	平荷 201_3RB04151-3RB04252-525- 1-N-1+直流 6 换相失败闭锁	49.24
2	平荷 201_直流 13 同时连续 3 次 换相失败闭锁	49.26
3	平荷 203_直流 56 同时双极闭锁	49.25

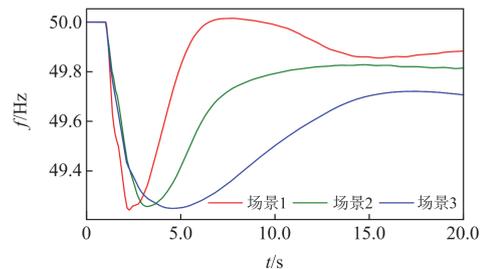


图 19 平荷运行方式下各场景响应驱动频率

Fig. 19 Response-driven frequency of each scenario under steady load operation mode

高峰运行方式下，以高峰 102 与 104 两种典型方式验证响应驱动控制效果，平荷运行方式下两种典型方式送端总体分别呈现新能源大发与新能源平发特性，负荷水平均为 5000 万 kW，新能源出力占发电比例分别为 50%与 20%；受端总体分别呈现受电比例小、新能源大发与受电比例小、新能源平发特性，负荷水平为 7600 万 kW，直流受电占负荷比例分别为 35%与 46%，新能源出力占发电比例分别为 70%与 20%。

高峰运行方式各同故障场景频率变化轨迹如图 20 所示，预案式控制失配使得频率跌落过程中没有进行有效控制来抑制频率跌落，频率最大偏差低于 49.2 Hz，系统频率失稳；使用本文所提方法进行频率稳定紧急控制，高峰运行方式下稳定控制效果如表 6 所示，系统频率不低于 49.21 Hz，能够有效维持频率不越限，如图 21 所示，验证了所提方法对于高峰运行方式的适应性。

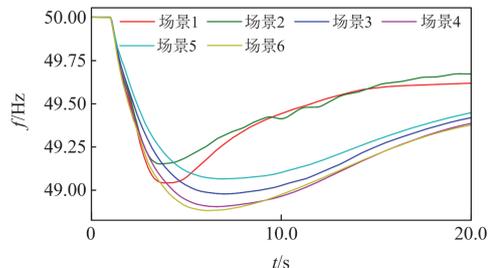


图 20 高峰运行方式下各场景预案式失配频率

Fig. 20 Pre-planned mismatch frequency of each scenario under peak load operation mode

表 6 高峰运行方式下稳定控制效果

Table 6 Stability control effect under peak operation mode

场景	故障类型	频率最低点/Hz
1	高峰 102_直流 2 双极闭锁	49.23
2	高峰 102_直流 14 同时双极闭锁	49.27
3	高峰 104_直流 14 同时双极闭锁	49.23
4	高峰 104_直流 34 同时双极 2 全 1 加重启动失败	49.21
5	高峰 104_直流 46 同时连续 3 次 换相失败闭锁	49.27
6	高峰 104_直流 46 同时双极 2 全 1 加重启动失败	49.26

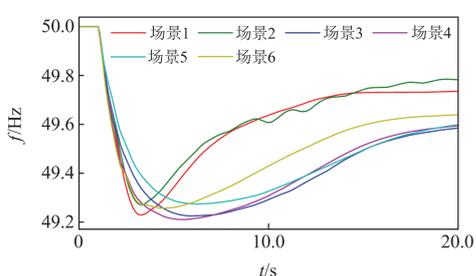


图 21 高峰运行方式下各场景响应驱动频率

Fig. 21 Response-driven frequency of each scenario under peak load operation mode

非典型运行方式下, 以非典型 401、402、405 这 3 种典型方式验证响应驱动控制效果, 平荷运行方式下两种典型方式送端总体分别呈现新能源大发与新能源平发特性, 负荷水平均为 4200 万 kW, 新能源出力占发电比例分别为 50%与 20%; 受端总体分别呈现受电比例小、新能源大发与受电比例小、新能源平发特性, 负荷水平为 5800 万 kW, 直流受电占负荷比例均为 30%, 新能源出力占发电比例分别为 70%与 20%。

非典型运行方式下, 不同运行场景频率变化轨迹如图 22 所示, 预案式控制失配使得频率跌落过程中没有进行有效控制来抑制频率跌落, 频率最大偏差低于 49 Hz, 系统频率失稳; 使用本文所提方法进行频率稳定紧急控制, 非典型运行方式下稳定控制效果如表 7 所示, 系统频率不低于 49.22 Hz, 能够有效维持频率不越限, 如图 23 所示, 验证了所提方法对于非典型运行方式的适应性。

针对预案式控制拒动场景及低谷、高峰、非典型、平荷等多种运行方式下的预案式控制失配场景, 开展了频率稳定紧急控制仿真分析。由仿真结果可知, 系统频率在故障发生后通常于 10 s 内跌至最低点, 极端工况下甚至可在 3 s 时出现频率极值。本

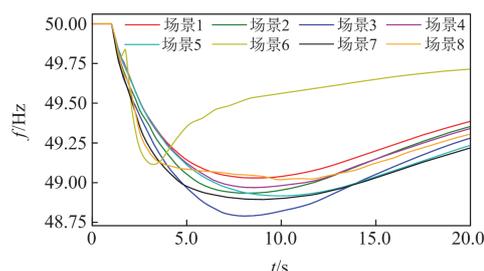


图 22 非典型运行方式下各场景预案式失配频率

Fig. 22 Pre-planned mismatch frequency of each scenario under atypical operation mode

表 7 非典型运行方式下稳定控制效果

Table 7 Stability control effect under atypical operation mode

场景	故障类型	频率最低点/Hz
1	非典型 401_直流 6 双极闭锁	49.28
2	非典型 401_直流 34 同时双极 2 全 1 加重启动失败	49.26
3	非典型 401_直流 46 同时连续 3 次换相失败闭锁	49.25
4	非典型 401_直流 46 同时双极 2 全 1 加重启动失败	49.30
5	非典型 402_直流 6 双极闭锁	49.22
6	非典型 405_LCC1 连续 2 次换相失败	49.26
7	非典型 405_直流 2 双极闭锁	49.23
8	非典型 405_直流 14 同时双极闭锁	49.27

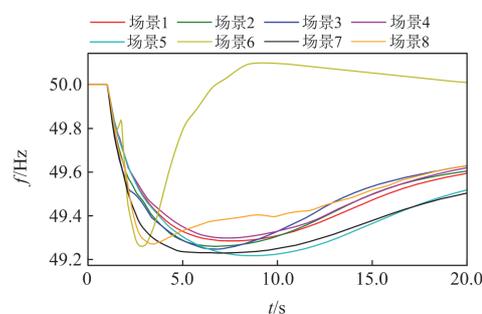


图 23 非典型运行方式下各场景响应驱动频率

Fig. 23 Response-driven frequency of each scenario under atypical operation mode

文提出的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略通过实时读取故障后 1 s 内的系统响应信息, 在故障演化至极端状态前完成策略制定与执行。结果表明, 不同场景下系统频率均可维持在 49.2 Hz 以上。综合以上仿真结果, 充分说明了所提出响应驱动的频率稳定控制方案在不同运行方式及故障场景下均能有效维持系统频率稳定, 具有优异的泛化性能, 同时有效满足了紧急控制对时效性的核心要求。

5 结论

本文针对预案式控制失配场景下引发的频率失稳问题,提出了一种响应驱动频率稳定紧急控制策略,主要成果如下。

1) 本文提出了一种计及预案式失配冲击的响应驱动频率稳定紧急切负荷策略,能够有效补充预案式控制的不足,快速响应复杂故障场景下的频率失稳问题,显著提升系统的频率稳定性。

2) 相较于其他模型和方法,基于 Transformer 网络的频率控制敏感点挖掘模型能够精准识别关键控制点,为紧急控制措施的制定提供了可靠的依据。

3) 通过大量仿真验证,该策略在不同运行方式和故障场景下均能维持系统频率在安全范围内,展现出良好的泛化能力和工程应用潜力,为新型电力系统的频率稳定控制提供了一种有效的技术手段。

参考文献

- [1] 谭玲玲, 张文龙, 康志豪, 等. 计及惯量响应与一次调频参数优化的新能源基地构网型储能规划[J]. 中国电力, 2025, 58(7): 147-161.
TAN Lingling, ZHANG Wenlong, KANG Zhihao, et al. Grid-forming storage planning for renewable energy bases considering the co-optimization of inertia response and primary frequency regulation parameters[J]. Electric Power, 2025, 58(7): 147-161.
- [2] 逯瑞鹏, 秦文萍, 朱志龙, 等. 基于节点瞬时等效惯量指标的暂态频率稳定可能性评估[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(13): 113-127.
LU Ruipeng, QIN Wenping, ZHU Zhilong, et al. Possibility evaluation of transient frequency stability based on instantaneous equivalent inertia indicators of buses[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(13): 113-127.
- [3] 李雪萍, 王自力, 陈燕东, 等. 基于虚拟惯量模糊自适应的新能源逆变器频率主动支撑策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 25-37.
LI Xueping, WANG Zili, CHEN Yandong, et al. Active frequency support strategy for new energy inverters based on virtual inertia fuzzy adaptive control[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 25-37.
- [4] 王雪, 刘林, 卓庆东, 等. 基于虚拟惯量控制的新型电力系统功率差前馈振荡抑制方法[J]. 中国电力, 2024, 57(4): 68-76.
WANG Xue, LIU Lin, ZHUO Qingdong, et al. Power difference feed-forward oscillation suppression method for new power system based on virtual inertial control[J]. Electric Power, 2024, 57(4): 68-76.
- [5] 杨桂兴, 郭小龙, 孙谊楠, 等. 虚拟同步发电机频率偏差前馈阻尼控制策略的参数整定方法[J]. 高压电器, 2024, 60(10): 46-53.
YANG Guixing, GUO Xiaolong, SUN Yiqian, et al. Parameter tuning method of frequency deviation feedforward based damping control strategy for virtual synchronous generator[J]. High Voltage Apparatus, 2024, 60(10): 46-53.
- [6] 张子扬, 张宁, 杜尔顺, 等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 1-24.
ZHANG Ziyang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review and countermeasures on frequency security issues of power systems with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 1-24.
- [7] 韩泽雷, 鞠平, 秦川, 等. 面向新型电力系统的频率安全研究综述与展望[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(9): 112-124.
HAN Zelei, JU Ping, QIN Chuan, et al. Review and prospect of research on frequency security of new power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 112-124.
- [8] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192.
- [9] CHEN C, CUI M, LI F, et al. Model-free emergency frequency control based on reinforcement learning[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2020, 17(4): 2336-2346.
- [10] MADANI V, NOVOSSEL D, HOROWITZ S, et al. IEEE PSRC report on global industry experiences with system integrity protection schemes (SIPS)[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(4): 2143-2155.
- [11] 于永进, 孙国强, 樊英杰. 基于动态事件触发机制的孤岛微电网频率控制方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(20): 60-71.
YU Yongjin, SUN Guoqiang, FAN Yingjie. A frequency control method for an islanded microgrid based on a dynamic event-triggered mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(20): 60-71.
- [12] 曹永吉, 张恒旭, 张怡, 等. 基于事件驱动的机组快速频率响应控制方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 148-154.
CAO Yongji, ZHANG Hengxu, ZHANG Yi, et al. Event-driven fast frequency response control method for generator unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 148-154.
- [13] 张哲, 秦博宇, 高鑫, 等. 基于 CNN-LSTM 网络的电

- 网电压稳定紧急控制策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(11): 60-68.
- ZHANG Zhe, QIN Boyu, GAO Xin, et al. Emergency control strategy of power grid voltage stability based on convolutional neural network and long short-term memory network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(11): 60-68.
- [14] 杨浩, 金博, 孙正龙, 等. 面向精细化频率恢复要求的受端电网响应驱动自适应减载控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(22): 8715-8729.
- YANG Hao, JIN Bo, SUN Zhenglong, et al. Response-driven adaptive load shedding strategy facing to refined frequency recovery criterion requirement of receiving-end power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(22): 8715-8729.
- [15] SIGRIST L, EGIDO I, ROUCO L. Principles of a centralized UFLS scheme for small isolated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 28(2): 1779-1786.
- [16] 张萍, 胡龙, 邸宏亮, 等. 适应高比例新能源电力系统的抽水蓄能自适应调频控制及低频切泵策略[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(2): 1-13.
- ZHANG Ping, HU Long, DI Hongliang, et al. Adaptive frequency regulation control and low-frequency pump-shedding strategy for pumped-storage in high-proportion new energy power systems[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(2): 1-13.
- [17] 李顺, 廖清芬, 刘涤尘, 等. 基于 WAMS 的自适应低频减载动态优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(13): 48-54.
- LI Shun, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. WAMS based dynamic optimization of adaptive under-frequency load shedding[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(13): 48-54.
- [18] 李顺, 廖清芬, 唐飞, 等. 高风电渗透率下的自适应低频减载策略研究[J]. 电网技术, 2017, 41(4): 1084-1090.
- LI Shun, LIAO Qingfen, TANG Fei, et al. Adaptive underfrequency load shedding strategy considering high wind power penetration[J]. Power System Technology, 2017, 41(4): 1084-1090.
- [19] XU X, ZHANG H, LI C, et al. Optimization of the event-driven emergency load-shedding considering transient security and stability constraints[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(4): 2581-2592.
- [20] SHI F, ZHANG H, CAO Y, et al. Enhancing event-driven load shedding by corrective switching with transient security and overload constraints[J]. IEEE Access, 2019, 7: 101355-101365.
- [21] 王增平, 朱劭璇, 王彤, 等. 受端电网分层优化切负荷策略[J]. 电工技术学报, 2020, 35(5): 1128-1139.
- WANG Zengping, ZHU Shaoyuan, WANG Tong, et al. Research on stratified optimal load shedding strategy for receiving end power grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(5): 1128-1139.
- [22] 胡泽, 曾令康, 姚伟, 等. 电力系统两阶段紧急切负荷控制智能预决策[J]. 中国电机工程学报, 2022, 44(4): 1260-1271.
- HU Ze, ZENG Linggang, YAO Wei, et al. Intelligent pre-decision of two-stage emergency load shedding control in power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(4): 1260-1271.
- [23] 刘翔宇, 李晓明, 朱介北, 等. 新型电力系统的频率响应模型综述及展望[J]. 南方电网技术, 2022, 16(10): 38-47.
- LIU Xiangyu, LI Xiaoming, ZHU Jiebei, et al. Review and prospect on frequency response models of new power system[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(10): 38-47.
- [24] WANG B, ZHU S, CAI G, et al. Sparse measurement-based modelling low-order dynamics for primary frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 39(1): 681-692.
- [25] 蔡国伟, 孙正龙, 王雨薇, 等. 基于改进频率响应模型的低频减载方案优化[J]. 电网技术, 2013, 37(11): 3131-3136.
- CAI Guowei, SUN Zhonglong, WANG Yuwei, et al. Optimization of under frequency load shedding scheme based on improved system frequency response model[J]. Power System Technology, 2013, 37(11): 3131-3136.
- [26] SHU Hongchun, LIU Haoming, TANG Yutao, et al. Fault identification method for measured travelling wave of transmission line based on CSCRFAM-Transformer[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2025, 10(2): 69-82.
- [27] 周海成, 石恒初, 曾令森, 等. 基于关系超图增强 Transformer 的智能站二次设备故障诊断研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 123-132.
- ZHOU Haicheng, SHI Hengchu, ZENG Lingsen, et al. Fault diagnosis of an intelligent substation secondary device based on a relational hypergraph-enhanced Transformer[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 123-132.

收稿日期: 2025-02-18; 修回日期: 2025-07-15

作者简介:

孙正龙(1988—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为新能源电力系统稳定与控制; E-mail: nedusunzl@ncepu.edu.cn

刘勇(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源电力系统稳定与控制。E-mail: 1324108279@qq.com

(编辑 石晋美)