

计及送端风电调频能力的交直流混合电网频率紧急控制策略

刘懿诗, 迟永宁, 刘超, 刘宏志

(中国电力科学研究院有限公司, 北京市 100192)

摘要: 新型电力系统电源结构的异质化发展,使得大功率有功缺额下电网大停电事故风险急剧增加,电网频率安全运行面临巨大挑战。考虑到西北沙戈荒地区大规模风电场具备的调频潜力及大容量直流外送的输出方式,提出计及送端电网风电调频能力的交直流混合电网频率紧急控制策略。当受端电网频率达到低频减载第一轮动作值时,送端电网风电紧急提供有功支援,经特高压直流线路输送至受端电网。首先,提出风电集群有功双层分配结构及有功分配系数,并基于频率特征识别提出风电场有功协调控制算法;其次,利用容量加权平均法对所建立的多机系统频率响应(SFR)模型进行参数聚合,建立简化SFR模型;然后,基于该模型,分别从时域、频域的角度对电网频率特征进行量化分析,并针对频率紧急控制策略下电网频率特性与调频控制参数的关系进行评估;最后,基于中国西北某沙戈荒区域电网送出系统及IEEE 2区域4机系统进行仿真分析,仿真结果验证了所提频率紧急控制策略的有效性。

关键词: 新型电力系统; 风电; 频率紧急控制; 特高压直流; 系统频率响应

0 引言

随着“双碳”目标的推进^[1],中国能源结构正处于低碳化转型阶段,以风电为代表的可再生能源正逐步取代传统同步电源^[2]。截至2023年底,中国可再生能源发电总装机容量占比超过50%。作为电力能源输送的核心区域,西北地区成为中国新能源占比高的区域电网^[3]。同时,由于电力外送需求大,西北电网在运直流有11条,其中,特高压直流(ultra-high voltage direct current, UHVDC)输电占7条,直流输电容量占国家电网有限公司直流输送总容量的50%^[4]。随着新能源、跨区域UHVDC输电等电力电子设备的大规模并网,电力系统等效惯量水平不断减小,电网源-荷两端有功功率平衡协调能力迅速下降^[5-7]。近年来,以澳洲“9·28”^[8]、英国“8·9”^[9-10]、中国华东电网“9·19”锦苏直流双极闭锁事件^[11]为代表的大功率缺额事故都导致了频率骤降的运行问题。

“三道防线”是中国电网安全稳定运行的保障。实际工程运用中,第一、二道防线主要采用继电保护、切机、切负荷等措施保障电网的安全稳定运行。

针对大功率有功缺额下电网频率失稳的极端情况,为防止电网出现崩溃事故,传统第三道防线采取低频减载及同步机组紧急控制措施以应对该类型事故^[12-13]。然而,电力电子化变流器控制技术的成熟及随着电网调频资源的异质化发展^[14-16],传统同步机组的频率紧急控制响应速度滞后的问题日益突出。因此,新型电力系统“第三道防线”需要考虑新能源“以控代切”频率紧急控制、直流有功调制等措施,这也将成为新型电力系统“第三道防线”亟须解决的工程策略问题。

随着并网同步机组规模的大幅下降,东部、南部电网为代表的受端电网所处区域的能源供给能力逐渐不足,且此类地区用地资源匮乏,新型电力系统能源供给新模式建设可以将重心转移至地广人稀、风光资源充足的西部及西北地区。“十四五”规划指出,要加快推进沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设^[17]。西北沙戈荒大规模新能源基地为电网有功支撑及频率调整能力的提升提供了新的方式。

目前,针对大规模新能源、直流并网下的电网频率紧急控制策略展开了部分研究。文献[18]结合精准切负荷场景,将影响电网频率的多维度因素映射至低维空间,提出适应高比例新能源和大容量直流输电并网的频率紧急控制策略。该策略分析了频率耦合因素,并结合负荷扩容场景提出可中断负荷方

收稿日期: 2024-04-24; 修回日期: 2024-08-30。

上网日期: 2024-12-20。

国家自然科学基金企业创新发展联合基金重点支持项目(U23B20120)。

案,但此方案并未从源测新能源、直流本体进行控制。文献[19]提出直流输电系统与相邻交流系统联合参与频率紧急控制的机制。基于控制参数的频率紧急控制激励机制可提升系统的相容性。文献[20]基于有功功率-频率下垂控制,提出一种高压直流(HVDC)与各发电机有功协调控制的紧急控制策略。文献[19-20]考虑直流输电系统有功传递特性,通过设置本体的频率控制对电网频率进行控制。然而,上述研究并没有考虑多资源的有功耦合特性。文献[21]基于频率解析模型评估电力系统频率最大偏移量,并提出不同区域电源协调配合的研究思路。该研究量化分析了频率时空分布特性,旨在减小最大频率偏差以提升电网稳定性,但未具体提出新能源、HVDC的频率响应控制模式。文献[22]建立了大规模新能源接入下的电网频率响应模型,提出通过开环响应控制提供系统有功紧急支援,为UHVDC输电的安全送电提供保障。然而,该研究没有考虑有功支援开环响应输入的闭环来源,且系统调频资源的有功响应仅依靠传统集中式控制。

针对上述问题,本文首先提出基于风电场裕度因子的有功分配系数,并提出适配新型电力系统的风电场有功紧急控制算法;其次,基于模型分析法建立多机系统频率响应(system frequency response, SFR)模型,并根据容量加权等效聚合原理建立简化SFR模型;然后,考虑异质化调频资源的闭环调频特性,建立大功率扰动下的交直流混合电网频率特性模型,并分析识别控制的频率特征;在此基础上,提出计及送端风电调频能力的电网频率紧急控制策略;最后,结合中国西北某区域电网及改进的IEEE 4机2区域电网进行验证。

1 风电场有功资源分配与协调控制

1.1 风电场集群有功双层分配框架

在电力系统实际运行中,受端电网调频资源一次调频能力的不足将对大功率有功缺额下电网频率安全稳定带来挑战。为了减少风电集群一次调频功率的浪费或者因不同风电场站之间一次调频有功不协调导致的有功支援能力的不足,风电集群需要根据不同风电场调频能力的差异进行有功功率分配,如图1所示。图中: f_{sys} 、 f_{ref} 分别为系统频率、一次调频单元的参考频率; ΔP_{W} 为风电资源一次调频有功功率变化量; $\Delta P_{\text{WF}i}$ 为电网送、受两端风电集群内第*i*个风电场的一次调频有功功率变化量; N_{WF} 为风电场数量。

本文所提风电集群一次调频协调控制包括风电机组一次调频控制层和有功功率分配层,即风电集

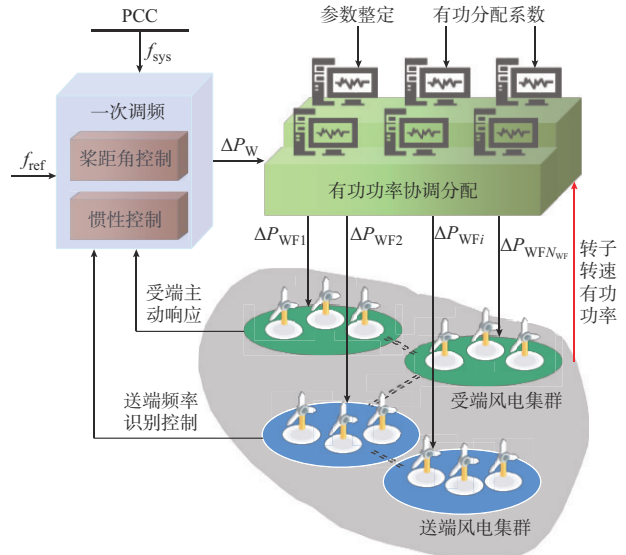


图1 风电集群一次调频功率分配示意图
Fig. 1 Schematic diagram of power distribution of primary frequency regulation of wind cluster

群有功双层分配结构。首先,当系统出现大功率有功扰动时,风电集群一次调频控制层初始状态为主动响应调频控制模式。基于公共连接点(point of common coupling, PCC)输入的系统频率,利用附加频率控制单元对系统频率进行调整,并输入风电集群所需提供的一次调频有功功率。有功分配层根据各风电场的调频能力进行合理分配,可根据两端电网历史有功输出数据进行设置。当系统频率跌至第三道防线时,风电主动响应模式所提供的一次调频有功功率无法满足频率安全运行要求,有功分配层下发控制指令,部分风电机组紧急提供有功支援。

1.2 有功分配系数

由于新型电力系统电力电子化特征的不断演进,且风电场不同机型组成的风电集群运行特性具有差异,风力发电系统调频有功功率的分配与转子转速特性及变流器容量有关。

考虑到转子转速的约束特性,为了防止风电系统频繁调频动作导致系统有功平衡二次失稳,设定风电场能量安全裕度系数如下:

$$\chi_{\text{WF}i} = \frac{\omega_{ri}^2 - \omega_{rLi}^2}{\omega_{rMSi}^2 - \omega_{rLi}^2} \quad (1)$$

式中: $\chi_{\text{WF}i}$ 为第*i*个风电场的能量安全裕度系数; ω_{ri} 为第*i*个风电场的转子转速; ω_{rLi} 为第*i*个风电场转速下限约束值; ω_{rMSi} 为第*i*个风电场当前运行工况下转子转速最大值。

风电场处于高风速区间时,由于风电机组有功输出大小与所在区域的风速成正比,风电机组的有功输出将会接近变流器容量的上限约束值。考虑到

风电机组变流器有功输出的约束条件,设定变流器容量安全裕度系数如下:

$$\varrho_{WF_i} = \frac{P_{eMS_i} - P_{ei}}{P_{eMS_i}} \quad (2)$$

式中: ϱ_{WF_i} 为第*i*个风电场的变流器容量安全裕度系数; P_{eMS_i} 为第*i*个风电场的变流器有功输出上限约束值; P_{ei} 为第*i*个风电场输出的有功功率。

根据式(1)和式(2)可知,新型电力系统风电集群的有功输出能力需考虑转子运行约束和变流器容量约束。因此,结合风电场的能量安全裕度系数和变流器容量安全裕度系数,定义风电场的裕度因子 ξ_{WF_i} 为上述2个指标的乘积:

$$\xi_{WF_i} = \varrho_{WF_i} \chi_{WF_i} \quad (3)$$

裕度因子直接反映了风电场在电网有功不平衡情况下提供一次调频有功支撑的能力。因此,为了合理分配风电集群不同风电场的有功可调节能力,需保证各风电场输出的调频有功功率与裕度因子成正比且比值相同。针对所述有功功率分配原则,含有 N_{WF} 个风电场的风电集群有功分配模型为:

$$\frac{\Delta P_{WF1}}{\xi_{WF1}} = \frac{\Delta P_{WF2}}{\xi_{WF2}} = \frac{\Delta P_{WF3}}{\xi_{WF3}} = \dots = \frac{\Delta P_{WFN_{WF}}}{\xi_{WFN_{WF}}} \quad (4)$$

假设风电场一次调频有功功率与裕度因子的比值满足:

$$\frac{\Delta P_{WF_i}}{\xi_{WF_i}} = \varepsilon \quad (5)$$

式中: ε 为任意常数。

由式(5)可得:

$$\Delta P_{WF_i} = \varepsilon \xi_{WF_i} \quad (6)$$

风电集群所提供的调频有功功率由各风电场承担,即

$$\Delta P_{WF1} + \Delta P_{WF2} + \dots + \Delta P_{WFN_{WF}} = \Delta P_W \quad (7)$$

由式(6)和式(7)可得:

$$\varepsilon (\xi_{WF1} + \xi_{WF2} + \dots + \xi_{WFN_{WF}}) = \Delta P_W \quad (8)$$

定义风电场有功分配系数为风电场一次调频有功输出与所在风电集群一次调频有功功率的比值,即

$$\eta_{WF_i} = \frac{\Delta P_{WF_i}}{\Delta P_W} \quad (9)$$

式中: η_{WF_i} 为第*i*个风电场的有功分配系数。

根据式(8)和式(9)可得:

$$\eta_{WF_i} = \frac{\xi_{WF_i}}{\xi_{WF1} + \xi_{WF2} + \dots + \xi_{WFN_{WF}}} \quad (10)$$

1.3 风电场有功协调控制算法

当出现大功率有功扰动时,受端电网一次、二次调频可能出现有功支撑能力不足的情况,此时频率

偏差绝对值 $|\Delta f_{sys}|$ 将会大于1 Hz。根据电网导则可知,当电力系统频率跌落至49 Hz以下时,低频减载动作并紧急提供部分有功功率支撑^[23]。考虑到送端沙戈荒地区大规模风电场的有功支撑能力,将送端风电集群中部分没有进行调频的风电场加入电力系统频率紧急控制环节,该部分机组与受端集中式调频资源配合并提供有功支撑。

假设送端电网含有 N_{WF} 个风电场,且其中第*i*个风电场含有 N_{WT_i} 个风电机组。设 ΔP_{WTAct1} 为受端电网风电主动响应机组一次调频有功功率; ΔP_{WTAct2} 为受端电网频率达到第三道防线动作值后风电主动响应机组一次调频有功功率; ΔP_{WTAdp_i} 为送端电网第*i*个风电场的风电识别控制机组参与紧急控制的有功输出,经UHVDC传输至受端电网; ΔP_{WTAdp} 为送端电网风电识别控制机组参与紧急控制的总有功输出。

由图2可知,受端电网频率电气量信号传至该区域电网风电主动响应机组,一次调频动作并对系统频率进行调整,同时输出有功功率 ΔP_{WTAct1} 。电网频率检测装置接收来自系统同步相量测量单元(phase measurement unit, PMU)的频率信号。当PMU采集的节点频率跌至49 Hz时,电网频率检测装置执行频率特征识别。调度中心将有功支撑需求信号下发至UHVDC系统,并将有功紧急支撑需求量 ΔP_{De} 下发至送端电网风电机组。此时,调频控制模式为适用于新型电力系统的频率紧急控制模式。本节为系统层面频率紧急控制策略的介绍提供了理论基础。

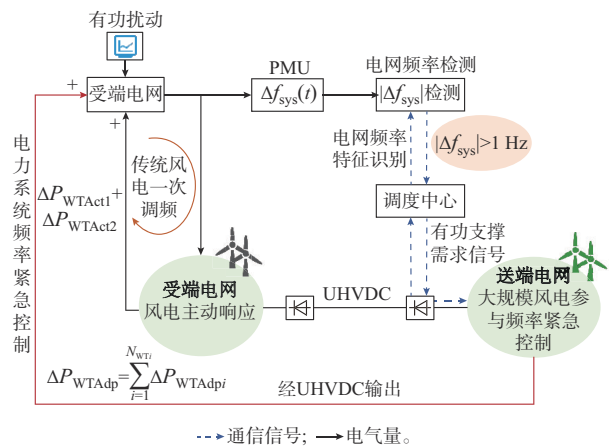


图2 风电场有功协调控制框图
Fig. 2 Block diagram for coordinated control of active power in wind farms

鉴于电力系统动态电气量的传播特性及广域通信高传输带宽特性,本文研究不考虑风电集群场站之间的控制通信及电网源-荷两端并网资源信息交

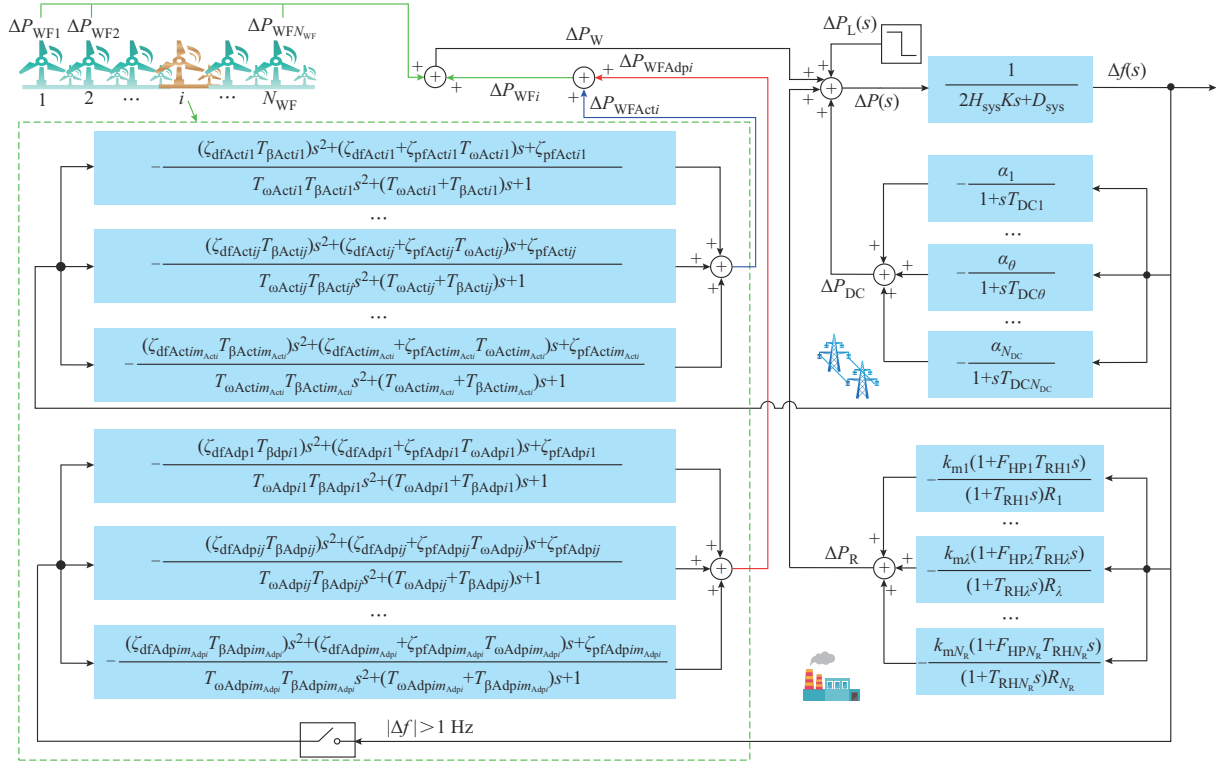
互的时延。基于频率特征识别的风电场有功协调控制流程见附录 A 图 A1。

2 异质化调频资源电力系统等效聚合原理

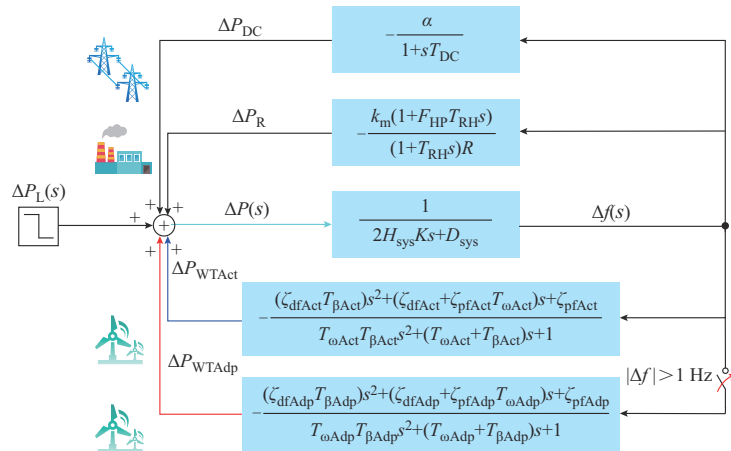
文献[24]提出 SFR 模型,旨在通过简化的低阶传递函数表征电力系统源-荷两端的有功功率平衡关系。针对西北沙戈荒地区大规模风电场经 UHVDC 远距离输送至东部受端电网背景下的频率

稳定问题,本章采用模型分析法建立多机 SFR 模型。根据文献[25],利用容量加权平均法对 SFR 模型进行等效聚合,构建适合模型分析法量化分析的简化等效模型。

考虑风电机组、直流系统参与系统频率调整,基于经典 SFR 模型建立计及送端电网风电场参与频率紧急控制的多机 SFR 模型,如图 3(a)所示。



(a) 多机SFR模型



(b) 简化等效SFR模型

图 3 SFR 模型等效聚合示意图

Fig. 3 Schematic diagram of equivalent aggregation for SFR model

基于该多机 SFR 模型,利用加权平均法对各类调频机组调频系数进行等效聚合,得到简化等

效 SFR 模型,如图 3(b)所示。图中: H_{sys} 、 D_{sys} 分别为系统等效惯性时间常数、系统等效阻尼系数; K 为传

统同步机组渗透率; $\Delta P_L(s)$ 、 $\Delta P(s)$ 、 $\Delta f(s)$ 分别为负荷有功扰动量、电力系统有功不平衡量、电力系统测量节点频率变化量的频域值; m_{Acti} 、 m_{Adpi} 分别为第 i 个风电场内主动响应机组数和识别控制机组数; ΔP_{WFActi} 、 ΔP_{WFAdpi} 分别为第 i 个风电场主动响应机组一次调频有功量和识别控制机组紧急有功支援量; $\zeta_{dfActij}$ 、 $T_{\omega Actij}$ 、 $\zeta_{pfActij}$ 、 $T_{\beta Actij}$ 分别为第 i 个风电场的主动响应集群内第 j 台风电机组的惯性响应控制系数、转子惯性时间常数、变桨距响应控制系数和变桨距响应时间常数; $\zeta_{dfAdpij}$ 、 $T_{\omega Adpij}$ 、 $\zeta_{pfAdpij}$ 、 $T_{\beta Adpij}$ 分别为第 i 个风电场的识别控制集群内第 j 台风电机组的惯性响应控制系数、转子惯性时间常数、变桨距响应控制系数和变桨距响应时间常数; α_θ 、 $T_{DC\theta}$ 分别为第 θ 条 UHVDC 的下垂控制系数、惯性时间常数; N_{DC} 为 UHVDC 数量; $k_{m\lambda}$ 、 $F_{HP\lambda}$ 、 $T_{RH\lambda}$ 、 R_λ 分别为第 λ 台火电机组的机械功率因数、原动机高压缸功率系数、再热时间常数和一次调频下垂系数; N_R 为火电机组数量; ΔP_R 、 ΔP_{DC} 分别为传统火电机组、UHVDC 一次调频有功功率量; ΔP_{WTAct} 为等效风电主动响应机组一次调频有功量; ζ_{dfAct} 、 $T_{\omega Act}$ 、 ζ_{pfAct} 、 $T_{\beta Act}$ 分别为等效聚合下风电主动响应机组的惯性响应控制系数、转子惯性时间常数、变桨距响应控制系数和变桨距响应时间常数; ζ_{dfAdp} 、 $T_{\omega Adp}$ 、 ζ_{pfAdp} 、 $T_{\beta Adp}$ 分别为等效聚合下风电识别控制机组的惯性响应控制系数、转子惯性时间常数、变桨距响应控制系数和变桨距响应时间常数; α 、 T_{DC} 分别为等效聚合后的 UHVDC 下垂控制系数、惯性时间常数; k_m 、 F_{HP} 、 T_{RH} 、 R 分别为等效聚合后火电机组的机械功率因数、原动机高压缸功率系数、再热时间常数和一次调频下垂系数; s 为频域算子。

容量加权等效聚合原理可表示如下:

$$\gamma = \frac{\sum_{n=1}^N \gamma_n S_n}{\sum_{n=1}^N S_n} \quad (11)$$

式中: γ 为任意目标等效聚合参数; 第 n 个聚合单元的等效聚合参数; γ_n 为 S_n 为第 n 个聚合单元的容量; N 为聚合单元的数量。具体调频单元等效聚合模型见附录 B。

3 交直流混合电网频率紧急控制策略

当电网出现大功率有功缺额时, 电网频率骤降。为保障受端电网频率稳定, 本章基于简化 SFR 解析模型, 提出交直流混合电网频率紧急控制策略。

3.1 交直流混合电网频率响应模型解析

当考虑传统火电机组、风电机组、UHVDC 参与调频且系统等效阻尼系数 $D_{sys} \neq 0$ 时, 新型 SFR 模型包含源-网-荷多个环节主动响应。根据图 3(b) 构建送端风电参与频率紧急控制下的单机模型, 如附录 C 图 C1 所示。需要说明的是, 送端风电频率识别控制机组有功紧急支援经其他健康在运 UHVDC 输电线路输送至受端电网, 与原 UHVDC 调频单元不相互影响。因此, SFR 模型中 UHVDC 频率响应控制环节在电网频率紧急控制时不发生变化。

所建 SFR 模型利用低阶控制环节保留了调频单元线性附加频率控制结构, 忽略了电力电子设备的开关特性及变流器的并网方式^[25-27]。传统火电机组频率响应^[24]表达式为:

$$G_R(s) = \frac{\Delta P_R(s)}{\Delta f(s)} = \frac{-k_m(1 + F_{HP} T_{RH} s)}{R(1 + T_{RH} s)} \quad (12)$$

式中: $G_R(s)$ 为火电机组频率响应传递函数。

除频率响应启动结构外, 风电主动响应机组和识别控制机组频率响应基础模型均相同。风电场一次调频控制采用惯性响应控制和变桨距控制。根据图 3 所示等效聚合原理, 风电集群中所有主动响应机组、识别控制机组分别等效聚合为主动响应机组一次调频控制单元和识别控制机组有功下发控制单元。由式(9)和式(10)可知, 有功分配系数表征该类型机组的有功功率输出占风电集群总输出的比例。因此, 等效聚合后的有功分配系数如式(13)和式(14)所示。

$$\eta_{Act} = \sum_{i=1}^{N_{WF}} \sum_{j=1}^{m_{Acti}} \eta_{WTij} \quad (13)$$

$$\eta_{Adp} = \sum_{i=1}^{N_{WF}} \sum_{j=1}^{m_{Adpi}} \eta_{WTij} \quad (14)$$

式中: η_{Act} 、 η_{Adp} 分别为主动响应机组一次调频控制单元和识别控制机组有功下发控制单元的有功分配系数; η_{WTij} 为第 i 个风电场内第 j 台风电机组的有功分配系数。

由于风机转子侧频率响应较快, 故采用传统同步电源惯性响应模型表征风机惯性响应环节, 即

$$\begin{cases} G_{\omega Act}(s) = \frac{\Delta P_{\omega Act}(s)}{\Delta f(s)} = \eta_{Act} \frac{-\zeta_{dfAct} s}{1 + T_{\omega Act} s} \\ G_{\omega Adp}(s) = \frac{\Delta P_{\omega Adp}(s)}{\Delta f(s)} = \eta_{Adp} \frac{-\zeta_{dfAdp} s}{1 + T_{\omega Adp} s} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $G_{\omega Act}(s)$ 、 $\Delta P_{\omega Act}(s)$ 分别为主动响应机组惯性响应传递函数和惯性响应有功调制量; $G_{\omega Adp}(s)$ 、

$\Delta P_{\omega\text{Adp}}(s)$ 分别为识别控制机组惯性响应传递函数和惯性响应有功调制量。

受机械惯性的影响,风机桨距角响应速度较慢。因此,采用传统同步电源一次调频响应模型表征变桨距控制模型,即

$$\begin{cases} G_{\beta\text{Act}}(s) = \frac{\Delta P_{\beta\text{Act}}(s)}{\Delta f(s)} = \eta_{\text{Act}} \frac{-\zeta_{\text{pfAct}}}{1 + T_{\beta\text{Act}}s} \\ G_{\beta\text{Adp}}(s) = \frac{\Delta P_{\beta\text{Adp}}(s)}{\Delta f(s)} = \eta_{\text{Adp}} \frac{-\zeta_{\text{pfAdp}}}{1 + T_{\beta\text{Adp}}s} \end{cases} \quad (16)$$

式中: $G_{\beta\text{Act}}(s)$ 、 $\Delta P_{\beta\text{Act}}(s)$ 分别为主动响应风电机组变桨距控制传递函数和变桨距控制有功调制量; $G_{\beta\text{Adp}}(s)$ 、 $\Delta P_{\beta\text{Adp}}(s)$ 分别为识别控制机组变桨距控制传递函数和变桨距控制有功调制量。

风电机组参与调频总有功调制量为惯性响应有功调制量与变桨距控制有功调制量之和,即

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{WTAct}}(s) = \Delta P_{\omega\text{Act}}(s) + \Delta P_{\beta\text{Act}}(s) \\ \Delta P_{\text{WTAdp}}(s) = \Delta P_{\omega\text{Adp}}(s) + \Delta P_{\beta\text{Adp}}(s) \\ \Delta P_{\text{WT}}(s) = \Delta P_{\text{WTAct}}(s) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(s) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $\Delta P_{\text{WT}}(s)$ 为风电机组一次调频有功调制量。

根据式(15)至式(17)可得风电机组一次调频有功调制传递函数为:

$$\begin{cases} G_{\text{WTAct}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{WTAct}}(s)}{\Delta f(s)} = -\eta_{\text{Act}} \cdot \\ \frac{(\zeta_{\text{dfAct}} T_{\beta\text{Act}})s^2 + (\zeta_{\text{dfAct}} + \zeta_{\text{pfAct}} T_{\omega\text{Act}})s + \zeta_{\text{pfAct}}}{T_{\omega\text{Act}} T_{\beta\text{Act}} s^2 + (T_{\omega\text{Act}} + T_{\beta\text{Act}})s + 1} \\ G_{\text{WTAdp}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{\Delta f(s)} = -\eta_{\text{Adp}} \cdot \\ \frac{(\zeta_{\text{dfAdp}} T_{\beta\text{Adp}})s^2 + (\zeta_{\text{dfAdp}} + \zeta_{\text{pfAdp}} T_{\omega\text{Adp}})s + \zeta_{\text{pfAdp}}}{T_{\omega\text{Adp}} T_{\beta\text{Adp}} s^2 + (T_{\omega\text{Adp}} + T_{\beta\text{Adp}})s + 1} \end{cases} \quad (18)$$

式中: $G_{\text{WTAct}}(s)$ 、 $G_{\text{WTAdp}}(s)$ 分别为受端电网风电主动响应机组频率响应传递函数和送端电网风电识别控制机组频率响应传递函数。

理想情况下,参与频率紧急控制的送端风电机组有功紧急支撑量与调度中心下发至UHVDC系统的有功紧急支撑需求量 ΔP_{De} 相等,结合式(18)可得:

$$\Delta P_{\text{De}}(s) = \Delta P_{\text{WTAdp}}(s) = G_{\text{WTAdp}}(s) \Delta f(s) = -\eta_{\text{Adp}} \cdot \Delta f(s) \frac{(\zeta_{\text{dfAdp}} T_{\beta\text{Adp}})s^2 + (\zeta_{\text{dfAdp}} + \zeta_{\text{pfAdp}} T_{\omega\text{Adp}})s + \zeta_{\text{pfAdp}}}{T_{\omega\text{Adp}} T_{\beta\text{Adp}} s^2 + (T_{\omega\text{Adp}} + T_{\beta\text{Adp}})s + 1} \quad (19)$$

根据式(18)可得风电机组频率响应传递函数为:

$$G_{\text{WT}}(s) = \begin{cases} \frac{\Delta P_{\text{WTAct}}(s)}{\Delta f(s)} = G_{\text{WTAct}}(s) & |\Delta f| < 1 \text{ Hz} \\ \frac{\Delta P_{\text{WT}}(s)}{\Delta f(s)} = \frac{\Delta P_{\text{WTAct}}(s) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{\Delta f(s)} = G_{\text{WTAct}}(s) + G_{\text{WTAdp}}(s) & |\Delta f| \geq 1 \text{ Hz} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $G_{\text{WT}}(s)$ 为风电机组频率响应传递函数。

UHVDC控制效果较快且能够独立控制有功及无功功率。因此,在换流站接入附加频率控制环节可实现频率调整^[5]。UHVDC的频率响应模型为:

$$G_{\text{DC}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{DC}}(s)}{\Delta f(s)} = \frac{-\alpha}{1 + sT_{\text{DC}}} \quad (21)$$

式中: $G_{\text{DC}}(s)$ 为UHVDC频率响应传递函数。

3.2 交直流混合电网频率特征模型

考虑送端电网风电识别控制机组调频控制动作,电力系统转子运动方程可表示为:

$$2KH_{\text{sys}} \frac{d\Delta f_{\text{sys}}(t)}{dt} + D_{\text{sys}} \Delta f_{\text{sys}}(t) = \Delta P_{\text{L}}(t) + \Delta P_{\text{DC}}(t) + \Delta P_{\text{R}}(t) + \Delta P_{\text{WTAct}}(t) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(t) \quad (22)$$

式中: $\Delta f_{\text{sys}}(t)$ 为电网频率变化量频域值。

利用Laplace定理将式(22)转换为频域形式:

$$\Delta f_{\text{sys}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{L}}(s) + \Delta P_{\text{DC}}(s) + \Delta P_{\text{R}}(s) + \Delta P_{\text{WTAct}}(s) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{2KH_{\text{sys}}s + D_{\text{sys}}} \quad (23)$$

根据式(23)可知,分子中 $\Delta P_{\text{DC}}(s)$ 、 $\Delta P_{\text{R}}(s)$ 、 $\Delta P_{\text{WTAct}}(s)$ 、 $\Delta P_{\text{WTAdp}}(s)$ 与 $\Delta f_{\text{sys}}(s)$ 呈反相关,即各调频单元的有功调制能力与系统频率稳定性呈正相关。因此,定义电力系统调频能力传递函数 $G_{\text{Sta}}(s)$ 为总有功调制量与系统频率偏差的比值,即

$$G_{\text{Sta}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{Total}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} \quad (24)$$

式中: $\Delta P_{\text{Total}}(s)$ 为大电网调频单元总有功调制量。

将式(23)代入式(24)可得:

$$G_{\text{Sta}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{Total}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} = \frac{\Delta P_{\text{R}}(s) + \Delta P_{\text{DC}}(s) + \Delta P_{\text{WTAct}}(s) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} = \frac{\Delta P_{\text{R}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} + \frac{\Delta P_{\text{DC}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} + \frac{\Delta P_{\text{WTAct}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} + \frac{\Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{\Delta f_{\text{sys}}(s)} = G_{\text{R}}(s) + G_{\text{DC}}(s) + G_{\text{WTAct}}(s) + G_{\text{WTAdp}}(s) \quad (25)$$

定义电力系统频率特性传递函数 $G_{\text{Tsf}}(s)$ 为频率变化量与有功扰动的比值^[28],其反映了单位有功

扰动下系统频率变化情况,可表示为:

$$G_{\text{Tsf}}(s) = \frac{\Delta f_{\text{sys}}(s)}{\Delta P_{\text{L}}(s)} \quad (26)$$

将式(24)代入式(25),式(26)可表示为:

$$G_{\text{Tsf}}(s) = \frac{\Delta f_{\text{sys}}(s)}{\Delta P_{\text{L}}(s)} = \frac{1}{-G_{\text{Sta}}(s) + 2KH_{\text{sys}}s + D_{\text{sys}}} \quad (27)$$

针对电力系统频率稳定特性的研究,需要分析系统频率的初始状态、最低临界值和稳定运行状态,即对应系统的频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)初始值、最大频率偏差和稳态频率偏差三大频率特征^[5]。以直流闭锁^[29]、机组跳闸、新能源机组脱网^[30]等永久性故障为例,这类型故障在 s 域采用阶跃函数表示。需要说明的是,为了避免短时性故障下有功扰动恢复效果与所提控制方法

$$f_{\text{nadir}} = f_n + L^{-1} \left(\frac{\Delta P_{\text{L}}(s) + \Delta P_{\text{DC}}(s) + \Delta P_{\text{R}}(s) + \Delta P_{\text{WTAct}}(s) + \Delta P_{\text{WTAdp}}(s)}{2KH_{\text{sys}}s + D_{\text{sys}}} \right) \Bigg|_{t=t_{\text{nadir}}} \quad (30)$$

式中: f_{nadir} 为最低点频率; f_n 为系统额定频率,也是电网工频; t_{nadir} 为最大频率偏差时间; $L^{-1}(\cdot)$ 表示 Laplace 逆变换。具体变换过程见附录 C。

3.3 大功率扰动下交直流混合电网频率特征分析

3.3.1 初始频率特征分析

电力系统受有功功率扰动瞬间,由于惯性响应、一次调频等环节没有动作。此时,系统频率变化幅度最大,调频资源有功支援为 0 MW。根据式(29)可知,初始频率变化率与有功扰动大小、传统同步机组渗透率及系统等效惯量有关,如附录 C 图 C2 所示。

3.3.2 最大频率偏差特征分析

当电力系统出现最大频率偏差时,电力系统源-荷两端出现有功功率最大不平衡状态。现行第三道防线低频减载运行要求^[23]指出,系统频率不得长时间停留于 49 Hz 以下。为实现低频减载单轮动作前风电场频率紧急控制动作,设置系统频率 49 Hz 为动作值,此时针对工频 50 Hz 的电网而言,最大频率偏差为 1 Hz。电网频率达到最低点频率时的频率紧急控制如附录 C 图 C3 所示。

由式(30)可知,当 K 、 D_{sys} 、 H_{sys} 、传统火电同步机组调频参数、UHVDC 调频参数固定时,电网最低点频率与风电集群有功调制量有关。对于并网指定型号风电机组而言,转子惯性时间常数和变桨距响应时间常数不变。因此,根据图 3 所示识别控制机组频率响应模型,电网最低点频率时刻频率紧急控制所提供的有功功率仅与送端电网识别控制风电机组的惯性响应控制系数和变桨距响应控制系数有关。

的重叠,本文只考虑永久性故障。当电力系统受到有功扰动时,系统频率 s 域表达式为:

$$\Delta f_{\text{sys}}(s) = G_{\text{Tsf}}(s) \Delta P_{\text{L}}(s) = \frac{\Delta P_{\text{L}}(s)}{-G_{\text{Sta}}(s) + 2KH_{\text{sys}}s + D_{\text{sys}}} \quad (28)$$

利用初值定理推导系统频率紧急控制动作时刻的初始频率变化率,即

$$R_{\text{oCoF},0} = \lim_{t \rightarrow 0^+} \frac{d\Delta f_{\text{sys}}(t)}{dt} = \lim_{s \rightarrow +\infty} s^2 \Delta f_{\text{sys}}(s) = \lim_{s \rightarrow +\infty} \frac{s^2 \Delta P_{\text{L}}(s)}{-G_{\text{Sta}}(s) + 2KH_{\text{sys}}s + D_{\text{sys}}} = \frac{\Delta P_{\text{L}}}{2KH_{\text{sys}}} \quad (29)$$

式中: $R_{\text{oCoF},0}$ 为初始频率变化率; ΔP_{L} 为有功扰动,其值为负值; $t = 0^+$ 表示零正时刻。

式(23)为系统频率偏差的频域值,利用 Laplace 逆变换可得到电网最低点频率为:

下面对风电识别控制机组有功支援能力进行分析。

本文所提频率紧急控制策略为有功闭环响应, $G_{\text{WTAdp}}(s)$ 直接反映了送端电网识别控制集群频率紧急控制能力。

表 1 为不同惯性响应控制系数下频率紧急控制单元的频域仿真结果。由表 1 可知,当 ζ_{dfAdp} 取 2.0、2.5、3.0 时,阶跃响应峰值分别为 -20、-25、-30,但稳态值相同。由此可见,最大频率偏差时刻频率紧急控制有功支援能力与识别控制集群惯性响应控制系数成正比。在上述 3 组参数下,幅值最小稳定裕度分别为 -3.80、-2.84、-1.77 dB,稳定裕度逐渐减小,但都满足闭环稳定。因此,在满足频率紧急控制模块稳定性的前提下,可通过提高 ζ_{dfAdp} 来实现更多的有功支援。具体仿真结果见附录 C 图 C4。

表 1 不同惯性响应控制系数下频率紧急控制单元的频域仿真结果

Table 1 Frequency domain simulation results of frequency emergency control unit with various inertial response control coefficients

ζ_{dfAdp}	阶跃响应峰值	阶跃响应稳态值	幅值最小稳定裕度/dB
2.0	-20	-18	-3.80
2.5	-25	-18	-2.84
3.0	-30	-18	-1.77

表 2 为不同变桨距响应时间常数下频率紧急控制单元的频域仿真结果。由表 2 可知,当 ζ_{pfAdp} 取 15、20、25 时,阶跃响应稳态值分别为 -15、-20、-25。由此可见,稳态时频率紧急控制有功支援能力与送端电网风电识别控制集群的变桨距响应控制系数成

正比。在上述3组参数下,幅值最小稳定裕度分别为-1.05、-2.21、-3.24 dB,稳定裕度逐渐增加,且都满足闭环稳定。因此,在满足频率紧急控制模块稳定性的前提下,可通过提高 ζ_{pAdp} 来实现稳态时更多的有功支援。具体仿真结果见附录C图C5。

表2 不同变桨距响应时间常数下频率紧急控制单元的频域仿真结果

Table 2 Frequency domain simulation results of frequency emergency control unit with various pitch response time constants

ζ_{pAdp}	阶跃响应峰值	幅值最小稳定裕度/dB
15	-15	-1.05
20	-20	-2.21
25	-25	-3.24

3.4 电网频率紧急控制策略

基于1.3节所提算法,从系统层面结合受端电网及送端风电的有功交互特性及频率响应能力,可得计及送端电网风电场频率识别控制的电力系统频率紧急控制策略,详细流程如图4所示。

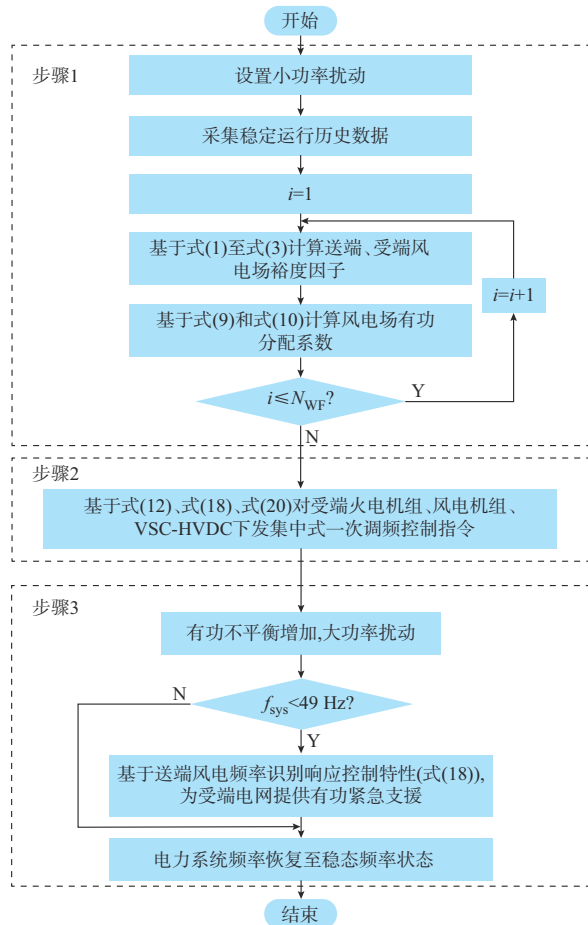


图4 电网频率紧急控制策略流程图
Fig. 4 Flow chart of frequency emergency control strategy for power grid

具体步骤为:

1)参数整定:在正常运行模式下,对电网小功率扰动时的稳定运行数据进行采集;计算受端、送端电网风电机组的能量安全裕度系数和变流器安全裕度系数,并计算风电场裕度因子;基于裕度因子对送端、受端风电场进行有功分配。

2)受端电网调频资源集中式控制:当受端电网出现源-荷有功不平衡时,受端电网火电机组、风电机组联合UHVDC参与一次调频,快速下发集中式调频指令。

3)送端电网风电场频率识别紧急控制:当受端电网频率检测低于第三道防线低频减载第1轮动作值时,调度中心下发有功紧急支援通信信号至送端电网。此时,送端风电识别控制机组触发惯性响应控制及变桨距控制,输出调频有功功率,经UHVDC输电线路输送至受端电网。

4 大功率扰动下交直流混合电网频率运行仿真分析

为验证3.4节所提交直流混合电网频率紧急控制策略的有效性,利用MATLAB/Simulink建立基于西北某沙戈荒大规模风电场经UHVDC外送的区域电网。该区域电网考虑火电机组、UHVDC、风电机组参与系统频率调整。其中,受端电网用电负荷额定功率为1 000 MW,并网调频单元包含2台额定功率为1 000 MW的火电机组、200台额定功率为5 MW的双馈式风电机组。送端电网包含200台额定功率为5 MW的直驱式风电机组,经1条500 kV电压、3 000 MW额定功率的UHVDC送至受端电网,换流站额定容量为800 MW。该系统负荷侧在0 s时发生370 MW的负荷突增。

4.1 电力系统频率紧急控制策略验证

本节分析电力系统仅考虑受端主动响应控制策略及考虑交直流混合电网频率紧急控制策略下的电力系统频率动态特性。在0.37 p.u.的大功率扰动下,受端电网火电机组、UHVDC调频单元、风电主动响应机组调频能力不足,电网出现较大的频率偏差,如图5所示。具体仿真参数见附录D表D1。

当电力系统只考虑受端电网资源集中式控制时,电网频率在0.998 s时跌落至49 Hz,即下降至电网第三道防线低频减载第1轮动作值。在主动响应机组有功调制作用下,1.345 s时电网频率重新返回49 Hz,该区间时长为0.351 s。低频减载运行要求电网频率不得长时间低于49 Hz^[23],故在该策略下,电网有启动第三道防线的风险。

为了避免该风险,设置送端电网风电识别控制

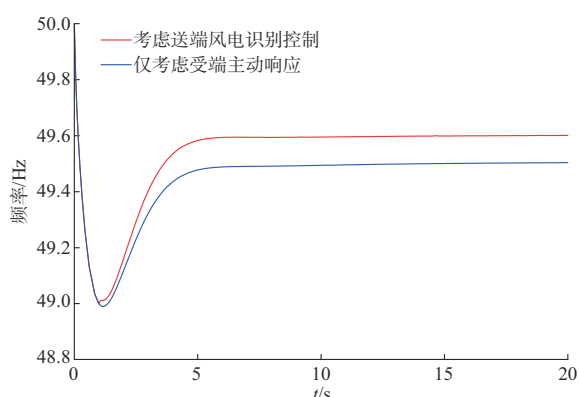


图5 不同控制策略下的电力系统频率曲线
Fig. 5 Curves of power system frequency under various control strategies

机组有功分配系数为 $\eta_{\text{Adp}} = 0$ 。由图5可知,在交直流混合电网频率紧急控制策略下,电网频率在0.998 s时上升并且未发生频率二次跌落。当电力系统运行至系统稳定状态时,在只考虑主动响应策略下,电网稳态频率为49.50 Hz;而考虑送端风电识别控制,即在交直流混合电网频率紧急控制策略下,电网稳态频率提升至49.60 Hz。

分别设置考虑送端风电识别控制和仅考虑受端一次调频2种控制策略,仿真曲线见附录D图D1。当风电场识别控制机组参与频率紧急控制时,在0.998 s时送端风电场识别控制机组瞬时提供惯性响应有功支援。根据仿真结果可知,仅有主动响应机组参与调频下风电场调频有功输出最大值为45.03 MW,稳态值为43.23 MW;送端风电场识别控制机组参与频率紧急控制下风电场调频有功输出最大值为38.75 MW,稳态值为35.89 MW。

综上,在所提交直流混合电网频率紧急控制策略下,风电场有功支援能力更强,电网频率更加稳定,验证了本文所提方法的可行性。

4.2 调频单元有功调制分析

为分析4.1节有效性验证的本质原因,本节对频率紧急控制策略下的调频单元有功输出进行分析,仿真参数与4.1节相同。仿真结果见附录D图D2和图D3。

根据风电机组调频有功曲线可知,当 $t < 0.147$ s时,主动响应机组惯性响应控制单元快速调频,提供幅值为28.98 MW的有功调制。此时,主动响应机组变桨距控制单元缓慢提供一次调频有功支撑。当 0.147 s $\leq t < 0.998$ s时,主动响应机组惯性响应控制单元有功支撑能力骤降,风电场调频能力不足。当 $t = 0.998$ s时,电网频率降至49 Hz,识别控制机组瞬时提供8 MW的有功支援。此时,送端

有功紧急支援全部来源于识别控制机组惯性响应控制单元,识别控制机组变桨距控制单元的有功支援为0 MW。当 $t > 0.998$ s时,识别控制机组惯性响应控制单元有功支援迅速下降,变桨距控制单元有功紧急支援逐步增加且最终维持在14.37 MW。

UHVDC有功调制曲线见附录D图D3。当只有主动响应机组参与调频时,UHVDC提供63.53 MW的有功支撑。当送端电网风电识别控制机组参与系统频率紧急控制时,UHVDC提供51.09 MW的有功支撑。因此,本文采用的频率紧急控制策略可缓解UHVDC的调频压力。

4.3 不同控制参数下的系统频率特性分析

4.3.1 火电渗透率的影响分析

火电渗透率表征系统同步惯量支撑能力,则系统等效惯量可表示为:

$$H_{\text{eq}} = KH_{\text{sys}} \quad (31)$$

式中: H_{eq} 为系统等效惯性时间常数,与火电渗透率 K 成正比。

分别增加70台额定功率为5 MW的双馈风机和109台额定功率为5 MW的双馈风机,对应的火电渗透率为46%和44%。其余仿真参数与4.1节相同。不同火电渗透率下的系统频率特性曲线见附录D图D4。

当火电渗透率分别为50%、46%、44%时,系统频率到达第三道防线动作值的时间分别为0.998、0.871、0.824 s。可以看出, K 越大,系统同步支撑能力越强。当 K 为44%时,系统频率发生二次跌落且再一次跌落至49 Hz;当 K 增加至46%时,系统频率二次跌落最低值提升至49.011 Hz,频率稳定性增加;当 K 提升至50%时,系统频率几乎不发生二次跌落。此时,系统频率稳定性较强,仿真结果与第3章分析结论一致。

4.3.2 风电场识别控制机组参数影响分析

本节分析风电场识别控制机组调频控制参数对电网频率稳定性的影响,如附录D图D5所示。

在有功不平衡事故发生后,频率曲线迅速下降。当 $t = 0.998$ s时,风电场识别控制机组动作。 ζ_{dfAdp} 分别设置为1.0、1.5、2.0、2.5、3.0,且 $\zeta_{\text{pfAdp}} = 18$,则识别控制机组瞬时有功调制量分别为8、12、16、20、24 MW,对应的电网频率瞬时恢复至49.01、49.02、49.03、49.04、49.05 Hz。因此, ζ_{dfAdp} 越大,风电场识别控制机组瞬时有功支援能力越强,电网最低点频率恢复能力越强。在5组 ζ_{dfAdp} 参数对照组下,识别控制机组稳态输出有功功率相同,且此时电网稳态频率相同。

4.3.3 有功分配系数的影响分析

送端电网风电识别控制机组有功分配系数直接反映了系统频率紧急控制潜力。本节设置不同 η_{Adp} 对电网有功支援特性进行分析,如附录D图D6所示。

根据仿真结果可知,风电场识别控制机组有功分配系数 η_{Adp} 越大,最低点频率($t=0.998\text{ s}$)时刻的瞬时有功支援量越多,系统总有功不平衡量会瞬时出现“供大于求”的情况。当系统运行趋于稳定时, η_{Adp} 越大,系统源-荷两端有功不平衡情况越稳定。因此,在最低点频率及稳态运行时刻,风电场识别控制机组有功支援量与 η_{Adp} 成正比。具体仿真结果见附录D图D6(a)、(b)。

附录D图D6(c)、(d)为不同 η_{Adp} 下风电场识别控制机组有功支援量曲线和UHVDC有功支援曲线。 η_{Adp} 越大,风电场识别控制机组有功支援量越大,风电场主动响应机组及UHVDC有功调制越小。因此,针对大规模风电场经UHVDC外送场景,当电网出现大功率有功缺额并触发频率紧急控制动作时,为减轻风电场主动响应机组及UHVDC有功输出压力,可提高送端风电场识别控制机组有功分配系数。

5 IEEE 4机2区域系统仿真验证

为进一步验证本文所提频率紧急控制策略的有效性,建立2区域送端系统经直流输电送出的模型,如附录D图D7所示。稳定运行状态下,同步机G1至G3的额定功率分别为700、600、600 MW,惯性时间常数均为8 s。风电资源为3台聚合风电机组(WT₁至WT₃),每台聚合风电机组包含60台额定功率为5 MW的双馈式风电机组,初始状态都运行在最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)模式下。本章主要考察最低点频率附近的电网频率动态特性,故风电场的主动响应机组和识别控制机组都只考虑惯性响应控制。风电场识别控制机组有功分配系数 $\eta_{\text{Adp}}=0.5$ 。受端电网用电负荷额定功率为1 000 MW,50 s时工业园区突增330 MW的用电需求。

采用如下3种控制模式进行对比:

方案1:交直流混合电网频率紧急控制策略。

方案2:仅考虑火电机组参与调频,且送端电网不参与频率紧急控制。

方案3:受端电网风电参与调频,无频率紧急控制。

附录D图D8为PCC频率曲线,表3为对应的仿

真结果。可以看出,由于风电机组附加频率控制只考虑惯性响应控制,且惯性响应控制响应速度快,但持续时间短,故方案2与方案3的稳态频率相同。相较于方案2的传统电力系统单一火电调频策略,方案3考虑了受端电网风电参与调频,最低点频率提升且频率低于第三道防线动作值时间减少了0.276 s。由于风电场识别控制机组在49 Hz时参与频率紧急控制,故相较于方案3,方案1最低点频率上升,且PCC频率低于49 Hz的时间减少了0.038 s,降低了第三道防线动作的风险。方案1在方案3的基础上考虑了送端风电参与调频并提供紧急有功支援。因此,相较于方案3,送端风电调频能力经直流外送使受端电网PCC最低点频率上升且频率低于49 Hz的时间显著减少,大幅度提高了系统频率稳定性,进一步降低了传统第三道防线的低频减载动作风险。所提方法满足《电力系统自动低频减负荷技术规定》^[23]要求,验证了本文所提频率紧急控制策略的有效性。

表3 仿真结果
Table 3 Results of simulation

方案	最低点频率/Hz	频率低于第三道防线动作值时间/s	稳态频率/Hz
方案1	48.981	0.252	49.81
方案2	48.750	0.797	49.73
方案3	48.942	0.521	49.73

方案1下电网各调频资源有功调制曲线如附录D图D9和图D10所示。当 $t=50.772\text{ s}$ 时,UHVDC及风电场识别控制机组闭环响应动作参与调频并提供紧急有功支援。当电网运行趋于稳定时,G1、G2、G3、UHVDC、风电场提供的有功调制分别为75.41、75.41、75.21、100、0 MW,工业园区330 MW的有功突增不平衡量得到了有效补充。

考虑到实际运行中控制延时因素对风电场参与频率紧急控制的影响,设置方案1中识别控制机组延时0.01 s,PCC频率特性如附录D图D11所示。当送端电网风电识别控制机组接收UHVDC系统频率紧急控制需求信号时,由于控制延时的影响,PCC频率没有立即抬升。此时,送端风电机组有功紧急支撑没有经直流输送至受端电网。当考虑控制延时,PCC最低点频率降至48.995 Hz,且频率低于第三道防线动作值的时间为0.018 7 s。由此可知,控制动作延时会降低PCC特性,但由于此时PCC低于第三道防线动作值的时间较短,第三道防线动作风险较小,故所提频率紧急控制策略仍然有效。

6 结语

本文考虑风电机组附加频率控制的有功功率-频率闭环传递特性,基于频率特征识别方法,提出计及风电调频能力的交直流混合电网频率紧急控制策略。得到结论如下:

1)在中国电网大容量、长距离 UHVDC 外送背景下,当受端电网出现大功率有功缺额时,可经其他健康在运 UHVDC 线路输送来源于送端电网的有功紧急支撑。因此,基于沙戈荒地区大规模风电场调频潜力的优势,当受端电网频率骤降且达到第三道防线频率动作值时,送端电网风电识别控制机组提供紧急有功支援,经 UHVDC 线路输送至受端电网。所提交直流混合电网频率紧急控制策略可降低受端电网第三道防线低频减载动作风险。

2)当 UHVDC 调频单元参与调频时,风电场识别控制机组频率紧急控制策略可缓解 UHVDC 的调频压力。若受端电网频率达到第三道防线频率第 1 轮动作值,相较于风电参与调频但不参与频率紧急控制的策略,本文所提频率紧急控制策略下电网频率低于第三道防线动作值的时间显著减少,且系统最低点频率及稳态频率提升,电网频率稳定性提高。

3)基于改进的多机 SFR 模型量化分析不同系统频率控制参数对电网频率特性的影响。当同步机组渗透率低于 50% 时,频率紧急控制时会发生二次频率跌落,但电网稳态频率与同步机组渗透率无关。风电识别控制机组惯性响应控制系数越大,风电场瞬时有功支援越多,电网最低点频率恢复能力越强。识别控制机组变桨距响应控制系数只与频率稳态特性有关。此外,为了提升风电场识别控制机组的有功紧急支援能力,可在满足系统频率稳定性的同时,增加识别控制机组有功分配系数。

新型电力系统调频资源的多元化逐渐改变传统电力系统“三道防线”的结构,且电力电子化的趋势使电网出现惯量骤降现象。因此,针对新型电力系统形态异构的挑战,电网频率紧急控制策略可进一步与多元化惯量紧急控制结合。

附录见本刊网络版 (<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 别朝红,王则凯,肖遥,等.双碳目标下新型电力系统发展展望[J].新型电力系统,2023,1(2):116-131.
BIE Zhaohong, WANG Zekai, XIAO Yao, et al. Outlook on

the development of new power system under dual-carbon target [J]. New Type Power Systems, 2023, 1(2): 116-131.

- [2] 姜涛,邱宇琛,刘先超,等.多风电场支撑电网频率稳定的动态差异化时序协同控制策略[J].电力系统自动化,2024,48(8):162-73.
JIANG Tao, QIU Yuchen, LIU Xianchao, et al. Control strategy with dynamic and differentiated timing synergy for multiple wind farms supporting frequency stability of power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 162-73.
- [3] 任景,高敏,程松,等.面向新能源不确定性的西北电力电量平衡机制[J].中国电力,2023,56(9):66-78.
REN Jing, GAO Min, CHENG Song, et al. A balance method for power supply-demand adapting to high uncertainties of renewable energy in northwest power grid [J]. Electric Power, 2023, 56(9): 66-78.
- [4] 马晓伟,王文倬,薛晨,等.西北新型电力系统先行示范体系探究[J].电网与清洁能源,2024,40(1):1-7.
MA Xiaowei, WANG Wenzhuo, XUE Chen, et al. Research on the leading demonstration system of new-type power system in Northwest China [J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1): 1-7.
- [5] 周霞,刘懿诗,戴剑丰,等.考虑风-储-直参与调频的电力系统频率特征定量分析[J].电力系统保护与控制,2023,51(6):30-44.
ZHOU Xia, LIU Yishi, DAI Jianfeng, et al. Quantitative analysis of power system frequency characteristics considering wind power-energy storage-flexible HVDC transmission participation in frequency modulation [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 30-44.
- [6] JIANG Y, BERNSTEIN A, VOROBEV P, et al. Grid-forming frequency shaping control for low-inertia power systems [J]. IEEE Control Systems Letters, 2021, 5(6): 1988-1993.
- [7] 阮益闽,宗启航,姚伟,等.计及典型控制的风电场调频能力量化评估及影响因素分析[J].电力系统自动化,2024,48(8):42-52.
RUAN Yimin, ZONG Qihang, YAO Wei, et al. Quantitative assessment and analysis of influencing factors on frequency regulation capacity of wind farms considering typical control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 42-52.
- [8] 曾辉,孙峰,李铁,等.澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J].电力系统自动化,2017,41(13):1-6.
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in South Australia and its enlightenment to China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 1-6.
- [9] 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.
- [10] 方勇杰.英国“8·9”停电事故对频率稳定控制技术的启示[J].电力系统自动化,2019,43(24):1-5.
FANG Yongjie. Reflections on frequency stability control technology based on the blackout event of 9 August 2019 in UK [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(24): 1-5.

- 1-5.
- [11] 李兆伟, 吴雪莲, 庄侃沁, 等. “9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 149-155.
LI Zhaowei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China grid after bipolar locking of “9·19” Jinping-Sunan DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149-155.
- [12] 姜超, 蔡国伟, 杨冬锋, 等. 基于双馈风电机组频率响应解析模型的系统低频减载策略[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 108-118.
JIANG Chao, CAI Guowei, YANG Dongfeng, et al. Under-frequency load shedding strategy for power system based on analytical frequency response model of doubly-fed wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(21): 108-118.
- [13] 周野, 刘福锁, 常海军, 等. 用于频率紧急控制的水电群精准控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 121-126.
ZHOU Ye, LIU Fusuo, CHANG Haijun, et al. Accurate control strategies of hydropower group for frequency emergency control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 121-126.
- [14] 李兆伟, 方勇杰, 李威, 等. 电化学储能应用于电网频率安全防护三道防线的探讨[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(8): 1-7.
LI Zhaowei, FANG Yongjie, LI Wei, et al. Discussion on application of electrochemical energy storage in three defense lines of power grid frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(8): 1-7.
- [15] 张宇博, 杨松浩, 郝治国. 最大化电力系统频率最低点的并网风电机组频率支撑控制[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(8): 141-151.
ZHANG Yubo, YANG Songhao, HAO Zhiguo, et al. Frequency support control of grid-connected wind turbines to maximize frequency nadir of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 141-151.
- [16] 陈湘, 付强, 宾子君, 等. 附加频率控制下并网换流器的动态惯量及其量化评估[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(8): 131-140.
CHEN Xiang, FU Qiang, BIN Zijun, et al. Dynamic inertia of grid-connected converter with additional frequency control and its quantitative evaluation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(8): 131-140.
- [17] 国务院办公厅转发国家发展改革委国家能源局关于促进新时代新能源高质量发展实施方案的通知[J]. 中华人民共和国国务院公报, 2022(17): 24-27.
Circular of the General Office of the State Council on transmitting and issuing the implementation plan of National Development and Reform Commission, National Energy Administration for promoting the high-quality development of new energy in the new era[J]. Gazette of the State Council of the People's Republic of China, 2022(17): 24-27.
- [18] 丁浩寅, 周磊, 黄志光, 等. 新能源与多馈入直流的受端电网频率紧急控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(11): 74-83.
DING Haoyin, ZHOU Lei, HUANG Zhiguang, et al. Frequency emergency control strategy for receiving grid with new energy and multi-feed-in DC[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(11): 74-83.
- [19] LIU Y, SHEN C, WANG Z J, et al. Incentive mechanism design for emergency frequency control in multi-infeed hybrid AC-DC system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 1867-1880.
- [20] LIU Y, SONG Y K, WANG Z J, et al. Optimal emergency frequency control based on coordinated droop in multi-infeed hybrid AC-DC system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3305-3316.
- [21] 吴雪莲, 李兆伟, 刘福锁, 等. 大功率扰动下计及系统频率分布特性的紧急控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(3): 104-114.
WU Xuelian, LI Zhaowei, LIU Fusuo, et al. Analysis of the emergency control strategy of system frequency considering system frequency distribution characteristics under large power disturbance[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(3): 104-114.
- [22] 李兆伟, 方勇杰, 吴雪莲, 等. 频率紧急控制中动作时延和措施量对低惯量系统控制有效性的影响分析[J]. 电工技术学报, 2024, 39(17): 5394-5405.
LI Zhaowei, FANG Yongjie, WU Xuelian, et al. Influence of action delay and amount on the control effectiveness of low inertia systems in frequency emergency control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(17): 5394-5405.
- [23] 电力系统自动低频减负荷技术规定: GB/T 40596—2021[S]. 北京: 中国标准出版社出版, 2021.
Technical rules for automatic under-frequency load shedding in electric power systems: GB/T 40596—2021 [S]. Beijing: China Standards Press, 2021.
- [24] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.
- [25] SHI Q X, LI F X, CUI H T. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [26] ZHANG J H, WANG Y Y, ZHOU G P, et al. Integrating physical and data-driven system frequency response modelling for wind-PV-thermal power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(1): 217-228.
- [27] SABERI OSKOUEE S, KAMALI S, AMRAEE T. Primary frequency support in unit commitment using a multi-area frequency model with flywheel energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 5105-5119.
- [28] 谢珍建, 汤奕. 计及源荷惯量特征的电力系统最小惯量需求评估[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(10): 66-77.
XIE Zhenjian, TANG Yi. Evaluation of minimum inertia requirement of power system considering source-load inertia characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(10): 66-77.
- [29] BIEBER L, PFANNSCHMIDT J, WANG L W, et al. A hybrid three-level and modular multilevel converter with DC fault blocking capability and reduced semiconductor losses[J].

IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(4): 1895-1908.

- [30] 沈政委,孙华东,仲悟之,等.基于关键事件的高比例新能源电力系统故障连锁演化规律分析[J].电力系统自动化,2022,46(24):57-65.

SHEN Zhengwei, SUN Huadong, ZHONG Wuzhi, et al. Key event based analysis of evolution law of cascading failures in power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(24): 57-65.

统分析、稳定与控制。E-mail:yishiliu1998@126.com

迟永宁(1973—),男,通信作者,博士,教授级高级工程师,博士生导师,国际电工委员会 IEC SC 8A“可再生能源接入电网”技术分委会秘书,主要研究方向:新能源并网技术及电力系统稳定分析。E-mail:chiyn@epri.sgcc.com.cn

刘超(1984—),男,硕士,教授级高级工程师,主要研究方向:电力碳评估与新能源并网。E-mail:liuchao@epri.sgcc.com.cn

(编辑 王梦岩)

刘懿诗(1998—),男,博士研究生,主要研究方向:电力系

Frequency Emergency Control Strategy for AC/DC Hybrid Power Grids Considering Frequency Regulation Capability of Wind Power at Sending End

LIU Yishi, CHI Yongning, LIU Chao, LIU Hongzhi

(China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The heterogeneous development of the generation structure in the new power system has led to a sharp increase in the risk of large-scale blackout accidents under high-power active power shortages, posing significant challenges to the safe operation of power grid frequency. Considering the frequency regulation potential of large-scale wind farms in the northwest Gobi Desert and other arid areas and the output mode of large-capacity DC transmission, a frequency emergency control strategy for AC/DC hybrid power grids considering the frequency regulation capability of wind power in the sending-end power grid is proposed. When the frequency of the receiving-end power grid reaches the first-round operating value of low-frequency load shedding, the wind power of the sending-end power grid urgently provides the active power support to be transmitted to the receiving-end power grid through the ultra-high voltage direct current line. Firstly, a dual-layer active power allocation structure and active power allocation coefficient for wind power clusters are proposed, and a coordinated active power control algorithm for wind farms based on frequency characteristic identification is proposed. Secondly, the capacity-weighted average method is used to aggregate the parameters of the established multi-machine system frequency response (SFR) model, establishing a simplified SFR model. Then, based on this model, the power grid frequency characteristics are quantitatively analyzed from both time-domain and frequency-domain perspectives, respectively, and the relationship between power grid frequency characteristics and frequency regulation control parameters under the frequency emergency control strategy is evaluated. Finally, simulation analysis is conducted based on a power transmission system in the Gobi Desert and other arid areas in northwest China and the IEEE 2-area 4-machine system, and the simulation results verify the effectiveness of the proposed frequency emergency control strategy.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. U23B20120).

Key words: new power system; wind power; frequency emergency control; ultra-high voltage direct current (UHVDC); system frequency response

