

基于5G通信的VSC-HVDC跨区频率支撑控制策略

饶尧^{1,2},程元^{1,2},白新雷³,丁胜^{1,2},肖申^{1,2},刘紫懿^{1,2}

(1. 国网电力科学研究院 武汉能效测评有限公司, 湖北 武汉 430077;

2. 国网电力科学研究院有限公司, 江苏 南京 430206;

3. 国网河北省电力有限公司 电力营销服务中心, 河北 石家庄 050022)

摘要:针对经柔性高压直流输电系统的跨区异步互联电网,提出了一种基于5G通信的储能装置频率支撑控制策略。首先对送、受端VSC分别设计频率电压下垂控制和频率还原控制策略,使得VSC-HVDC能够将一侧的电网频率波动反映至另一侧。再为5G基站储能接口VSC设计功率同步控制策略,使其能够基于交流频率变化自适应调整输出功率。进一步提出了基于5G通信的储能装置跨区频率支撑逻辑,该逻辑基于送端电网的频率越限程度选定VSC-HVDC的控制模式,同时基于5G基站储能装置的剩余电量状态,启动具备相应调频能力的储能装置参与跨区频率支撑,仿真结果验证了所提控制策略在实现储能参与跨区频率支撑、提升电网频率稳定性方面的有效性。

关键词:柔性高压直流输电系统;频率支撑;5G通信;储能装置;控制策略

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd26527

VSC-HVDC Cross Region Frequency Support Control Strategy Based on 5G Communication

RAO Yao^{1,2}, CHENG Yuan^{1,2}, BAI Xinlei³, DING Sheng^{1,2}, XIAO Shen^{1,2}, LIU Ziyi^{1,2}

(1. Wuhan Energy Efficiency Evaluation Co., Ltd., State Grid Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, Hubei, China; 2. State Grid Electric Power Research Institute Co., Ltd., Nanjing 430206, Jiangsu, China; 3. Power Marketing Service Center, State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050022, Hebei, China)

Abstract: For cross-regional asynchronous-tied grid of voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC) transmission system, a frequency support control strategy for energy storage devices based on 5G communication was proposed. Firstly, the frequency-voltage droop control and frequency restoration control strategies were designed for the sending-end and receiving-end VSCs respectively, so that the VSC-HVDC could reflect the grid frequency fluctuations on one side to the other side. Then, a power synchronization control strategy was designed for the VSC at the energy storage interface of 5G base station, enabling it to adaptively adjust output power based on AC frequency. Furthermore, a cross-regional frequency support logic for energy storage devices based on 5G communication was proposed. This logic selected the control mode of the VSC-HVDC based on the degree of frequency deviation in the sending-end power grid. At the same time, based on the remaining state of charge of the energy storage devices at the 5G base station, the energy storage devices with corresponding frequency regulation capabilities were activated to participate in cross-regional frequency support. The simulation results verify the effectiveness of the proposed control strategy in enabling energy storage to participate in cross-regional frequency support and improving the frequency stability of the power grid.

Key words: voltage source converter based high voltage direct current (VSC-HVDC); frequency support; 5G communication; energy storage device; control strategy

基金项目: 国家电网有限公司总部管理科技项目(5400-202313575A-3-2-ZN)

作者简介: 饶尧(1988—),男,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为综合能源、能效服务、负荷管理、需求侧管理等领域专业研究,

Email: pashgswd@163.com

通讯作者: 程元(1988—),男,硕士研究生,高级工程师,主要研究方向为负荷特性、节能降碳、综合能源等,

Email: l6kjhgf8asd@163.com

大力推进新能源并网发电是落实“双碳”目标、解决能源问题的关键举措^[1]。为解决实际系统中源、荷分布不均衡导致的新能源发电大容量远距离传输的问题,柔性高压直流输电(voltage source converter based high voltage direct current, VSC-HVDC)技术成为当下主流的解决方案^[2]。然而传统的VSC-HVDC采用内外环经典矢量控制,因其控制特性使得两侧的交流电网频率信息无法反映至对侧电网,导致交流电网的惯量、频率响应能力被VSC-HVDC解耦,造成了系统整体惯量和频率响应能力的削弱^[3]。且随着新能源渗透率的持续提升,电网的惯性响应和频率支撑能力必将进一步下降。

为发掘VSC-HVDC系统的跨区频率响应的能力,提升“双高”电力系统的频率稳定性,现有研究提出了多种改进控制方案。文献[4-6]从VSC控制器设计角度出发,提出了不同的改进控制策略,使得VSC能够感知交流电网的频率变化,在频率越限时切换VSC控制策略以提供惯量响应。然而上述文献存在明显的局限性,即未讨论VSC在为交流系统提供频率支撑时,其背后的能量来源,这使得提出的控制逻辑缺乏闭环性,在实际电网中的可行性相对较弱。文献[7-9]进一步以直流侧储能装置为能量来源,设计了相应的控制策略来参与交流系统频率支撑。然而VSC直流侧储能装置容量有限,在应用于大电网频率支撑时难以为继,一些文献里设想的超大容量电容器也尚未得到开发应用,因此这些观点在电网频率调节方面的实际应用价值相对较低。

为进一步挖掘VSC参与交流电网频率支撑的潜力,一些研究着眼于跨区异步互联电网间的频率互济控制策略并开展研究。文献[10]提出了一种风机-VSC惯量支撑控制策略,实现了电容和风机转子惯量参与交流频率支撑,进而改善交流系统频率稳定性。文献[11]提出了一种适用于海上风电参与交流系统频率控制的VSC-HVDC频率-功率下垂控制,通过将交流频率反映至直流电压的变化,以启动风机的转速控制,实现对电网频率的调节。文献[12]提出了一种异步互联系统频率互济控制策略,通过对送受双端VSC设计相应的控制逻辑,可通过电气量变化感知对侧交流电网频率状态,并启动相应的控制策略。

此外,随着近年来5G通信这一新兴技术的发展,相关文献对5G通信基站配套储能参与电

网调频这一课题也开展了研究。文献[13]基于储能上备用状态感知算法,提出了一种基于储能上备用容量状态感知的5G基站储能调控算法,以实时获取5G基站储能的可调节容量,进而参与电网削峰填谷,能够有效提高新能源消纳能力的同时减轻电网调频压力。文献[14]将5G基站及其配套储能作为虚拟电厂,并根据调频市场的出清结果参与电网二次调频,所提方法在新能源快速下降的爬坡调频需求场景下,能够缓解电网调频压力。文献[10-14]虽从各自的角度出发,开展了储能或风机等设备参与电网频率调节的相关研究,然而以上研究均未讨论频率响应的控制指令如何下发至储能及风机转子,使得研究内容缺少了最后一环。

为提升“双高”电力系统背景下频率支撑能力不足的问题,本文提出一种基于VSC-HVDC的5G基站储能装置跨区频率支撑控制策略。首先分别对VSC-HVDC双端换流器及5G基站储能接口VSC设计相应控制策略,使得VSC-HVDC能够将一侧的电网频率波动反映至另一侧电网内,同时5G基站储能可根据电网频率变化自适应调整输出功率。再设计基于5G通信的储能跨区频率支撑控制逻辑,填补了现有研究所缺乏控制指令如何下发至储能装置的问题。

1 频率支撑控制

首先介绍VSC-HVDC系统的拓扑结构及经典矢量控制,并对HVDC的送、受端VSC及5G基站储能VSC(energy storage VSC, ES-VSC)设计相应的控制逻辑,使5G基站储能装置具备经VSC-HVDC实现跨区频率支撑的能力。

1.1 矢量控制模式下的VSC-HVDC系统建模

图1展示了VSC-HVDC系统的电气结构及其所采用的矢量控制逻辑。VSC_n($n=1, 2$)经LC滤波器接入交流电网,相应的滤波电感、电容分别记为 L_{fn} 和 C_{fn} 。交流输电线路等效电感记为 L_{gn} ,直流输电线路等效电感记为 L_{d2} ,直流等效电容记为 C_{den} 。交流系统建模为同步电机模型,交流电网的用电负荷用RL负载等效表示。

实际系统中,VSC-HVDC送端电网通常为新能源场站集中接入区,因此本文考虑电网1为高比例新能源接入的交流系统,VSC1运行于整流模式,采用定直流电压一定交流电压($U-V$)控制模式,将新能源发电功率整流后经直流系统送至

受端负荷中心。受端电网接口VSC2运行于逆变模式,采用定有功功率一定交流电压($P-V$)控制模式,为电网2输送功率^[15]。

VSC1和VSC2的外环控制如下式所示:

$$\begin{cases} I_{1dref} = G_{U1}(s)(U_{1ref} - U_1) \\ I_{1qref} = G_{V1}(s)(V_{11ref} - V_{11}) \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} I_{2dref} = G_{P2}(s)(P_{2ref} - P_2) \\ I_{2qref} = G_{V2}(s)(V_{12ref} - V_{12}) \end{cases} \quad (2)$$

VSC内环及锁相环(phase locked loop, PLL)控制如下式所示:

$$\begin{cases} E_{nd} = V_{nd} + G_{In}(s)(I_{ndref} - I_{nd}) + \omega L_{In} I_{nq} \\ E_{nq} = V_{nq} + G_{In}(s)(I_{nqref} - I_{nq}) - \omega L_{In} I_{nd} \end{cases} \quad (3)$$

$$\theta_{pn} = \frac{1}{s} G_{\theta n}(s) V_{nq} \quad (4)$$

其中

$$G_P(s) = K_{pP} + K_{iP}/s$$

$$G_U(s) = K_{pU} + k_{iU}/s$$

$$G_V(s) = K_{pV} + K_{iV}/s$$

$$G_I(s) = K_{pI} + K_{iI}/s$$

$$G_\theta(s) = K_{p\theta} + K_{i\theta}/s$$

式中: P, U, V, I, θ_p 分别为VSC输出有功功率、VSC直流端口电压、并网点交流电压、并网点注入电流,以及PLL锁相角; s 为微分算子; E 为VSC交流端口电压; ω 为交流系统频率。

下角标“ n ”($n=1,2$)表示对应于VSC n 的电气量或控制环节,下角标“ref”表示对应电气量的参考值,下角标“ d ”,“ q ”分别表示电气量的 d, q 轴分量,后文公式亦按此表示。

5G基站广泛分布于城区负荷中心,ES-VSC经升压变压器接入交流电网,如图1所示。5G基站接口VSC采用电流环控制,并经PLL与系统同步,其控制策略如下式所示:

$$\begin{cases} E_{ESd} = V_{ESd} + G_{IES}(s)(I_{ESdref} - I_{ESd}) + \omega L_{IES} I_{ESq} \\ E_{ESq} = V_{ESq} + G_{IES}(s)(I_{ESqref} - I_{ESq}) - \omega L_{IES} I_{ESd} \end{cases} \quad (5)$$

$$\theta_{pES} = \frac{1}{s} G_{\theta ES}(s) V_{ESq} \quad (6)$$

其中

$$G_{IES}(s) = K_{pIES} + K_{iIES}/s$$

$$G_{\theta ES}(s) = K_{p\theta ES} + K_{i\theta ES}/s$$

式中: I_{ES}, θ_{pES} 分别为ES-VSC的并网点注入电流和PLL输出的锁相角; V_{ES}, E_{ES} 分别为ES-VSC的并网点电压和交流端口电压。

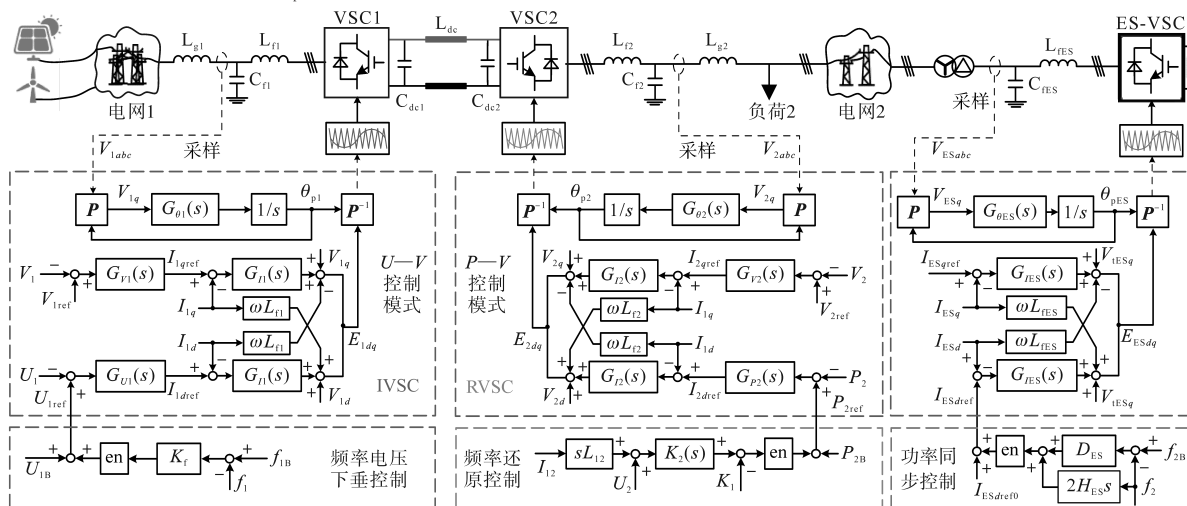


图1 VSC-HVDC跨区互联系统

Fig.1 VSC-HVDC cross regional interconnection system

1.2 频率支撑控制策略设计

电网1作为新能源集中接入地区,通常远离负荷中心,本身转动惯量较小,且由于高渗透率新能源并网,因此频率稳定性较差。为此设计如下控制策略,使得处于负荷中心电网2的5G基站储能可通过VSC-HVDC对电网1进行惯量响应和频率支撑。

在VSC1的直流电压外环级联功率-电压下

垂控制环节,使VSC1能够感知电网1频率并将此动态反映至HVDC的直流电压。同时模拟同步电机的摇摆方程,对VSC2设计功率同步控制策略,使其具备根据目标频率变化调整有功输出的能力。VSC1和VSC2的附加控制策略分别如下式所示:

$$U_{1ref} = U_{1B} + K_f(f_1 - f_{1B}) \quad (7)$$

$$P_{2ref} = P_{2B} - 2H_2 \cdot sf_2 - D_2(f_2 - f_{2B}) \quad (8)$$

式中: H, D 分别为惯性系数及阻尼系数; K_f 为频率-直流电压的下垂系数;下角标“B”表示变量的基准值; f 为电网频率。

采用式(7)和式(8)后,VSC1和VSC2已能够为各自交流系统提供频率支撑,然而HVDC连接的两系统仍无法实现频率的互相响应,原因是一侧的频率变化并未引入对侧的VSC控制系统中,因此对侧VSC无法提供响应本侧频率波动的电气量调节。为此本文提出如下的VSC-HVDC双端电网频率相互响应的控制策略。

当VSC1的直流电压外环级联式(7)所示控制后,当电网1频率发生变化时, U_{1ref} 将发生变化,进而通过直流电压外环控制改变VSC1的直流侧电压 U_1 ,再经直流系统压降关系影响VSC2的直流电压 U_2 ,如下式所示:

$$U_2 = U_1 - L_{dc}sI_{dc} = \Delta U_1 + U_{1B} - L_{dc}sI_{dc} \quad (9)$$

由此,结合式(7)、式(9),可通过VSC2的直流电压变化反映出电网1的频率变化,如下式所示:

$$\Delta f_1 = \Delta U_1 / K_f = (U_2 - U_{1B} + L_{dc}sI_{dc}) / K_f \quad (10)$$

再令VSC2以电网1频率为控制目标,即用式(10)中 f_1 替代式(8)中 f_2 ,得到下式所示的频率还原控制策略,作为VSC2有功外环的级联控制环节,同时VSC1采用式(7)下垂控制,即可使VSC2根据直流电压变化自适应调整逆变功率,进而配合VSC1对电网1进行频率响应。

$$\begin{aligned} P_{2ref} &= P_{2B} - \frac{U_{1B}D_2}{K_f} + \frac{2H_2s + D_2}{K_f} (sL_{dc}I_{dc} + U_2) \\ &= P_{2B} - K_1 + K_2(s)(sL_{dc}I_{dc} + U_2) \end{aligned} \quad (11)$$

其中

$$\begin{aligned} K_1 &= U_{1B}D_2/K_f \\ K_2(s) &= (2H_2s + D_2)/K_f \end{aligned}$$

再以同步电机摇摆方程为基础,对ES-VSC设计如下式所示的功率同步控制策略,使ES-VSC能够以背后的储能装置为能量来源,消纳VSC-HVDC传导至电网2的有功功率波动,实现对电网1的跨区频率支撑。

$$I_{ESdref} = I_{ESdrefB} + 2H_{ES} \cdot sf_2 + D_{ES}(f_2 - f_{2B}) \quad (12)$$

式中: H_{ES}, D_{ES} 分别为ES-VSC的惯性、阻尼系数;下角标“B”表示电气量基准值。

1.3 VSC-HVDC控制模式选择

考虑到电网1为新能源场站密集接入区域,实际系统运行中,新能源出力波动较大,且会因

灾害天气、线路跳闸等造成风机、光伏发电单元的大容量脱网事件,因此电网1存在频率支撑需求。而电网2作为负荷中心,频率通常较为稳定,且为满足通信需求接入大量5G基站储能,由此本文设计5G基站储能经VSC-HVDC对电网1的频率支撑策略。

根据《电网运行准则》要求,交流系统额定频率为50 Hz,当频率偏差超出 ± 0.2 Hz则构成六级电网事件^[16],以此为依据,留出0.1 Hz裕量,并根据电网1的频率偏差 Δf_1 ,设定如下控制逻辑:

1) $\Delta f_1 < 0.1$ Hz为频率正常区间,此时电网1的频率波动较轻,无明显频率越限风险,不必采取跨区频率支撑。此时VSC1, VSC2, ES-VSC均保持矢量控制模式,电网1的频率波动不传导至HVDC,即电网1依靠本区域内的调节电源进行频率波动抑制,此模式称为模式1;

2) $0.1 \text{ Hz} < \Delta f_1 < 0.15 \text{ Hz}$ 为频率告警区间,此时电网1频率波动较大,此时VSC1切换为式(7)所示的直流电压下垂控制,而VSC2, VSC3仍保持矢量控制,此时VSC1根据电网1的频率变化调整直流电压,即将电网1的不平衡功率传导至HVDC,并借助直流电容 C_{dc1}, C_{dc2} 作为能量缓冲,为电网1提供频率支撑,称为模式2;

3) $\Delta f_1 > 0.15 \text{ Hz}$ 为频率紧急区间,此时电网1的频率波动进一步加剧,已濒临越限。因此在VSC1采用直流电压下垂控制的基础上,VSC2切换至式(11)所示频率还原控制,将电网2的频率波动传递至电网1频率,同时ES-VSC切换至功率同步控制,自适应根据电网1频率变化调整出力,为电网2提供跨区频率支撑,称为模式3;

4) 为避免频率调节过程中,频率波动导致的各VSC控制模式频繁切换,设计 $\Delta f_1 < 0.05 \text{ Hz}$ 作为控制模式返回为模式1的条件。

各模式对应的控制模式结构如图2所示。

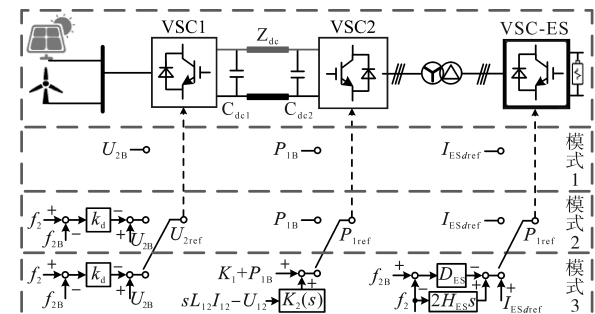


图2 VSC-HVDC频率支撑控制模式

Fig.2 VSC-HVDC frequency support control mode

以电网1的频率波动程度作为控制模式启动的判定标准,可避免VSC-HVDC控制模式的频繁启动。即电网1可基于自身调频手段控制频率时,避免将频率波动引入直流系统和负荷中心所在的交流电网。

2 5G通信下的策略启动逻辑

基于第1节所述策略,已经可以基于频率、直流电压、电流等电气信号实现5G基站通信储能的跨区频率支撑,然而在实际系统中,设备跳闸,负荷损失等能够造成交流频率波动的电网异常,可能导致ES-VSC功率同步控制策略的误启动,进而引起不必要的系统波动。因此本节基于5G通信,设计5G基站储能跨区频率支撑策略启动逻辑,实现对电网1频率的精准支撑。

2.1 5G通信系统架构简述

5G通信作为近年来的新兴通信技术,具备精度高、延时低、信息量大等优势。此外,5G通信的信息传输还不借助于通信介质,因此相较于传统的光纤通道,5G通信更适用于控制设备众多、传输地带地理环境复杂的场所。

图3给出了用于5G基站储能经VSC-HVDC进行跨区频率支撑的5G通信系统架构、VSC1、VSC2、以及电网2内各5G基站均配置信号采集模块、算法模块和5G通信模块,这些模块的具体作用如下:

1)VSC1侧:信号采集模块用于对电网1频率 f_1 实时采样,并发送至算法模块。算法模块用于判断 f_1 的波动状态对VSC1下发控制模式选择指令,同时生成发送至VSC2的控制模式切换指令信号。5G通信模块用于实现与VSC2的通信,其中5G基带处理单元用于将指令信号、电网1频率、VSC1运行状态信息打包,再叠加北斗时钟信号,得到具备时间标签的电网1状态数据,并对数据进行调制处理,再将调制后的数据信息经5G有源天线单元发送至5G通信网。

2)VSC2侧:信号采集模块实时获取直流电压 U_2 、直流电流 I_2 ,并传输至算法模块。5G通信模块用于实现与VSC1、5G基站的信息收发,5G有源天线单元实现从5G通信网接收电网1状态数据,并经5G基带处理单元对数据进行解调后传递至算法模块。算法模块用于读取电网1的频率越限状态和VSC1发送的控制模式切换指令,并向VSC2下发对应的模式选择指令,同时向电

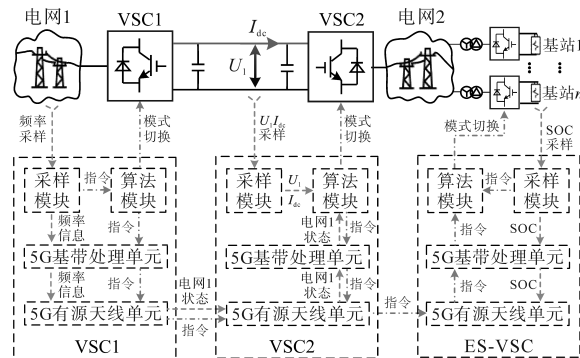


图3 5G通信系统架构

Fig.3 5G communication system architecture

网2内5G基站下发控制模式切换指令。

3)5G基站侧:信号采集模块用于实时获取储能的荷电状态(state of charge, SOC)状态并发送至算法模块。5G通信模块用于常规通信业务,还兼顾实现与VSC2间的信息收发,在接收到VSC2发出的控制模式切换指令和频率越限方向后,将信息解调并发送至算法模块。算法模块根据自身的SOC状态,判断是否参与电网调频,并为ES-VSC选择相应控制模式。

2.2 5G通信下的跨区频率支撑策略实现流程

当储能 $SOC > 90\%$ 时一般无法继续充电,故无法为电网提供下调频能力。而储能 $SOC < 10\%$ 无法继续放电,即无法为电网提供频率上调节能力,这是由于过度充、放电会对储能设备造成损伤^[17]。此外由于5G基站的配套储能需要保证电网故障下,5G基站通信不间断,因此额外预留出20%的下调节裕度。由此本文设定储能可参与频率正方向越限控制的判据为 $SOC < 90\%$,可参与频率反方向越限控制的判据为 $SOC > 10\%$ 。基于上述5G通信架构和储能SOC判据,5G基站的跨区频率支撑策略实现逻辑如图4所示。

1)VSC1交流侧根据 f_1 判断频率越限状态,若 $\Delta f_1 < 0.1$ Hz,此时VSC1仍运行于矢量控制模式,即VSC-HVDC系统运行于控制模式1。

2)若电网1频率 f_1 偏移加剧,则会首先发展为 $0.1 \text{ Hz} < \Delta f_1 < 0.15 \text{ Hz}$ 的状态,此时VSC1切换至式(7)所示频率电压下垂控制,即VSC-HVDC系统运行于控制模式2。

3)若电网1频率 f_1 进一步偏移,即发展为 $\Delta f_1 > 0.15 \text{ Hz}$,此时VSC1经5G基站向VSC2发送模式切换指令,VSC2切换至式(11)所示频率还原模式。同时VSC2经5G基站向电网2内储能发送启动指令和频率越限方向,5G基站在接收到VSC2

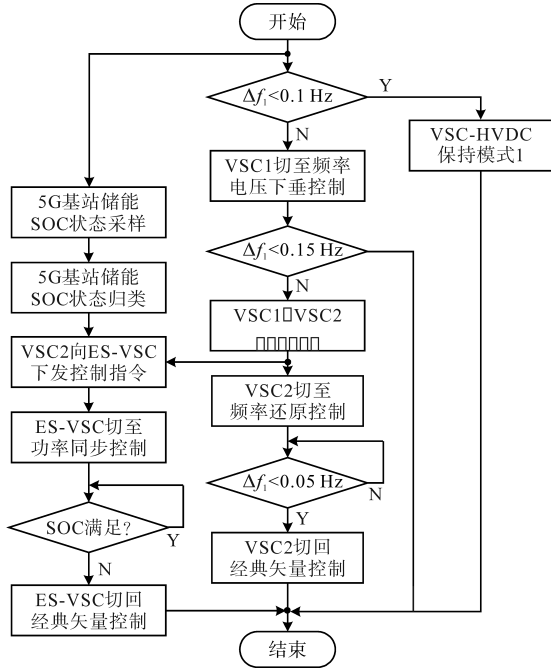


图4 基于5G通信的跨区频率支撑策略

Fig.4 Cross regional frequency support strategy with 5G communication

的模式切换信息后进行判断:若频率正方向越限(即 $f_1 > 50$ Hz)则将储能 $SOC < 90\%$ 的ES-VSC切换至功率同步控制,若频率反方向越限(即 $f_1 < 50$ Hz),计及为保证5G基站不间断供电的储能下调容量裕度,将储能 $SOC > 30\%$ 的ES-VSC切换至功率同步控制,即VSC-HVDC系统运行于控制模式3。

4)当检测到交流电网1恢复至 $\Delta f_1 < 0.05$ Hz时,VSC1通过5G通信向VSC2发送模式切换指令,VSC2将指令转发至电网2内的5G基站VSC1,VSC2,ES-VSC均切换为矢量控制模式,VSC-HVDC系统恢复控制模式1。

2.3 5G通信的精确性与经济性讨论

在实际电力系统中,常见的通信方式还有4G通信、光纤通信等。4G通信采用较低频段的微波,而5G通信采用高频段的毫米波,相较于4G通信其波长更长,抗高压设备强电磁干扰能力更优。此外5G通信的延时相较于4G通信延时大大缩短,4G通信调制解调延时在50 ms左右,而5G通信延时已控制在1 ms以内,可大幅提升控制的实时性。此外,本文利用5G基站的储能参与电网调节,因此可借助5G基站本身的通信功能进行通信传输,能够省却敷设电力通信专用光纤的投资建设费用,因此经济性较好。

3 仿真验证

在Matlab/Simulink仿真验证环境下搭建如图5所示的系统模型。电网1、电网2建模为IEEE-33节点系统,并通过VSC-HVDC系统连接。电网1内分布采用功率源等效建模的12座光伏电站及6座风电场,构成典型的高比例新能源接入型电网,在节点7接入同步电机,用于电网1频率控制,另选取5个节点设置RLC负荷,供给本地负荷后的剩余新能源发电功率经VSC-HVDC系统输送至电网2。电网2为负荷中心,设置5G基站24个,RLC负荷5个,并在节点7接入同步电机,作为网内可调节电源提供基本调频能力,系统的详细参数如表1所示。

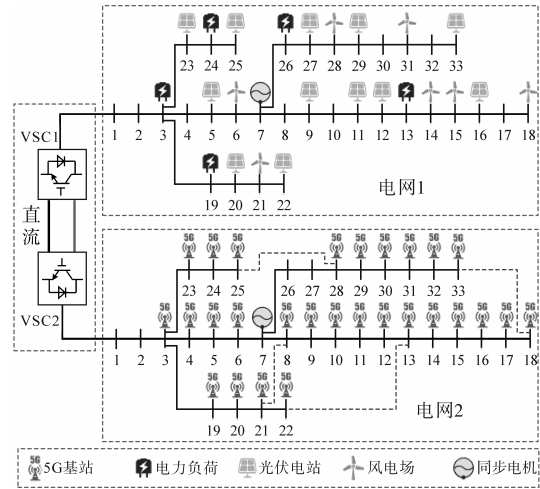


图5 仿真系统结构

Fig.5 Emulate system architecture

3.1 频率告警区间VSC-HVDC频率支撑验证

基于所搭建的系统仿真模型,本小节验证电网1频率 f_1 偏移至频率告警区间时,VSC-HVDC在本文所提频率支撑控制策略下,对电网1的频率支撑能力,仿真结果如图6所示。

初始状态下电网1频率 f_1 稳定在50 Hz附近,在 $T_1=4$ s时,电网1内节点3所带负荷脱网,共退出电阻性负荷200 MW,此时 f_1 升高。至 $T_2=7.1$ s时, f_1 升高至50.10 Hz,即 $\Delta f_1 > 0.10$ Hz,电网1处于频率告警区间,此时VSC1切换至频率电压下垂控制,VSC-HVDC系统运行在模式2。到 $T_3=20.2$ s时, f_1 恢复至50.05 Hz以下,此时VSC1切回矢量控制模式,即系统重新回到模式1运行。

由图6a可见,与采用传统的矢量控制策略相比,采用频率支撑控制策略时, f_1 越限减小了0.032 Hz,这表明电网1的频率偏移量下降,频率

表1 VSC-HVDC系统参数
Tab.1 Parameters of VSC-HVDC system

类型	参数名	参数值
基准值	频率基准值 f_B	50 Hz
	直流电压基准值 U_B	± 100 kV
	交流电压基准值 V_B	110 kV
	VSC1/VSC2容量基准值 S_{B1}/S_{B2}	300 MV·A/ 300 MV·A
直流系统	直流电容 C_{dc1}/C_{dc2}	1/1 mF
	直流线路等效电感 L_{dc}	80 mH
交流系统	LC滤波器电感及电容 L_f/C_f	0.012 mH/0.1 μ F
	风电厂容量 S_W	100 MW $\times$ 5
	光伏电站容量 S_{PV}	100 MW $\times$ 5
VSC1	直流电压外环PI参数 K_{pU1}/K_{iU1}	0.5/10
	交流电压外环PI参数 K_{pV1}/K_{iV1}	0.5/10
	锁相环PI参数 $K_{p\theta1}/K_{i\theta1}$	5/50
	电流内环PI参数 K_{pI1}/K_{iI1}	10/400
	频率电压下垂控制参数 K_f	0.6
VSC2	有功功率外环PI参数 K_{pP2}/K_{iP2}	0.4/20
	交流电压外环PI参数 K_{pV2}/K_{iV2}	1/20
	锁相环PI参数 $K_{p\theta2}/K_{i\theta2}$	5/50
	电流内环PI参数 K_{pI2}/K_{iI2}	10/400
	频率还原控制参数 H_2/D_2	5/2
ES-VSC	电流内环PI参数 K_{pES}/K_{iES}	10/200
	锁相环PI参数 $K_{p\theta ES}/K_{i\theta ES}$	4/20
	功率同步控制参数 H_{ES}/D_{ES}	2/0.5
	出口变压器变比	1:20
	储能额定容量 S_n	1 MW·h $\times$ 10 $\times$ 24
同步电机	额定功率 S_{CB}	1 000 MV·A
	转动惯量 H_G	89 t·m ²
	自动励磁调节系数	180(标么值)
	调速器差速调节系数	0.06(标么值)
	励磁系统时间常数	0.002 s

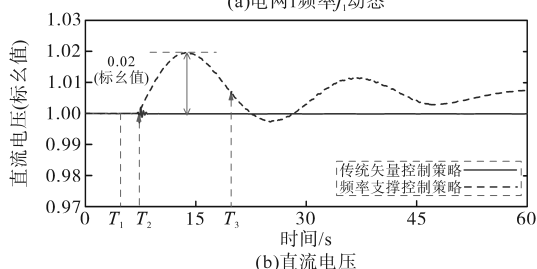
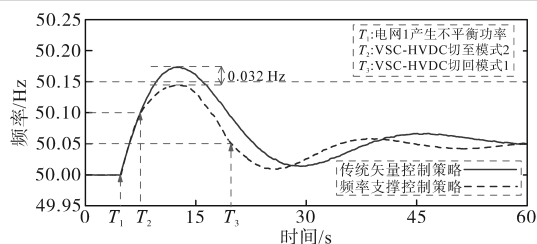


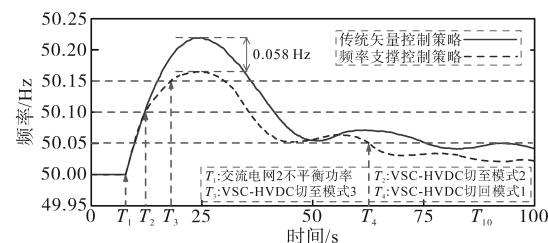
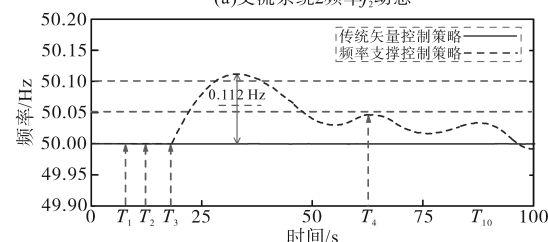
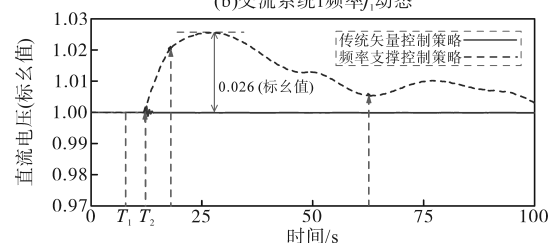
图6 频率告警区间的频率支撑验证

Fig.6 Frequency support verification of frequency alarm interval

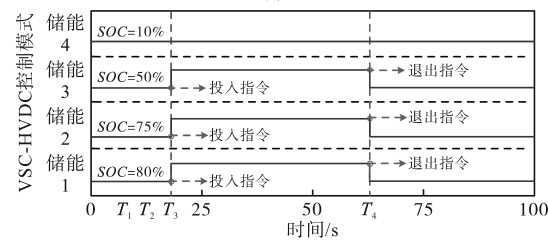
稳定性得以提升。对比图6b可见,VSC1采用频率电压下垂控制策略后,VSC-HVDC的直流电压产生了最大幅值为0.02(标么值)的波动,这表明 f_1 的波动情况反映到了直流电压,VSC1抬升直流电压使直流电容充电,为电网1提供惯量响应和频率支撑。

3.2 频率紧急区间VSC-HVDC频率支撑验证

本小节给出电网1频率越限至频率紧急区间时,VSC-HVDC系统在所提控制策略下,对电网1的频率支撑的验证结果,如图7所示。


 (a)交流系统2频率 f_2 动态

 (b)交流系统1频率 f_1 动态


(c)直流电压



(d)储能装置使能信号

图7 频率告警区间的频率支撑验证

Fig.7 Frequency support verification of frequency alarm interval

初始状态下电网1频率 f_1 稳定在50 Hz附近,在 $T_1=8$ s时,电网1内节点3所带负荷脱网,共退出电阻性负荷500 MW,此时 f_1 升高。至 $T_2=12.1$ s时, f_1 升高至50.10 Hz,电网1处于频率告警区间,VSC1切至频率电压下垂控制策略,VSC-HVDC系统运行在控制模式2。到 $T_3=18.3$ s时, f_1 进一步升高至50.15 Hz,此时VSC2切至频率还原控制,并

向电网2内5G基站下发指令,电网2内具备频率调节能力的5G基站储能参与跨区频率支撑,将ES-VSC切至功率同步控制策略,此时VSC-HVDC运行在控制模式3。在 $T_4=62.2$ s时, f_1 恢复至50.05 Hz以下,此时VSC1,VSC2及ES-VSC均切回至经典矢量控制,即VSC-HVDC重新回到模式1运行。

结合图7a~图7c可见,与矢量控制模式相比,VSC-HVDC运行在频率支撑策略下,交流电网2频率偏移0.098 Hz,这表明电网2经VSC-HVDC为电网1提供频率支撑,使得 f_1 的最大偏移量与矢量控制策略相比降低了0.058 Hz,频率恢复速度更快,上述仿真结果验证了所提区频率支撑控制策略对提升电网频率稳定性的效果。图7d给出了SOC分别为10%,50%,75%,80%的5G基站储能的投退指令时序图,由图可见为电网提供上调频支撑时,SOC>30%的储能接收出发信号并启用,而储能1的SOC=10%未切换控制模式。

4 结论

本文提出了基于5G通信的储能跨区频率支撑控制策略,可有效提升VSC-HVDC系统的频率支撑能力,具体贡献点总结如下:

1)对VSC-HVDC两侧换流器及5G基站的ES-VSC分别设计了频率电压下垂控制和频率还原控制,使一侧电网的频率动态可经VSC-HVDC系统反映至另一侧的交流电网;

2)对5G基站ES-VSC设计了功率同步控制策略,使得基站配套储能具备经VSC-HVDC参与跨区频率支撑的能力,同时计及储能装置的SOC状态,避免了不具备调频能力储能频繁与电网能量交换对设备带来的损伤;

3)提出了基于5G通信的储能跨区频率支撑实现方法,阐述了5G通信框架下的指令下发逻辑,填补了现有研究所缺乏的控制模式切换指令如何下发到储能装置的问题。

随着电网进一步发展,跨区VSC-HVDC系统数量将逐渐增多,本文所提策略也将有更广泛的应用场景,对跨区电网频率支撑提供更大助力。

参考文献

[1] 闵勇,陈磊,刘瑞阔,等. 电力系统频率动态中惯量与惯量响应特性辨析[J]. 中国电机工程学报,2023,43(3):855-868.

MIN Yong, CHEN Lei, LIU Ruikuo, et al. Analysis on charac-

teristics of inertia and inertial response in power system frequency dynamics[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(3): 855-868.

[2] 饶宏,周月宾,李巍巍,等. 柔性直流输电技术的工程应用和发展展望[J]. 电力系统自动化,2023,47(1):1-11.

RAO Hong, ZHOU Yuebin, LI Weiwei, et al. Engineering application and development prospect of VSC-HVDC transmission technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(1):1-11.

[3] 蔡玮良,程海锋,潘智轩,等. 基于转子动能与分布式储能的双馈风机频率控制策略[J]. 电气传动,2023,53(11):9-18.

CAI Weiliang, CHENG Haifeng, PAN Zhixuan, et al. Frequency control strategy of DFIG based on rotor kinetic energy and distributed energy storage[J]. Electric Drive, 2023, 53(11):9-18.

[4] GUO Xiang, ZHU Donghai, HU Jiabing, et al. Inertial PLL of grid-connected converter for fast frequency support[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(4):1594-1599.

[5] 岳家辉,张新燕,周鹏,等. 基于自适应惯量阻尼的双馈风电机组虚拟同步控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报,2021,33(9):40-48.

YUE Jiahui, ZHANG Xinyan, ZHOU Peng, et al. Virtual synchronization control strategy for DFIG based on adaptive inertia damping[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(9):40-48.

[6] 杨赞,梅飞,张宸宇,等. 虚拟同步机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):125-131.

YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated control strategy of rotational inertia damping coefficient for VSGs[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3):125-131.

[7] LIU Yaolin, SUN Kaiqi, LI Kejun. PCC and center of inertia frequency based auxiliary frequency control strategy for wind-farm frequency support improvement[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 4(60):5255-5268.

[8] 张怡静,李智,时艳强,等. 基于储能惯量支撑的受端电网频率优化控制方法[J]. 电工技术学报,2024,39(11):3556-3568.

ZHANG Yijing, LI Zhi, SHI Yanqiang, et al. Optimal frequency control method of receiving power grid based on energy storage inertia support[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(11):3556-3568.

[9] ZHANG Yubo, HAO Zhiguo, YANG Songhao, et al. A system-view optimal additional active power control of wind turbines for grid frequency support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2):4323-4335.

[10] 谭珺孜,彭晓涛,李旭涛,等. 基于协同控制优化风电-柔直并网惯性响应策略研究[J]. 电工技术学报,2024,11(6):211-223.

TAN Junmi, PENG Xiaotao, LI Xutao, et al. Optimization of inertia response strategy based on synergetic control for wind

- power integrating to power grid via VSC-HVDC[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 11(6): 211-223.
- [11] XIONG Yongxin, YAO Wei, SHI Zhongtuo. Adaptive dual droop control of MTDC integrated OWF for fast frequency support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3): 2525-2538.
- [12] 朱介北, 王晓南, 俞露杰, 等. 互联异步电网VSC-HVDC的惯量与阻尼模拟控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(22): 8089-8103.
- ZHU Jiebei, WANG Xiaonan, YU Lujie, et al. Inertia and damping emulation control strategy of VSC-HVDC transmission system for asynchronous grid interconnection[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(22): 8089-8103.
- [13] 尹喜阳, 王忠钰, 刘乙召, 等. 面向配电网削峰填谷的5G基站储能调控方法[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(8): 97-102.
- YIN Xiyang, WANG Zhongyu, LIU Yizhao, et al. Energy storage dispatch of 5G base station energy storage for peak shaving and valley filling of distribution networks[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(8): 97-102.
- [14] 张沛超, 赵建立, 李进鑫, 等. 5G基站二次调频虚拟电厂的协调控制方法[J]. 电网技术, 2025, 3(11): 201-211.
- ZHANG Peichao, ZHAO Jianli, LI Jinxin, et al. Coordinated control method of 5G base station virtual power plant for participating in secondary frequency regulation[J]. Power System Technology, 2025, 3(11): 201-211.
- [15] 李霞林, 张晨, 郭力, 等. 锁相环同步VSC接入弱网下的低频动态稳定性分析模型与机理研究[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 29-38, 54.
- LI Xialin, ZHANG Chen, GUO Li, et al. Low frequency dynamic stability analysis model and mechanism research for PLL-synchronized VSC connected to weak grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 29-38, 54.
- [16] 全国电网运行与控制标准化技术委员会. GB/T 31464—2022电网运行准则[S]. 北京: 中国标准出版社, 2022.
- National Grid Operation and Control Standardization Technical Committee. GB/T 31464—2022 Grid operation code[S]. Beijing: China Standards Press, 2022.
- [17] 闫承山, 邱明泉, 张立军, 等. 基于多组储能动态调节的直流微电网电压稳定控制策略[J]. 电气传动, 2023, 53(3): 48-55.
- YAN Chengshan, QIU Mingquan, ZHANG Lijun, et al. Voltage stability control strategy for DC microgrid based on multi-group energy storage unit dynamic regulation[J]. Electric Drive, 2023, 53(3): 48-55.

收稿日期: 2025-03-24

修改稿日期: 2025-05-18