

计及负荷频率特性的风水电系统频率特性分析

邓 涵, 孙士云*, 周子超, 冯海洋, 徐 韬, 张丕豪, 陈有为

(昆明理工大学 电力工程学院, 云南 昆明 650500)

Analysis of Frequency Characteristics of Wind-Hydro Power System Considering Load Frequency Characteristics

DENG Han, SUN Shiyun*, ZHOU Zichao, FENG Haiyang, XU Tao,
ZHANG Pihao, CHEN Youwei

(Institute of electrical engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

Abstract: With the increase of the proportion of new energy, in the Yunnan power grid with abundant hydropower resources, relying on the primary frequency modulation of traditional units can no longer meet the requirements of frequency stability of Yunnan asynchronous networking system. For the power reverse adjustment caused by the water hammer effect of large hydropower, a wind-storage combined frequency modulation control strategy considering load frequency characteristics is proposed. Firstly, the frequency domain model transfer function of traditional power (turbine), doubly-fed wind turbine, energy storage system and comprehensive load is established. Then, the DC power flow method is used to simplify the electric network, and the analytical formula of frequency response of wind-storage node under load disturbance is obtained. The four-machines system with wind-storage, water turbine and load is built in the electromechanical transient simulation software PSD-BPA. Through the theoretical analysis of the analytical formula and the simulation verification of the four-machine system, the influence of the proportion of static load model and frequency characteristic parameters and the proportion of energy storage on the system frequency is analyzed. The results show that the wind-storage combined frequency modulation considering the load frequency characteristics can effectively reduce the system frequency deviation.

Key words: water hammer effect; load model; wind storage combined frequency modulation; PSD-BPA

摘 要: 随着新能源占比的升高,在水电资源丰富的云南电网中,依赖传统机组一次调频已不能满足云南异步联网系统频率稳定性的要求。针对大型水电水锤效应引起的功率反调问题,提出了一种计及负荷频率特性的风储联合调频控制策略。首先建立了传统电源(水轮机)、双馈风机、储能系统、综合负荷的频域模型传递函数;然后采用直流潮流法简化电网,得到了负荷扰动下风储节点频率响应解析式。在电力系统仿真程序 PSD-BPA 中搭建含风储、水机、负荷的四机系统。通过对解析式的理论分析和四机系统的仿真验证,分析了静态负荷模型比例、频率特征参数以及储能占比等因素对系统频率的影响。结果表明,计及负荷频率特性的风储联合调频能有效减小系统频率偏差。

关键词: 水锤效应; 负荷模型; 风储联合调频; PSD-BPA

0 引言

频率是衡量电力系统稳定运行的一个重要指标,电网安全稳定运行离不开系统频率稳定。风力发电凭借其零污染、零排放等优点,在世界范围内得到了快速发展。但随着新能源的大规模并网,电力系统的频率响应也与传统电网频率响应模式有很大区别,其随机性和波动性也增加了系统频率控制的难度。如何在新能源系统中充分考虑负荷自身的频率特性对系统频率的影响,对频率安全稳定运行具有现实意义。针对以上问题,文献[1]提出了双馈风电机组的风水系统频率优化控制技术,深度研究双馈风电机组的频率控制及水锤效应的功率反调过程。文献[2]研究了水锤效应对电网频率的影响并提出一种风电补偿水轮机水锤效应的控制策略。文献[3]针对异步联

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(52037003);云南省重大专项资助项目(202002AF080001)

Key Projects of National Natural Science Foundation of China (52037003); Yunnan Province Major Special Fund Projects (202002AF080001)

网运行后,高比例水电系统频率失稳风险,构建了高比例水电多直流送端电网频率稳定控制系统。在传统控制上,考虑了直流频率调制特性,提高了异步联网系统频率稳定性。

一方面,负荷自身频率响应与负荷频率控制在电力系统中被广泛研究^[4],负荷本身具有的有功频率因子可以平抑部分功率波动,维持系统频率稳定。文献[5]提出了风机参与负荷频率调整来稳定系统频率的控制策略。文献[6]提出了一种含火电、风电和光伏三个区域互联电力系统基于分布式模型预测控制的负荷频率控制方法。文献[7]提出了风电参与互联电力系统负荷频率控制的两种方式。第一种是把风电作为负荷计入模型中,不参与系统频率调节;第二种是风电参与同步机组共同对系统进行频率调节。基于这两种方式,建立不同的数学模型,分析系统有功功率及对频率的影响。

另一方面,随着间歇性能源大量并网,电池储能系统(BESS)为平抑风电波动、提高电网安全稳定运行提供了有效途径^[8]。为减小风电并网数量,提高对整个系统调频能力的影响,各国大力发展储能技术。文献[9]提出了风储联合系统参与电网调频的控制策略,在风电场上配置储能装置,即可将风电场等效于传统电源,使其具有惯量和调频能力。文献[10]针对部分同步发电机被风机取代后,系统惯量响应能力下降、风机调频转速恢复的问题,提出一种风储系统与等容量同步发电机等惯量响应能力的储能配置方法和协调控制策略。文献[11]提出将储能与风电调频系统相结合,共同参与系统频率调节。利用储能的快速响应特性,弥补风电机组自身调频特性的不足,提高了电力系统频率稳定性。

对于考虑负荷频率特性的风储联合系统,文献[12]提出面向负荷的 BESS 等效模型,并在此基础上提出含 BESS 的配电网广义综合负荷模型。文献[13]提出滑模负荷频率控制器和储能协调的控制策略,但是未考虑风机的调频特性,只将风机作为新能源扰动计入其中。

以上文献对于新能源参与系统频率调节做了大量的研究工作,其中部分文献对风电调频补偿水锤效应的控制策略和电网的频率特性进行了研究^[14],还有部分文献重点分析风储联合调频控制

策略。然而上述文献中大部分情况下对于负荷模型的处理相对简单。一些文献将系统和负荷共同等值为一阶惯性环节,一些文献用一阶惯性环节来表征负荷模型。虽然都能在一定程度上反应负荷的频率响应,然而对于负荷频率因子等关键参数以及动态负荷特性对风电或风储联合调频效果的影响分析却不够深入。此外,部分研究把风电或者储能系统看作负的负荷计入负荷模型中,大幅度简化风电和储能系统自身调频控制特性。基于以上研究的不足,本文对计及静态负荷和动态负荷的频率特性进行分析,同时考虑风电和储能自身的调频控制特性,对计及负荷频率特性的风储联合系统进行解析推导和关键影响因素分析。

1 风储联合并网点频率特性解析推导

1.1 负荷频率模型

负荷模型和负荷频率特性参数对选取联网系统的频率稳定计算结果具有很大影响。目前实际电网中最为常用的负荷模型为静态负荷模型和动态负荷模型两类,其中描述静态负荷的多项式模型为^[15]

$$\begin{cases} P/P_0 = [P_Z(U/U_0)^2 + P_I(U/U_0) + P_P] \cdot \\ (1 + K_L \Delta f/f_0) \\ Q/Q_0 = [Q_Z(U/U_0)^2 + Q_I(U/U_0) + Q_P] \cdot \\ (1 + K_Q \Delta f/f_0) \end{cases} \quad (1)$$

式中: P 、 Q 分别为实际有功功率与无功功率; P_0 、 Q_0 分别为额定电压频率下的有功功率与无功功率; P_Z 、 P_I 、 P_P 分别为有功负荷恒功率、恒电流、恒阻抗部分的比例; Q_Z 、 Q_I 、 Q_P 分别为无功负荷恒功率、恒电流、恒阻抗部分的比例; K_L 、 K_Q 分别为有功功率与无功功率的频率因子; Δf 为负荷母线频率偏差。式(1)中各系数满足:

$$\begin{cases} P_Z + P_I + P_P = 1 \\ Q_Z + Q_I + Q_P = 1 \end{cases} \quad (2)$$

忽略有功和无功功率对电压的影响,只考虑有功功率对频率的影响,写成频域形式,得到静态负荷模型^[16]:

$$G_{Li}(s) = \frac{\Delta P_{Li}(s)}{\Delta \omega_{Li}(s)} = K_L P_{L0} \quad (3)$$

式中: K_L 为负荷频率因子; P_{L0} 为额定负荷,表示负荷在额定频率下的有功功率; $\Delta \omega_{Li}$ 为静态负荷

节点的频率偏差。

感应电动机是电力负荷中的重要动态成分,本文主采用负荷的非机理动态模型(也称作输入、输出模型)来等值建模,用频域下一阶线性动态模型来描述动态负荷的频率特性,其传递函数为^[17]

$$G_{L2}(s) = \frac{\Delta P_{L2}(s)}{\Delta \omega_{L2}(s)} = \frac{K_{DP} + T_{pf}s}{(1 + T_1s)} \quad (4)$$

式中: K_{DP} 为动态负荷自身的调频系数; T_{pf} 为动态负荷的惯性响应系数; T_1 为动态负荷的响应时间常数。

考虑动、静态负荷模型频率响应,建立综合负荷模型:

$$\Delta P_L(s) = m\Delta P_{L1}(s) + (1 - m)\Delta P_{L2}(s) \quad (5)$$

即:

$$\Delta P_L(s) = \left[mK_{L1}P_{L0} + (1 - m) \frac{K_{DP} + T_{pf}s}{2\pi(1 + T_1s)} \right] \Delta \omega_L(s) \quad (6)$$

式中: m 为静态负荷所占比例。

综合负荷模型用以表征频率变化时负荷吸收功率的动态情况。采用动、静态负荷模型并联组成的综合负荷模型,可以将研究的综合负荷看作为一个负荷群,其输入变量为负荷母线电压 U 及频率 f ,输出变量为负荷群吸收的总有功功率 P 及无功功率 Q 。而本文主要研究负荷的频率特性,所以忽略电压 U 与无功功率的影响,只考虑负荷的频率特性^[18]。云南电网稳定计算中大多采用传统的负荷模型,而采用能够综合反应电网负荷特性的负荷模型进行分析计算,是进行频率特性分析的关键。

1.2 风储频率控制模型

1.2.1 双馈风机频率控制模型

变速恒频双馈风机 (DFIG) 参与系统频率控制主要分为转子动能控制和功率备用控制两类。其中,转子动能控制又分为短时功率超发,虚拟惯性控制,下垂控制以及综合惯性控制等;功率备用控制主要包括超速控制,变桨控制和二者协调控制等。DFIG 的下垂控制与传统发电机一次调频类似,本文主要采用下垂控制,参与系统频率调节,其频域模型传递函数为

$$G_w(s) = \frac{\Delta P_w(s)}{\Delta \omega_w(s)} = \left(G_{wi}K_{wi} + \frac{KG_{wi}}{2\pi} \right) H_{wi} \quad (7)$$

邓 涵,等:计及负荷频率特性的风水电系统频率特性分析

其中:

$$G_{wi} = 1/(1 + sT_{pe})$$

$$K_{wi} = (K_{ptrq} + K_{itrq}/s)$$

$$H_{wi} = 1/(1 + sT_{pc})$$

式中: T_{pe} 为惯性环节时间常数; K_{ptrq} 为转矩控制环节的比例环节系数; K_{itrq} 为转矩控制环节的积分环节系数; T_{pc} 为惯性环节时间常数; K 为下垂控制系数。

1.2.2 储能系统频率控制模型

储能电池参与一次调频方法如图 1 所示。图中: Δf_{db} 为调频死区; Δf_{db-u} 和 Δf_{db-d} 分别为调频死区的上、下限值; Δf_u 和 Δf_d 分别为针对储能电池设置的调频出力上、下限值,频率偏差超过该限值时储能电池以额定功率出力^[19]。

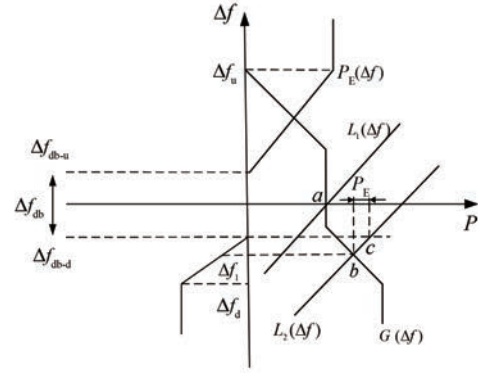


图 1 储能电池参与一次调频方法

Fig. 1 Energy storage battery participating in the primary frequency modulation method

由图 1 可知,DFIG 加入储能下垂控制后与传统机组的一次调频原理大致相仿,系统的初始运行点为 a 点,此时负荷的频率特性曲线稳定运行在当 $L_1(\Delta f)$ 上。当 a 点的负荷受到扰动突然增加时,即负荷的频率特性曲线 $L_1(\Delta f)$ 向右平移至 $L_2(\Delta f)$,此时,传统发电机组会自动增加出力,其功频特性曲线 $G(\Delta f)$ 与负荷频率特性曲线 $L_2(\Delta f)$ 将达到一个新的平衡点 b ,以防止系统频率进一步下降,整个过程中,对应的频率偏差从 0 下降至 Δf_1 。在系统出现频率偏差的过程中,利用 BESS 模拟传统电源一次调频特性,有功功率增加 P_E 时,运行点从 b 点平移至 c 点,对应的频率偏差从 Δf_1 上升至 Δf_{db-d} ,使系统频率进一步恢复。

研究电池储能参与电网一次调频特性分析

时,在频域分析中,常常用一阶惯性模型模拟 BESS,不仅可以保证仿真精度,还可以增加仿真速度。其储能电池传递函数为^[11]

$$G_E(s) = \frac{\Delta P_E(s)}{\Delta \omega_E(s)} = -\frac{K_{df}s + K_{pf}}{(T_E s + 1)} \quad (8)$$

式中: K_{df} 为储能系统的惯性响应系数; K_{pf} 为储能一次调频系数; T_E 为储能系统响应时间常数。

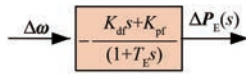


图 2 储能系统频率响应模型

Fig. 2 Frequency response model of energy storage system

1.2.3 风储联合调频控制模型

基于上述双馈风机与储能系统各自调频单元的频率特性模型,建立风储联合一次调频参与系统频率调整的调频控制模型,其调频控制图如图 3 所示,频域模型传递函数为

$$\Delta P_{WE}(s) = \left[(1-p) \left(G_{Wi} K_{Wi} + \frac{K G_{Wi}}{2\pi} \right) H_{Wi} - p \frac{K_{df}s + K_{pf}}{(T_E s + 1)} \right] \Delta \omega_{WE}(s) \quad (9)$$

式中: p 为储能所占风储节点出口母线比例。

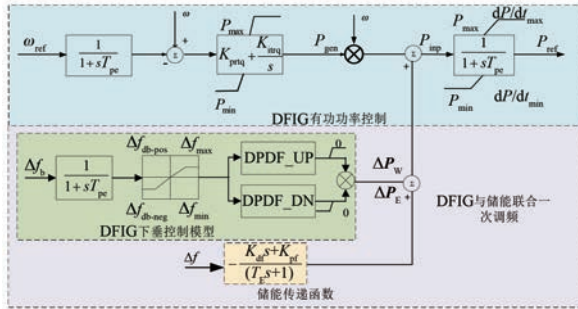


图 3 风储联合一次调频控制图

Fig. 3 Wind storage combined primary FM control diagram

图中: T_{pe} 为时间常数; K_{ptrq} 为转矩控制环节的比例环节系数; K_{itrq} 为转矩控制环节的积分环节系数; T_{pc} 为时间常数; Δf_b 为系统频率变化量;DPDF_UP、DPDF_DN 分别为正、负频率偏差对应的功率变化率。储能频率控制传递函数附加在 DFIG 下垂控制模型上,共同组成风储联合一次调频,再并入系统有功功率控制模型当中,共同参与系统频率调整。

1.3 水轮机及调频控制模型

由于电网中还是以传统电源为主,所以本文采用水轮机代表传统电源,并且水轮机也作为系统频率调节单元的组成部分。常规水轮机模型可用转子运动方程来描述,关于水轮机的频域表达式:

$$\begin{cases} \Delta \delta_{Gi}(s) = \omega_0 \Delta \omega_{Gi}(s) \\ M_i s \Delta \omega_{Gi}(s) = \Delta P_{MGi}(s) - \Delta P_{GGi}(s) \end{cases} \quad (10)$$

水轮机原动机-调速器部分采用的模型如图 4 所示。图中: ξ 为死区,是相对于系统频率的标么值; T_G 为调速器响应时间; T_p 为引导阀门时间常数; T_w 为水锤效应时间常数; R 为调差系数; D_d 为软反馈环节系数; T_d 为软反馈时间常数; $K' = P_{MAX}$,为最大原动机输出功率; P_{UP} 、 P_{DOWN} 分别为最大水门开启、关闭速度。

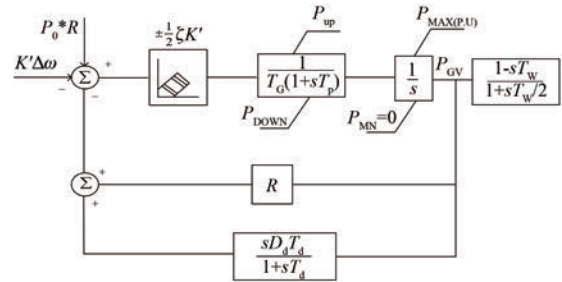


图 4 水轮机原动机-调速器模型

Fig. 4 Turbine prime mover-governor model

根据图 4,忽略该调速器中幅值限制等非线性环节,水轮机原动机及其调速器模型的复频域模型可由式(11)表示,其频域模型传递函数为

$$G_G(s) = \frac{\Delta P_G(s)}{\Delta \omega_G(s)} = -\frac{K_{Gi} G_i(s) G_{Gi}(s)}{1 + G_i(s) H_{Gi}(s)} \quad (11)$$

其中:

$$K_{Gi}(s) = 1/s$$

$$G_{Gi}(s) = (1 - sT_{wi}) / (1 + 0.5sT_{wi})$$

$$G_i(s) = 1 / (T_G + sT_G T_p)$$

$$H_{Gi}(s) = R_i + (sD_d T_d) / (1 + sT_{di})$$

1.4 电网简化模型

本文研究的重点为含水、风储、荷系统的联合调频控制,由于风储荷调频控制对风储节点频率有影响,因此需要考虑节点的相角和注入有功功率之间的关系。用直流潮流法形成一个含水轮机、风机、储能和负荷电磁功率的网络潮流增量方

程,在复频域下解析推导出负荷功率波动关于风储节点频率偏差的表达式:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{WE} \\ \Delta P_G \\ \Delta P_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{WEWE} & B_{WEG} & B_{WEL} \\ B_{GWE} & B_{GG} & B_{GL} \\ B_{LWE} & B_{LG} & B_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{WE} \\ \Delta \delta_G \\ \Delta \delta_L \end{bmatrix} \quad (12)$$

式中: ΔP_G 、 ΔP_L 、 ΔP_{WE} 分别为水轮机、负荷、风储节点注入电磁功率增量; $P_{WE} = [P_{WE1}, P_{WE2}, \dots, P_{WE_n}]^T$; $P_G = [P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{G_n}]^T$; $P_L = [P_{L1}, P_{L2}, \dots, P_{L_n}]^T$; $\Delta \delta_{WE}$ 、 $\Delta \delta_G$ 、 $\Delta \delta_L$ 分别为风储节点、水轮机节点转子角增量; $\Delta \delta_L$ 为负荷节点相角增量, $\delta = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n]^T$; B 为网络电纳矩阵。

将式(12)展开可得:

$$\Delta P_{WE} = B_{WEWE} \Delta \delta_{WE} + B_{WEG} \Delta \delta_G + B_{WEL} \Delta \delta_L \quad (13)$$

$$\Delta P_G = B_{GWE} \Delta \delta_{WE} + B_{GG} \Delta \delta_G + B_{GL} \Delta \delta_L \quad (14)$$

$$\Delta P_L = B_{LWE} \Delta \delta_{WE} + B_{LG} \Delta \delta_G + B_{LL} \Delta \delta_L \quad (15)$$

对引入节点的频率变化量进行线性化,则有:

$$\Delta \omega_j = \frac{1}{\omega_0} \frac{d\Delta \delta_j}{dt} \quad j = i + 1, i + 2, \dots, n \quad (16)$$

为了方便将风机、储能、水轮机以及负荷频域模型与直流潮流方程联系起来,在复频域下表示状态方程,以便于进一步在频域下分析考虑负荷频率特性的风储联合调频性能。

将式(16)代入式(13)、式(14)可得到:

$$\left[\left(G_{Wi} K_{Wi} + \frac{KG_{Wi}}{2\pi} \right) H_{Wi} + \frac{K_{df}s + K_{pf}}{2\pi(T_{Es} + 1)} \right] \Delta \omega_{WE} = B_{WEG} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_G + B_{WEL} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_L \quad (17)$$

$$(s - M^{-1} G_{gov} + M^{-1} B_{GG} \omega_0 s^{-1}) \Delta W_G = -M^{-1} B_{GWE} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_{WE} - M^{-1} B_{GL} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_L \quad (18)$$

为了将负荷频率特性考虑到系统调频控制中,将式(6)变形得到:

$$\Delta \omega_L(s) = \frac{\Delta P_L(s)}{m K_L P_{L0} + (1 - m) \frac{K_{DP} + T_{ps}}{2\pi(1 + T_1 s)}} \quad (19)$$

将式(19)代入式(15)得:

$$(1 - B_{LL} \omega_0 s^{-1} A^{-1}) \Delta P_L = B_{LWE} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_{WE} + B_{LG} \omega_0 s^{-1} \Delta \omega_G \quad (20)$$

将式(18)、式(20)整理变形之后代入式(17)中,可以得到频域下风储节点关于不同负荷扰动

的频率响应:

$$\Delta \omega_{WE}(s) = G_{WE}(s) \Delta P_L(s) \quad (21)$$

$$\text{其中: } G_{WE}(s) = \frac{ACFI + NLF}{ACDH - NKD - ACEI - NLE}$$

式(21)中变量具体表达式见附录 A。

2 系统频率极点分布及阶跃频率响应对比

为了分析考虑负荷频率特性的风储联合调频控制策略的性能和影响因素,建立了一个含风机、储能、水轮机和综合负荷的四机系统,如图 5 所示。分析风储并网节点频率的影响因素和变化规律。

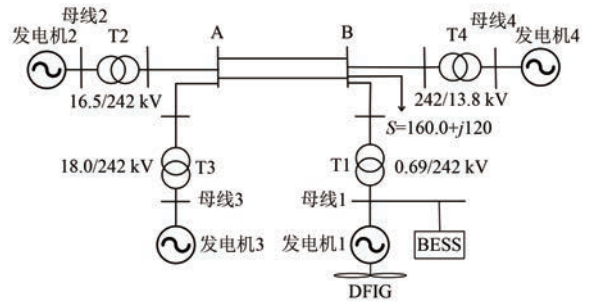


图 5 四机系统接线图

Fig. 5 Wiring diagram of the four-machine system

图中:发电机 1 为双馈风机,其基准电压为 0.69 kV,变压器 T1 变比为 0.69/242 kV;发电机 2 为水轮机,其基准电压为 16.5 kV,变压器 T2 变比为 16.5/242 kV;发电机 3、4 均为水轮机,其基准电压分别为 18.0 kV、13.8 kV,变压器 T3、T4 变比分别为 18.0/242 kV 和 13.8/242 kV。

母线 A 与母线 B 通过双回线路连接,其中母线 B 处负荷为 160.0+j120 MVA,母线 1 处储能电池额定功率为 1 MW。系统具体参数如附录 B 表 1 所示,表 1 中,DFIG 参数、水轮机参数释义见 1.2.1 节与 1.3 节。储能系统仿真参数 P_N 为储能系统额定功率;SOC 为储能电池当前的荷电状态; R_b 为储能电池的等值欧姆电阻; R_p 为储能电池在 SOC=1 下的等值极化电阻; K 为储能电池放电的短时过载系数; U_N 为储能电池的额定电压;电动机仿真参数 X_s 为定子电抗标么值; X_m 为激磁电抗标么值; R_r 为转子电阻标么值; X_r 为转子电抗标么值; T_j 为惯性时间常数; K_L/S_0 为负载率/初

始滑差。

2.1 系统极点分布对比

由式(21)画出有无风储联合参与系统调频的不同系统的极点分布如图 6 所示。图中, 风储参与系统调频的共轭极点为 $-0.819 \pm 2.52i$, 风储不参与调频的共轭极点为 $-0.022 \pm 0.0835i$, 风储联合调频后对应的衰减振荡的极点阻尼由 0.255 增加到 0.309, 超调量从 43.7% 降至 36.1%。可见, 风储联合调频为系统增加更多的正阻尼, 减小了由水轮机水锤效应带来的负阻尼作用, 同时也减小了系统的超调量, 为系统衰减振荡过程提供了积极影响。

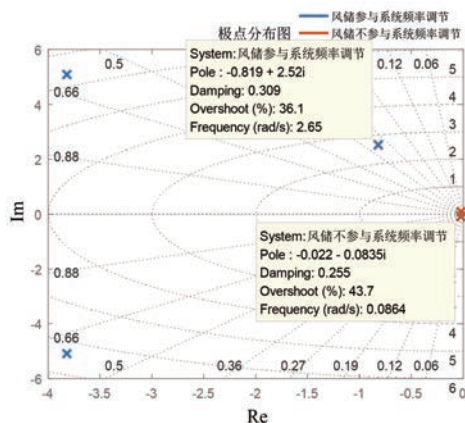


图 6 系统极点分布图

Fig. 6 System pole distribution diagram

2.2 系统频率阶跃响应

设置系统阶跃扰动 $\Delta P_L(s) = 1/s$, 参考图 5 四机系统, 将等值参数代入式(21), 由式(21)画出不同静态负荷频率因子时风储节点频率响应图, 如图 7 所示。图中, $K_L = 1.2$ 与 $K_L = 2$ 所对应的频率偏差最大值分别为 0.34 Hz、0.13 Hz, 稳态值分别为 0.225 Hz、0.11 Hz, 可见, 静态负荷频率因子增大能有效减小系统频率偏差值, 对系统频率动态、稳态响应特性均起到调节作用。

在系统阶跃扰动下, 由式(21)画出不同电动机占比时风储节点频率响应图, 如图 8 所示。图中, 电动机占比为 20% 时, 系统频率偏差最大值为 0.15 Hz, 稳态值为 0.11 Hz; 电动机占比为 40% 时, 系统频率偏差最大值为 0.34 Hz, 稳态值为 0.225 Hz。可见, 电动机占比对系统频率稳定性影响较大, 当电动机占比越大时, 系统频率偏差最大值和稳态值明显增大。

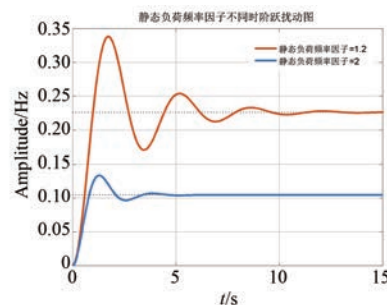


图 7 静态负荷频率因子不同时阶跃扰动图

Fig. 7 Step disturbance diagram when static load frequency factor is different

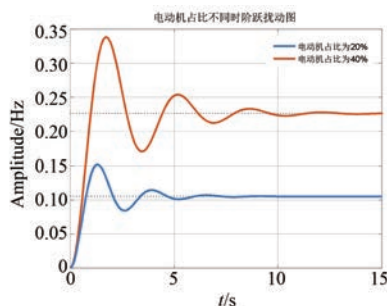


图 8 电动机占比不同时阶跃扰动图

Fig. 8 Step disturbance diagram when the proportion of motor is different

3 算例仿真

在图 5 所示系统中, 当系统出现频率波动时, 风储联合参与系统调频与风储联合不参与系统调频对比明显。由图 9 可见, 系统频率偏差最大值从 0.7 Hz 降至 0.2 Hz, 降低了 0.5 Hz, 在 $t = 1$ s 后, 蓝色曲线(风储参与系统调频)快速趋于稳定, 最后稳态值维持在 0.1 Hz 左右, 而黑色曲线(风储不参与系统调频)在 $t = 30$ s 后才逐渐恢复稳定。可见, 风储联合参与系统调频时系统频率偏差最大值较于风储不参与调频大幅度降低, 对系统频率稳定起到了良好作用, 能够在系统出现频率波动时, 维持系统频率稳定, 不产生大幅度波动。

3.1 负荷模型及参数影响

3.1.1 静态负荷模型影响

在图 5 所示系统中, 在不同静态负荷模型参数下, 分析不同静态负荷模型对系统频率的影响。图 10 分别为采用不同比例恒阻抗负荷、恒电流负荷、恒功率负荷以及不同频率因子时, 对系统调频的性能的影响效果。附录 B 表 2 中各参数如 1.1

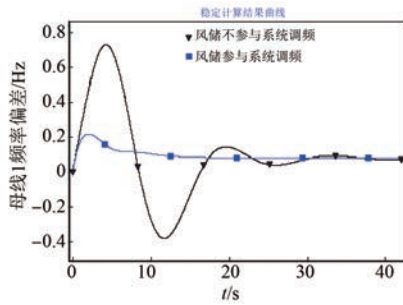


图9 风储联合调频效果图

Fig. 9 Wind storage combined FM effect diagram

节所示。

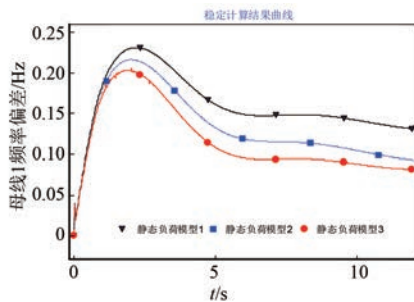


图10 不同静态负荷模型对应的系统频率偏差图

Fig. 10 Plot of the system frequency deviation corresponding to different static load models

母线 B 处切 25 MW 负荷扰动下,图 10 中,对比静态负荷模型 1 和 3 可知,在 K_L 、 K_Q 不同,其它条件相同的情况下,静态负荷模型 3 的频率偏差最大值为 0.2 Hz、稳态值为 0.085 Hz,均小于静态负荷模型 1 的频率偏差最大值 0.23 Hz、稳态值 0.085 Hz;对比静态负荷模型 2 和 3 可知,在 K_L 、 K_Q 相同,有功、无功恒阻抗负荷 Z 、恒电流负荷 I 以及恒功率负荷 P 取值不同的条件下,静态负荷模型 2 的频率偏差最大值为 0.22 Hz、稳态值为 0.12 Hz,均大于静态负荷模型 3 的频率偏差值。故不同静态负荷模型不仅具备单独调频的频率特性,而且不同比例的有功负荷百分数、有功负荷频率因子可以提高系统的频率稳定能力,降低系统频率的变化率,提高系统的频率稳定性。

在不同静态负荷模型下,对应的水轮机机械功率输出如图 11 所示。由图可知,初始功率均在 50 MW,出现扰动后,在 $t = 2.8$ s 时,三种静态负荷模型下水轮机机械功率输出最大值依次为 51.4 MW、51.38 MW、51.2 MW,静态负荷模型 1 对应的水轮机机械功率输出最大,静态负荷模型 3 对应的机械功率输出最小。仿真试验得出:静

态负荷模型 3 对应的有功频率因子相较于静态负

荷模型 1 更大,系统频率偏差更小,水轮机机械功率反调效果愈小;在有功、无功频率因子相同的情况下,静态负荷模型 3 相较于静态负荷模型 2,其恒阻抗 Z 负荷占比较大,系统频率偏差较小,水轮机机械功率反调效果愈小。综上,采用静态负荷模型 3 仿真得到的系统频率偏差与水轮机反调功率最小。

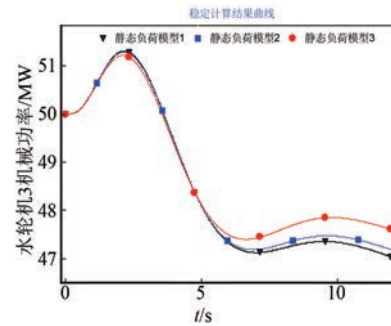


图11 不同静态负荷模型对应的水轮机机械功率图

Fig. 11 Mechanical power diagram of water turbine corresponding to different static load models

不同静态负荷模型下,对应的风机有功功率输出如图 12 所示。图中,风机初始运行功率为 1 MW,受到切负荷扰动后,在 $t = 1.8$ s 时,风电机组有功功率出力降低至最小值。其中,静态负荷模型 1 对风机有功功率出力影响较大,最小值为 0.32 MW,静态负荷模型 2 对应的风机有功功率出力最小值为 0.34 MW,静态负荷模型 3 对应的最小值为 0.37 MW。可见,采用静态负荷模型 3 对应的风机有功功率恢复较快,采用静态负荷模型 1 对应的风机有功功率恢复较慢。

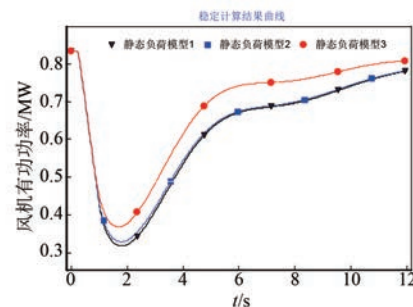


图12 不同静态负荷模型对应的风机有功功率图

Fig. 12 Active power diagram of wind turbine corresponding to different static load models

3.1.2 动态负荷模型影响

不同动态负荷占比对系统频率稳定的影响如

图 13 所示。图中,当动态负荷比例从 0 一直增加到 40% 时,系统频率偏差也逐渐升高,最高点频率从 0.21 Hz 上升到 0.23 Hz,趋于稳态时的频率也从 0.12 Hz 上升到 0.16 Hz。由图 13 可看出,动态负荷占比越大,对系统频率影响也越大,动态负荷所占越多,其对应系统频率偏差也较大。

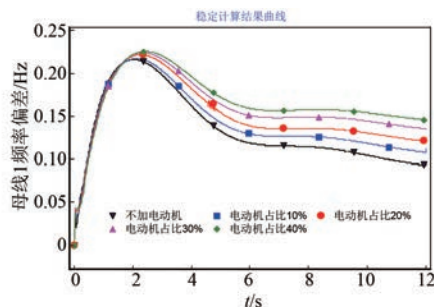


图 13 不同电动机占比对应的系统频率偏差图

Fig. 13 System frequency deviation diagram corresponding to different motor ratios

电动机占比从 0 增加到 40%, 系统频率逐渐升高,图 14 中,对应母线 B 处线路有功功率逐渐下降,从初始的 50 MW 开始,母线 B 处线路有功功率最低点从 30 MW 下降至 28 MW,电动机占比大的系统线路有功功率下降最多,降到了 28 MW 左右,不加电动机负荷的系统有功功率下降较少,降至 30 MW 左右;最后趋于稳态时也是电动机占比最大的系统有功功率最低。

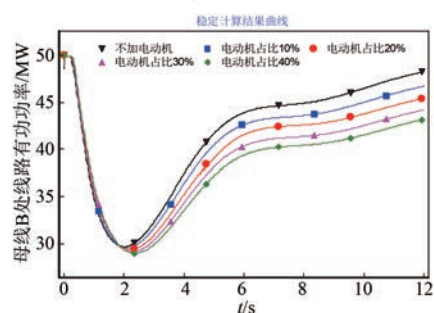


图 14 不同动态负荷比例对应有功功率图

Fig. 14 Active power diagram corresponding to different dynamic load ratios

3.2 不同水锤效应时间常数影响效果

不同水锤效应时间常数对系统频率的影响如图 15 所示。图中,水锤效应时间常数 T_w 分别取 1 s、2 s、2.5 s 时,所对应的母线频率偏差最大值分别为 0.195 Hz、0.2 Hz、0.21 Hz;稳态值差别不大,基本维持在 0.09 Hz 左右。可见,水锤效应时间常数 T_w 愈大,系统频率偏差最大值愈大。

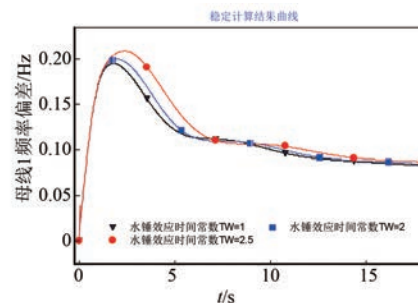


图 15 不同水锤效应时间常数对应的系统频率偏差图

Fig. 15 The system frequency deviation diagram corresponding to different water hammer effect time constants

图 16 中,不同水锤效应时间常数所对应的风电机组有功出力不同,在 $T_w = 1$ s 时,风电机组有功功率于 1.8 s 到达最小值 0.34 MW;在 $T_w = 2$ s 时,风电机组有功功率于 1.9 s 到达最小值 0.32 MW;在 $T_w = 2.5$ s 时,风电机组有功功率于 2.5 s 到达最小值 0.3 MW。可见,水锤效应时间常数越大,风电机组有功功率恢复越慢。

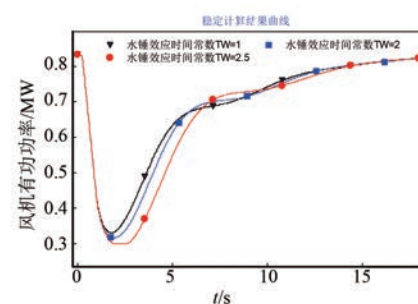


图 16 不同水锤效应时间常数对应的风电机组有功功率图

Fig. 16 The active power diagram of wind turbine corresponding to different time constants of water hammer effect

3.3 不同储能占比影响效果

不同储能占比对系统调频效果的影响如图 17 所示。风机出力为 50 MW,保持风机出力不变,当储能占比从 0.1 增加到 0.4 时,系统频率偏差最大值从 0.18 Hz 开始下降,在 $t = 6$ s 以后趋于稳定,稳态值从 0.13 Hz 下降至 0.11 Hz。相比于储能占比较低时,系统动态频率特性差异不大,而稳态频率特性差异明显,储能占比越高,系统频率稳态值越低,稳态频率偏差减小。可见,储能占比越高,系统频率稳定性更好。

不同风储联合调频策略对水轮机水锤效应的补偿效果如图 18 所示。由图可知,不同的风储联

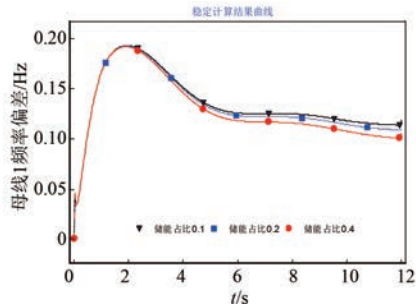


图 17 不同储能占比对应的系统频率偏差图

Fig. 17 Plot of the system frequency deviation corresponding to different energy storage ratios

合调频策略对水锤效应有不同的改善。当风机下垂系数越大,储能占比越高时,弥补水锤效应作用越好。水轮机机械功率反调最大值从 51.4 MW 降低至 50.5 MW,抑制了部分水轮机机械功率反调。风储联合调频对水轮机水锤效应有一定的改善作用。

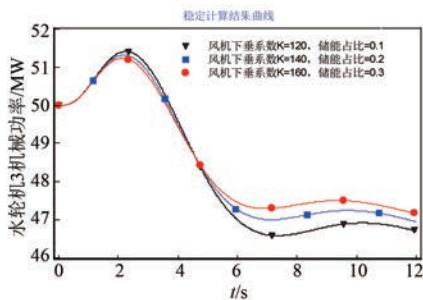


图 18 不同风储联合调频下水轮机机械功率图

Fig. 18 Mechanical power diagram of turbine under different wind storage combined frequency modulation

4 结语

本文提出了一种计及负荷频率特性的风储联合调频控制策略,补偿由水轮机水锤效应带来的功率反调。并基于 PSD-BPA 仿真对所提控制策略进行了验证,得出以下结论:

(1) 通过理论分析与仿真验证发现:ZIP 模型比例与静态负荷频率因子对频率响应有很大的影响,静态负荷频率因子越大,系统频率偏差越小;动态负荷比例越大,系统频率偏差越大。

(2) 水锤效应时间常数 T_w 对系统频率特性的影响也较为明显。 T_w 越大,系统频率偏差最大值越大,风电机组有功功率恢复越慢。

(3) 风储联合补偿水锤作用效果较为明显。风机下垂系数越大,储能占比越高,补偿水锤效应

作用越好。

参考文献

- [1] 张红颖. 风水电系统中双馈风电机组的频率优化控制技术研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2018.
ZHANG H Y. Research on frequency optimization control technology of DFIG in wind-hydro power system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [2] 饶成骄. 风电补偿水电系统水锤效应的控制策略及电网频率特性研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2018.
RAO C J. Study on control strategy of wind power compensating for water hammer effect of hydropower system and frequency characteristics of power grids [D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2018.
- [3] 刘柏私, 汤凡, 余锐, 等. 高比例水电多直流送端电网频率稳定协调控制技术及实践[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(6): 181-187.
LIU B S, TANG F, YU R, et al. Frequency stability coordination control technology and practice of a multi-DC outgoing power grid with a high proportion of hydropower [J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(6): 181-187.
- [4] PASIOPOULOU I D, KONTIS E O, PAPADOPOULOS T A, et al. Effect of load modeling on power system stability studies [J]. Electric Power Systems Research, 2022, 207: 107846-107856.
- [5] 韩云昊, 马超, 朱银珠, 等. 考虑风能渗透的电力系统的负荷频率控制研究[J]. 控制工程, 2018, 25(11): 2046-2051.
HAN Y H, MA C, ZHU Y Z, et al. Load frequency control for power systems with wind energy [J]. Control Engineering of China, 2018, 25(11): 2046-2051.
- [6] 张怡, 常鹏飞. 含新能源的多区域互联电力系统负荷频率控制[J]. 工业控制计算机, 2020, 33(10): 47-49.
ZHANG Y, CHANG P F. Load frequency control of multi-area interconnected power system with renewable energy [J]. Industrial Control Computer, 2020, 33(10): 47-49.
- [7] 言语佳. 风电介入下的电力系统负荷频率控制[D]. 北京: 华北电力大学, 2016.

- YAN Y J. Load frequency control in power systems with wind power integration [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2016.
- [8] HU B X, TANG F, LIU D C, et al. A Wind-storage combined frequency regulation control strategy based on improved torque limit control[J]. Sustainability, 2021, 13(7): 3765-3783.
- [9] 严干贵, 王昱博, 钟诚, 等. 风储联合系统调频控制策略研究[J]. 电力建设, 2016, 37(12): 55-60.
- YAN G G, WANG Y B, ZHONG C, et al. Frequency control strategy for wind storage combined system [J]. Electric Power Construction, 2016, 37(12): 55-60.
- [10] 陈长青, 李欣然, 杨祥, 等. 基于风机调频特性的储能配置方法及协调运行策略[J]. 电力建设, 2022, 43(1): 96-103.
- CHEN C Q, LI X R, YANG L, et al. Energy storage configuration method and coordinated operation strategy based on wind power frequency regulation characteristics [J]. Electric Power Construction, 2022, 43(1): 96-103.
- [11] 苗福丰, 唐西胜, 齐智平. 风储联合调频下的电力系统频率特性分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(7): 2209-2216.
- MIAO F F, TANG X S, QI Z P. Analysis of frequency characteristics of power system based on wind farm-energy storage combined frequency regulation [J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(7): 2209-2216.
- [12] 屈星, 李欣然, 盛义发, 等. 考虑电池储能系统的配电网广义综合负荷建模[J]. 高电压技术, 2020, 46(2): 490-501.
- QU X, LI X R, SHENG Y F, et al. Generalized composite load mode of distribution network considering battery energy storage system[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(2): 490-501.
- [13] 米阳, 郝学智, 刘红业, 等. 基于滑模控制的含风储多域电力系统负荷频率控制[J]. 控制与决策, 2019, 34(2): 437-444.
- MI Y, HAO X Z, LIU H Y, et al. Multi-area power system with wind power and energy storage system load frequency control based on sliding model control [J]. Control and Decision, 2019, 34(2): 437-444.
- [14] 曾谨科. 风储参与水电为主的电网频率调节暂态特性研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2020.
- ZENG J K. Research on transient characteristics of power network frequency regulation with wind power and energy storage participating in hydropower-dominated power grid [D]. Chengdu: Southwest Jiaotong University, 2020.
- [15] 赵强, 张丽, 王琦, 等. 系统负荷频率特性对电网频率稳定性的影响[J]. 电网技术, 2011, 35(3): 69-73.
- ZHAO Q, ZHANG L, WANG Q, et al. Impact of load frequency characteristics on frequency stability of power systems [J]. Power System Technology, 2011, 35(3): 69-73.
- [16] 徐箭, 施微, 徐琪. 含风电的电力系统动态频率响应快速评估方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 22-27+111.
- XU J, SHI W, XU Q. A distributed real-time control technology based on point-to-point communication [J]. Automation of Electric Power System, 2015, 39(10): 22-27+111.
- [17] 张孝, 鞠平, 陈谦, 等. 考虑频率特性的负荷模型研究及应用[J]. 河海大学学报(自然科学版), 2010, 38(3): 353-358.
- ZHANG X, JU P, CHEN Q, et al. Study and application of load models considering frequency characteristics [J]. Journal of Hohai University (Natural Science Edition), 2010, 38(3): 353-358.
- [18] 鞠平, 马大强. 电力系统负荷建模[M], 北京: 中国电力出版社, 2008: 235.
- JU P, MA D Q. Power system load modeling [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008: 235.
- [19] 李建林, 黄际元, 房凯, 等. 电池储能系统调频技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2018.
- LI J L, HUAN J Y, FANG K, et al. Frequency regulation technology of battery energy storage system [M]. Beijing: China Machine Press, 2018.

收稿日期:2023-07-20

收到修改稿日期:2023-09-19

作者简介:

邓 涵(1999-),女,硕士研究生,研究方向为新能源一次调频,957650034@qq.com;

* 通信作者:孙士云(1981-),女,博士,副教授,研究方向为新能源一次调频,422416503@qq.com。

Analysis of Frequency Characteristics of Wind-Hydro Power System Considering Load Frequency Characteristics

DENG Han, SUN Shiyun^{*}, ZHOU Zichao, FENG Haiyang, XU Tao,
ZHANG Pihao, CHEN Youwei

(Institute of electrical engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

Key words: water hammer effect; load model; wind storage combined frequency modulation; PSD-BPA

Frequency is an important index to measure the stable operation of power system. The safe and stable operation of the power grid is inseparable from the stability of the system frequency. With the large-scale grid integration of new energy, the frequency response of the power system is very different from the traditional power grid frequency response mode. In the context of the new energy power system, this paper proposes a wind-storage joint frequency modulation control strategy that take into account the load frequency characteristics. Firstly, the frequency characteristics of the wind-storage joint grid-connected point are deduced analytically, and the load frequency model, wind-storage frequency control model, wind turbine and frequency modulation control model and power grid simplified model are given. Then, in order to facilitate the connection of the wind turbine, energy storage, turbine and load frequency domain model with the network equation, it is convenient to further analyze the combined frequency modulation characteristics of wind and storage considering the load frequency characteristics in the frequency domain. In this paper, the DC power flow method is used to simplify the electrical network, and the frequency response of the wind storage node under load disturbance is obtained.

Based on the analytical formula of the frequency response of the wind-storage node, the influencing factors and variation rules of the frequency of the wind-storage grid-connected node are analyzed in the four-machine system, and the pole distribution comparison diagram of the system and the frequency

step response diagram of the system are drawn. Theoretical analysis shows that the combined frequency regulation of wind and storage increases more positive damping for the system, which has a positive impact on the system attenuation oscillation process, and the increase of static load frequency factor can effectively reduce the system frequency deviation value, and play a regulatory role in the dynamic and steady-state response characteristics of the system frequency. When the proportion of the motor is larger, the maximum value of the system frequency deviation and the steady-state value increase significantly.

The simulation verification is carried out in the four-machine system, and the influence of static load model proportion, frequency characteristic parameters, energy storage proportion and other factors on the system frequency is analyzed. The results show that the larger the static load frequency factor is, the smaller the system frequency deviation is. The greater the proportion of dynamic load, the greater the system frequency deviation; the larger the water hammer effect time constant T_w is, the larger the maximum frequency deviation of the system is, and the slower the active power recovery of the wind turbine is. The larger the droop coefficient of the fan, the higher the proportion of energy storage, and the better the effect of compensating for the water hammer effect. That is to say, considering the frequency characteristics of the load, the wind-storage combined frequency modulation can effectively reduce the frequency deviation of the system.

The active frequency factor of the load itself can stabilize part of the power fluctuation and maintain the stability of the system frequency. In the new energy system, it is of practical significance for the safe and stable operation of frequency to fully consider the influence of the frequency characteristics of the load itself on the system

frequency and analyze the frequency characteristics of static load and dynamic load. In the future, it is necessary to continue to pay attention to the research of frequency modulation control technology related to other types of load frequency, not only limited to traditional comprehensive load.

Appendix A

$$\begin{aligned}
 A &= mK_L P_{L0} + (1-m) \frac{K_{pf} + T_{pf}}{2\pi(1+T_1s)}; \\
 C &= 1 - \frac{B_{LL}\omega_0 s^{-1}}{A}; \\
 D &= s - M^{-1}G_{gov} + M^{-1}B_{GG}\omega_0 s^{-1}; \\
 H &= \left(G_{Wi}K_{Wi} + \frac{KG_{Wi}}{2\pi} \right) H_{Wi} - B_{WEWE}\omega_0 s^{-1} + \\
 &\quad \frac{K_{df}s + K_{pf}s}{2\pi(T_Es + 1)}; \\
 E &= -M^{-1}B_{G\omega E}\omega_0 s^{-1}; \\
 F &= -M^{-1}B_{CL}\omega_0 s^{-1}; \\
 I &= B_{\omega EG}\omega_0 s^{-1}; \\
 N &= B_{\omega EL}\omega_0 s^{-1}; \\
 K &= B_{L\omega E}\omega_0 s^{-1}; \\
 L &= B_{LG}\omega_0 s^{-1}
 \end{aligned}$$

Appendix B

Tab. 1 Simulation parameters of the four-machine system

DFIG	$T_{PE}/$	$T_{PC}/$	$K/$	$K_{ptrq}/$	$K_{itrq}/$	
parameters	s	s	p. u.	p. u.	p. u.	
numerical value	60.0	0.05	1.25	3.0	0.6	
BESS	$P_N/$	$SOC/$	$R_b/$	$R_p/$	$K/$	$U_N/$
parameters	MW	p. u.	p. u.	p. u.	p. u.	p. u.
numerical value	1	0.5	0.04	0.05	1.5	0.69
Motor	$X_s/$	$X_m/$	$R_r/$	$X_r/$	$T_j/$	K_L/S_0
parameters	p. u.	p. u.	p. u.	p. u.	s	(s)
numerical value	0.114	3.2	0.0114	0.114	2.36	0.8
Hydraulic turbine	$D_d/$	$R/$	$T_w/$	$T_G/$	$T_p/$	$T_d/$
parameters	p. u.	p. u.	s	s	s	s
numerical value	0.3	0.05	0.5	0.04	1.0	5.0

Tab. 2 Simulation parameters of the static load model

	P_Z	Q_Z	P_I	Q_I	P_P	Q_P	K_L	K_Q
Static load model 1	30	30	30	30	40	40	0	0
Static load model 2	30	30	30	30	40	40	1.2	-2
Static load model 3	100	100	0	0	0	0	1.2	-2