

交流励磁抽水蓄能机组变下垂系数调频控制策略

李 辉¹, 王 坤¹, 刘海涛¹, 宋二兵², 谢翔杰¹, 郑媚媚¹

(1. 重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室, 重庆 400044;

2. 国网冀北电力有限公司检修分公司, 北京 102488)

摘要:针对固定下垂系数控制存在抑制频率波动的阻尼不足的问题,提出一种基于惯性环节的交流励磁抽水蓄能机组变下垂系数调频控制策略。首先,基于交流励磁抽水蓄能机组运行特点,分别建立了可逆水泵水轮机和交流励磁电机的数学模型以及交流励磁抽水蓄能机组控制模型;然后,考虑频率变化率和频率偏差值对系统频率动态调节影响,引入下垂系数-系统频率变化率($R-df/dt$)函数,并通过检测电网频率变化和机组转速,获得幅值随频率变化率动态变化的下垂系数,基于此,提出一种基于惯性环节的变下垂系数调频控制策略,并给出了参数整定方法。基于 MATLAB/Simulink 平台,搭建含交流励磁抽水蓄能机组的电力系统 3 机仿真模型,并进行系统频率特性的仿真分析。仿真结果表明,所提控制策略可有效提升机组在发电、电动工况下的频率响应能力,提高了电力系统的频率稳定性。

关键词:交流励磁抽水蓄能机组;变下垂系数;频率调节;频率变化率

中图分类号:TM 712.3

文献标识码:A

DOI:10.16081/j.issn.1006-6047.2018.07.009

0 引言

交流励磁抽水蓄能机组 ACEPSU (AC Excited Pumped Storage Unit) 以其转速可调的优点逐渐成为新建抽水蓄能电站的主流机组之一^[1-3]。近年来,随着可再生能源在电力系统尤其是在区域电网中渗透率的不断增加,ACEPSU 不仅具备参与电网调峰的作用,还要具备参与电网频率调节的能力。然而,现有 ACEPSU 功率解耦控制使得交流励磁电机 ACEM (AC Excited Machine) 转子不能随着频率的变化自动做出快速响应,进而对整个系统的频率贡献微乎其微^[4-7]。因此,如何通过 ACEPSU 调频控制策略的研究,提高机组参与电网调频能力,对提高电力系统频率稳定性具有重要意义。

目前,国内外关于交流励磁机组调频控制策略的选择仍以传统惯性控制和固定下垂系数控制为主,涉及基于变参数下的机组调频控制策略的研究尚处于起步阶段^[4,8-9]。虽然文献[4]提出基于交流励磁机组有效储能的变参数虚拟惯量控制,但该控制算法仅通过检测系统频率的变化量 Δf 来调节机组出力,并未考虑系统频率变化率 df/dt 的影响。文献[8]提出基于可变系数的双馈风电机组与同步发电机协调的调频策略,通过调节交流励磁机组的调差系数来改变其调频出力深度,进而实现减轻

同步发电机组的调频压力。然而上述控制策略单纯以同步发电机当前调差系数为依据动态调节机组控制系数,忽视了系统频率变化 (df/dt 、 Δf) 以及机组运行工况的影响,且并未明确给出下垂控制系数的计算公式及取值情况。文献[7, 10-12]通过采用固定下垂系数控制实现了机组减载运行时对系统提供无功备用容量支撑的效果,但由于抽水蓄能机组运行工况复杂多变,若简单采用固定下垂系数控制,则不能根据机组运行工况的变化自适应调整抽水蓄能机组的实时可用容量。虽然上述文献所提控制策略均能够实现对系统频率的调节,但是缺乏对调频能力,特别是系统频率最低点 FN (Frequency Nadir)、频率最高点 FZ (Frequency Zenith) 以及机组转速恢复稳定动态效果的深入研究。因此,为了提高 ACEPSU 参与电网调频的能力,有必要结合 ACEPSU 电动、发电运行特点,进一步研究基于可变参数的调频控制策略。

为了解决固定下垂系数控制存在的抑制频率波动的阻尼不足的问题,本文提出一种基于惯性环节的 ACEPSU 变下垂系数控制策略。首先,在建立交流励磁抽水蓄能系统及其控制模型的基础上,考虑频率变化率和频率偏差对系统频率调节的影响,引入下垂系数-系统频率变化率 ($R-df/dt$) 函数;其次,基于电网频率变化以及机组运行状态,并根据 $R-df/dt$ 函数获得幅值随频率变化率动态变化的下垂系数,进而提出一种基于惯性环节的变下垂系数调频控制策略;最后,通过搭建含 ACEPSU 的 3 机系统仿真模型,对 ACEPSU 不同运行工况下的系统频率特性进行仿真分析,验证了所提控制策略的有效性。

收稿日期:2017-06-23;修回日期:2018-01-28

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51675354);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(106112017CDJZR-PY0007)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51675354) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(106112017CDJZRPY0007)

1 ACEPSU 模型及其控制系统

1.1 可逆水泵水轮机数学模型

a. 水轮机运行模式。

可逆水泵水轮机运行在水轮机模式时,可等效为常规水轮机,其数学模型为^[13]:

$$\begin{cases} H_t = Q^2 / g^2 \\ \dot{Q} = \frac{1}{T_w} \left(1 - \frac{Q^2}{A_t^2 g^2} \right) \\ \dot{g} = -K_a g + K_a v_{sm} \\ P_t = \gamma \eta_t H_t Q = 9.81 \eta_t H_t Q \end{cases} \quad (1)$$

其中, H_t 、 Q 和 g 分别为水轮机的有效水头、流量和导叶开度; T_w 、 A_t 分别为水流惯性时间常数和导叶系数; K_a 、 v_{sm} 分别为伺服电机的时间常数和输入电压; P_t 为水轮机功率; η_t 为水轮机效率; γ 为水的比重。

b. 水泵运行模式。

可逆水泵水轮机运行在水泵模式时,其数学模型可用水泵特性曲线 $H-Q$ 、管路特性曲线 H_x-Q 和水泵输出功率表示^[13]:

$$\begin{cases} H_p = a_0 n_r^2 + a_1 n_r Q + a_2 Q^2 \\ H_x = H_s + H_l = H_s + f_e Q^2 \\ P_m = \gamma H_p Q / \eta_p = 9.81 H_p Q / \eta_p \end{cases} \quad (2)$$

其中, a_0 、 a_1 、 a_2 为曲线拟合系数; n_r 为水泵转速; H_p 为扬程; H_x 为泵升过程所需总扬程; H_s 、 H_l 分别为静扬程、损失扬程; f_e 为水泵摩擦系数; η_p 为水泵效率; P_m 为水泵的输出功率。

1.2 ACEM 数学模型

ACEM 在 dq 同步旋转坐标系下的磁链方程和电压方程为:

$$\begin{cases} \psi_s = L_s I_s + L_m I_r \\ \psi_r = L_r I_r + L_m I_s \\ U_s = R_s I_s + \frac{d\psi_s}{dt} + j\omega_e \psi_s \\ U_r = R_r I_r + \frac{d\psi_r}{dt} + j(\omega_e - \omega_r) \psi_r \end{cases} \quad (3)$$

其中, ω_r 为转子角速度; ω_e 为同步角速度; R_s 、 R_r 和 L_s 、 L_r 分别为定、转子电阻和等效自感; L_m 为互感; U_s 和 U_r 分别为定、转子电压相量; I_s 和 I_r 分别为定、转子电流相量; ψ_s 和 ψ_r 分别为定、转子磁链相量。

图 1 为基于传统虚拟惯性控制的 ACEPSU 系统控制结构图。图中, P_{ref0} 为机侧有功给定值; Q_{ref0} 、 Q_{ref} 分别为机侧、网侧无功给定值; V_{dcref} 、 V_{dc} 分别为直流母线电压给定值和实际值; f_{ref} 为频率给定值; f 为频率实测值。为了实现 ACEPSU 的快速功率响应特性和功率解耦控制,本文分别对 ACEM 机侧变

器 MSC (Machine Side Converter) 和网侧变流器 GSC (Grid Side Converter) 施加定子电压定向矢量控制和电网电压定向矢量控制;可逆水泵水轮机侧根据机组给定负荷 P^* 和水头 H^* 计算最优转速 n_r^* , 然后通过调节调速器和机械导叶实现对机组转速的控制。此外,图 1 中附加频率调节环节采用 df/dt 和 Δf 控制环相结合的传统惯性控制策略^[14], 该控制将电网频率的变化调节作为相应的有功增量 ΔP_f 叠加在原有定子有功给定值 P_{ref0} 上,共同作用于转子变流器,通过调节机组转速,吸收或释放转子旋转动能,进而实现对电网频率的调节。其中,传统虚拟惯性控制策略的调频辅助功率 ΔP_f^* 由 ΔP_{f1} 和 ΔP_{f2} 两部分组成:

$$\Delta P_f^* = \Delta P_{f1} + \Delta P_{f2} = K_1 \Delta f + K_2 \frac{df}{dt} \quad (4)$$

其中, K_1 、 K_2 分别为下垂系数和惯性系数,均为常数。

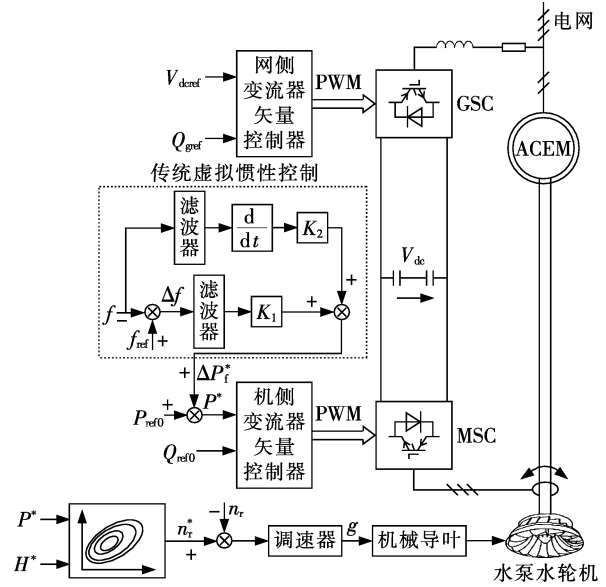


图 1 基于传统虚拟惯性控制的 ACEPSU 控制系统结构图

Fig.1 Structure diagram of ACEPSU control system based on traditional virtual inertial control

2 基于惯性环节的变下垂系数调频控制策略及参数整定

2.1 基于惯性环节的变下垂系数控制策略

为了分析方便,以电力系统的典型频率跌落为例,如图 2 所示,系统频率响应特性可以用最大频率偏移量 Δf_{max} 、频率变化率 df/dt 、稳态频率偏移量 Δf 和 FN 等指标来衡量。

在电力系统的频率控制中,式(5)反映了系统频率变化与功率不平衡的关系^[15]。

$$2H_0 \frac{df}{dt} + D\Delta f = P_G + P_{ACEPSU} - P_{load} \quad (5)$$

其中, H_0 为系统惯性时间常数; D 为阻尼系数; P_G 为

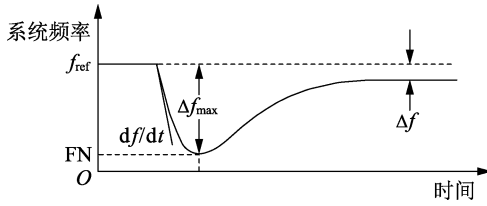


图 2 典型系统频率下降曲线

Fig.2 Typical frequency drop curve of power system

传统同步发电机输出功率; P_{ACEPSU} 为 ACEPSU 输出功率; P_{load} 为系统总的负载。

根据图 2 和式 (5) 可知,在系统发生功率不平衡的初始阶段,频率偏移量 Δf 相对比较小,频率变化率 df/dt 主要取决于系统的不平衡功率和系统的惯性时间常数,而系统最大频率偏移量 Δf_{max} 取决于系统中参与频率调节发电机的调速器特性。由文献 [16-18] 可知,频率调节初期, df/dt 值比较大, Δf 相对比较小,此时 df/dt 对系统频率的调节占主导地位,且直接影响系统 FN 的位置。然而,随着系统频率偏差逐渐增大,频率变化率 df/dt 逐渐减小,其对系统频率的影响作用也逐渐减弱;而当系统频率达到 FN 时, $df/dt = 0$, Δf 达到最大,此时 Δf 对系统频率的调节占主导地位,并直接影响系统频率稳态偏差和机组稳定运行。此外,根据文献 [10, 19] 可知,在系统频率恢复过程, df/dt 符号相反,将对系统频率调节产生负阻尼作用,不利于系统的稳定。

基于此,在考虑 df/dt 和 Δf 对系统频率特性影响的基础上,为了弥补固定下垂系数控制时带来的抑制频率波动的阻尼不足的缺点,提高机组参与电网频率调节的能力,本文在传统虚拟惯性控制的基础上提出一种基于惯性环节的变下垂系数控制策略,控制原理如图 3 所示。

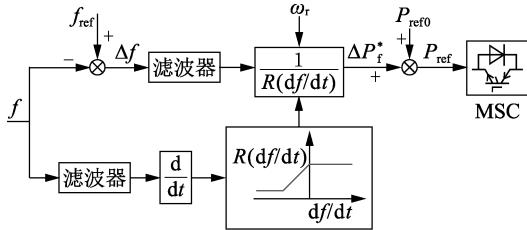


图 3 基于惯性环节的变下垂系数控制原理图

Fig.3 Schematic diagram of inertial loop-based variable droop coefficient control

图 3 中的调频辅助功率 ΔP_f^* 可以表示为:

$$\Delta P_f^* = \frac{1}{R(df/dt)}(f_{ref} - f) \quad (6)$$

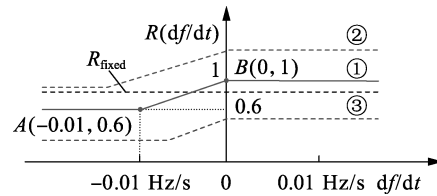
其中, $f_{ref} = 50 \text{ Hz}$; $1/R(df/dt)$ 为下垂增益, $R(df/dt)$ 为可变下垂系数,其值随着 df/dt 的变化而变化。

从图 3 可以看出,所提控制策略选取变下垂控制环代替惯性控制环,使得在系统频率恢复阶段,仍然能够保持正的阻尼效果;在系统频率波动初期,为

了弥补下垂环抑制频率波动阻尼不足的缺点,所提基于惯性环节的变下垂系数控制策略可以通过实时监测系统频率变化率 df/dt , 动态调整下垂系数 $R(df/dt)$ 的取值,使得在频率变化初期,系统具有较大的下垂增益 $1/R(df/dt)$, 为提高系统 FN (降低 FZ) 提供足够的瞬时辅助功率。另外,由于 df/dt 环比 Δf 环对噪声信号更敏感,因此采用变下垂控制代替惯性控制时可以进一步消除噪声信号的干扰。

2.2 变下垂系数控制的参数整定

为模拟下垂系数 $R(df/dt)$ 和频率变化率 df/dt 之间的关系,本文提出下垂系数随频率变化率动态变化的 $R-df/dt$ 函数如图 4 所示。图 4 中,函数 ①、②、③ 分别代表不同转速时对应的 $R-df/dt$ 函数; R_{fixed} 为固定下垂系数,可根据固定下垂系数参数整定方法求得。为了实现在不同频率变化阶段,机组可获得动态可调的下垂系数,定义拐点 A 对应频率变化初期, df/dt 达到某一较大值时刻;拐点 B 对应频率恢复瞬间, df/dt 等于零时刻。由图 4 可看出,不同的 $R-df/dt$ 函数对应不同的拐点 A、B,且对应拐点前后,下垂系数发生变化。

图 4 频率跌落时 $R-df/dt$ 函数Fig.4 $R-df/dt$ function when frequency drops

变下垂系数控制的参数整定方法的具体求解步骤如下。

步骤 1 检测系统频率波动瞬间的抽水蓄能机组当前运行转速 ω_r 。

步骤 2 根据固定下垂系数参数整定方法,求得相应的固定下垂系数 R_{fixed} 。

步骤 3 根据频率变化率 df/dt 的变化情况,设定拐点 A、B。

步骤 4 以拐点 A、B 为基准,在不同 df/dt 区间设定不同下垂系数,进而得到随 df/dt 动态变化的下垂系数 $R(df/dt)$ 。

R_{fixed} 的求解方法如下。

当系统频率波动时,等值机组通过转子动能的变化,吸收或释放的有功功率 ΔP_f 为:

$$\Delta P_f = \frac{dE_{k_ACEPSU}}{dt} = J_{ACEPSU} \omega_r \omega_s \frac{d\omega_r/\omega_s}{dt} = J_{ACEPSU} \omega_r \omega_s \frac{d\omega_r^*}{dt} \quad (7)$$

其中, E_{k_ACEPSU} 为机组转子旋转动能; J_{ACEPSU} 为机组的转动惯量。

由等值关系可得:

$$\frac{1}{R_{\text{fixed}}} \frac{d\Delta f}{dt} = \Delta P_f \quad (8)$$

$$\frac{d\omega_r^*}{dt} = \frac{df/f_N}{dt} = \frac{1}{f_N} \frac{d[f_N + (f - f_N)]}{dt} = \frac{1}{f_N} \frac{d\Delta f}{dt} \quad (9)$$

根据式(7)~(9)可得:

$$R_{\text{fixed}} = \frac{f_N}{J_{\text{ACEPSU}} \omega_r \omega_s} \quad (10)$$

由式(10)可以看出,固定下垂系数 R_{fixed} 取决于机组转动惯量 J_{ACEPSU} 和运行转速 ω_r 。本文以系统频率发生骤降时机组当前转速 $\omega_r = 0.9$ p.u. 为例,将 $J_{\text{ACEPSU}} = 1.3$ p.u.、 $\omega_s = 1.0$ p.u.、 $f_N = 1$ p.u. 代入式(10),可得固定下垂系数 $R_{\text{fixed}} = 0.85$ 。

基于此,为了保证在频率变化初期获得较大下垂增益和提高系统 FN,且在频率恢复阶段获得较小下垂增益和避免机组过度响应,因此,对应机组转速 $\omega_r = 0.9$ p.u. 时,设定 $R-df/dt$ 函数拐点: $A(-0.01, 0.6)$ 、 $B(0, 1)$, 如图 4 中函数①所示。

从图 4 中 $R-df/dt$ 函数看出,下垂系数始终为正值。以函数①为例,在系统频率跌落初期,频率变化较快, df/dt 为负值 (≤ -0.01 Hz/s), 此时下垂系数 $R(df/dt)$ 的值最小 ($= 0.6$) 并保持不变,下垂增益 $1/R(df/dt)$ 最大 ($= 1.7$); 随着频率变化放缓, df/dt 逐渐增大 (-0.01 Hz/s $< df/dt < 0$), 此时 $R(df/dt)$ 线性增加 (> 0.6), 下垂增益 $1/R(df/dt)$ 逐渐减小 (< 1.7); 当系统频率到达 FN 并回升, 此时 df/dt 由负值变为正值 (> 0), 则 $R(df/dt)$ 的值最大 ($= 1$) 并保持不变,下垂增益 $1/R(df/dt)$ 最小 ($= 1$); 从而实现了在系统频率波动初期具有较大下垂增益,并随着频率波动放缓,下垂增益逐渐减小。此外,机组转速不同,对应的 $R-df/dt$ 函数将在平面内上下平移,但始终保持在第 I、II 象限内(如图 4 中函数②、③所示)。

同理,以转速 $\omega_r = 0.9$ p.u. 为例,当系统频率发生骤升时,频率的变化率 df/dt 与频率骤降时幅值基本相同,符号相反。因此,可得频率骤升时, $R-df/dt$ 函数如图 5 所示。

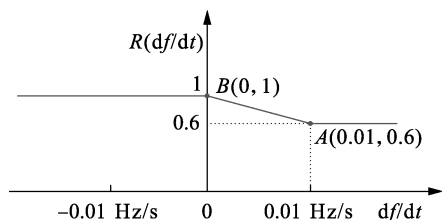


图 5 频率骤升时 $R-df/dt$ 函数

Fig.5 $R-df/dt$ function when frequency rises

3 仿真分析

为了验证所提基于惯性环节的变下垂系数控制

策略的有效性,本文基于 MATLAB/Simulink 软件平台,搭建含 ACEPSU 的电网 3 机系统仿真模型,如图 6 所示。该系统包含 2 座常规火电厂 G_1 、 G_2 (容量分别为 3 200 MW 和 1 000 MW) 和 1 座抽水蓄能电站 G_3 (容量为 5×196 MW 的 ACEPSU), 抽水蓄能电站和火电厂均采用单机无穷大等值机组; 3 个集中负荷 L_1 、 L_2 和 L_3 为有功负荷 (容量分别为 2 000 MW、1 000 MW 和 500 MW), 系统额定频率 $f_N = 50$ Hz, 仿真参数见附录中表 A1—A3。仿真结果中各参量均采用标么值,并选取各台机组的额定容量为其功率基值。

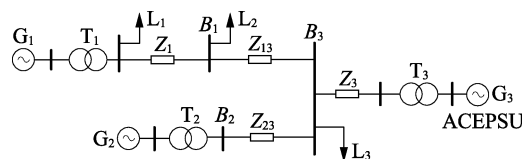


图 6 含 ACEPSU 的仿真系统结构图

Fig.6 Structure diagram of simulation system with ACEPSU

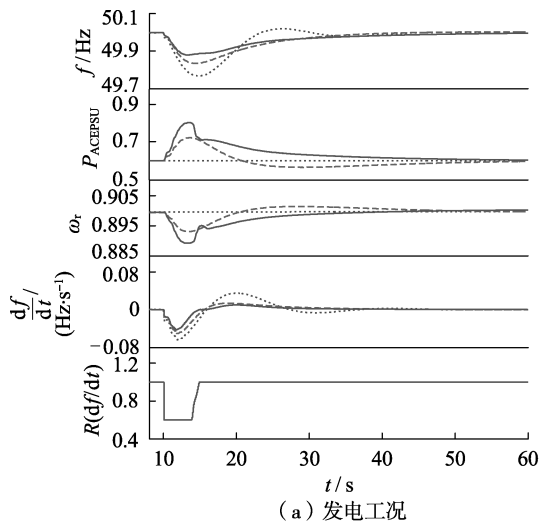
3.1 负荷突增时系统频率响应性能仿真分析

$t = 10$ s 时,负荷 L_2 由 1 000 MW 突增至 1 300 MW,系统频率降低。仿真研究 ACEPSU 分别运行在发电、电动工况下,机组采取不同频率控制策略时,系统的频率响应特性,仿真结果如图 7 所示。图中, P_{ACEPSU} 、 ω_r 为标么值,后同。

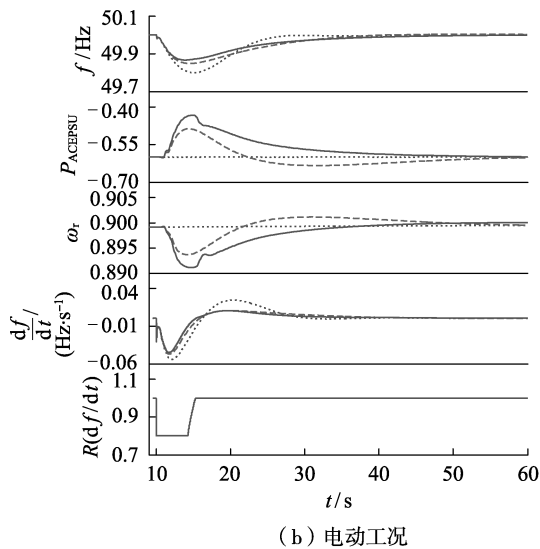
从图 7 可以看出,当负荷突增 300 MW 时,本文所提变下垂系数控制策略下,ACEPSU 在发电、电动运行工况下均能参与系统频率调节;且与传统虚拟惯性控制相比,变下垂系数控制提高了系统的 FN,其中发电、电动工况下分别提高约 0.044 Hz、0.017 Hz。从图 7 中 df/dt 和 $R(df/dt)$ 的波形可以看出,在频率跌落的初始阶段, $|df/dt|$ 比较大,且当 $df/dt \leq -0.01$ Hz/s 时, $R(df/dt)$ 保持为恒定值 (发电工况下为 0.6,电动工况下为 0.8); 当 -0.01 Hz/s $< df/dt < 0$ 时, $R(df/dt)$ 与 df/dt 成正比例关系,并且逐渐增大; 当 $df/dt \geq 0$ 时, $R(df/dt)$ 在发电、电动工况下均保持为恒定值 1。可见,采用变下垂系数控制时,在频率跌落初期,系统可获得较大下垂增益,转速降幅较大,通过释放旋转动能获得的有功增量 ΔP_{ACEPSU} 也更大,机组为系统提供更多的瞬时有功支撑(图 7 中 P_{ACEPSU} 、 ω_r), 因而对系统频率波动的抑制效果更明显,提高了系统 FN。由于发电工况下的 ΔP_{ACEPSU} (0.21 p.u.) 大于电动工况下的值 (0.16 p.u.), 因此,发电工况系统 FN 提高得更多。

3.2 负荷突减时系统频率响应性能仿真分析

$t = 10$ s 时,负荷 L_2 由 1 000 MW 突减至 700 MW,系统频率上升。仿真研究分别在发电、电动工况下,机组采取不同频率控制策略时的系统频率响应特性,仿真结果如图 8 所示。



(a) 发电工况



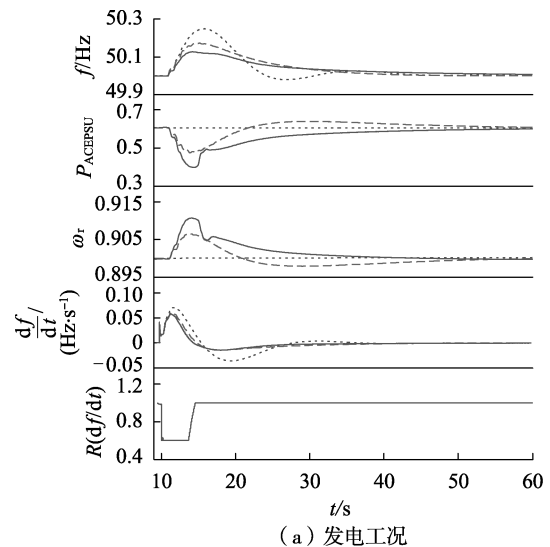
(b) 电动工况

····· 无控制, ---- 传统控制, —— 变下垂控制

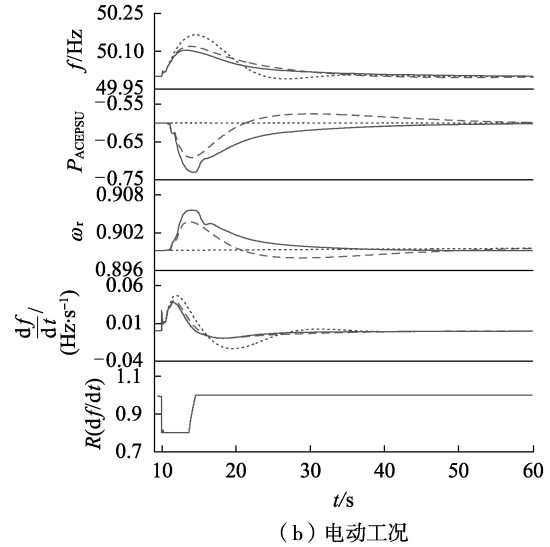
图7 负荷 L_2 突增 300 MW 时系统频率响应性能对比

Fig.7 Comparison of system frequency response performance when load L_2 suddenly increases 300 MW

从图8中可以看出,当负荷突减 300 MW 时,本文所提变下垂系数控制策略下,机组在发电、电动工况下也均能实现对系统频率的调节;且与传统惯性控制相比,所提变下垂系数控制降低了系统的 FZ,其中发电、电动工况下分别降低约 0.025 Hz 和 0.018 Hz。从图8中 df/dt 和 $R(df/dt)$ 的波形可以看出,在频率骤升的初始阶段, $|df/dt|$ 比较大,且当 $df/dt \geq 0.01$ Hz/s 时, $R(df/dt)$ 保持为恒定值(发电工况下为 0.6,电动工况下为 0.8);当 $0 < df/dt < 0.01$ Hz/s 时, $R(df/dt)$ 与 df/dt 成反比例关系,并逐渐减小;当 $df/dt \leq 0$ 时, $R(df/dt)$ 在发电、电动工况下均保持为恒定值 1。因此,采用变下垂系数控制时,在频率骤升初期,系统可获得较大下垂增益,机组转速增幅较大,通过存储动能获得的有功增量 ΔP_{ACEPSU} 也较大,使得 ACEPSU 为系统提供更多的瞬时有功支撑(图8中 P_{ACEPSU} 、 ω_r),因而对系统频率波动的抑制作用



(a) 发电工况



(b) 电动工况

····· 无控制, ---- 传统控制, —— 变下垂控制

图8 负荷 L_2 突减 300 MW 时系统频率响应性能对比

Fig.8 Comparison of system frequency response performance when load L_2 suddenly decreases 300 MW

最大,降低了系统 FZ。其中,由于发电工况下的 ΔP_{ACEPSU} (0.20 p.u.) 大于电动工况下的值 (0.14 p.u.), 因此,发电工况下系统 FZ 值降低得更多。

4 结论

针对固定下垂系数控制存在抑制频率波动的阻尼不足的问题,本文提出一种基于惯性环节的 ACEPSU 变下垂系数调频控制策略。在引入下垂系数-系统频率变化率 ($R-df/dt$) 函数的基础上,通过检测电网频率变化以及动态识别机组运行状态,修改控制参数控制机组有功输出,释放或吸收机组有效动能,对电网提供动态频率支撑。得到如下结论:

- 采用所提基于惯性环节的变下垂系数控制,在不同的频率变化阶段,机组可获得幅值随频率变化率动态变化的下垂增益;
- 所提基于惯性环节的变下垂系数控制可实

现 ACEPSU 在发电、电动工况均能参与系统频率调节,且与传统虚拟惯性控制相比,所提控制策略在系统负荷突增时能够有效提高系统 FN 值,在系统负荷突降时能够有效降低系统 FZ 值,有利于增强电网频率稳定性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李辉,黄樟坚,刘海涛,等. 交流励磁抽水蓄能机组快速功率响应控制策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(11):156-161.
LI Hui, HUANG Zhangjian, LIU Haitao, et al. Control strategy of rapid power response for AC excited pump storage unit[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 156-161.
- [2] FELTES J, KORITAROV V, GUZOWSKI L, et al. Modeling adjustable speed pumped storage hydro units employing doubly-fed induction machines[R]. Argonne, USA: Argonne National Laboratory, 2013.
- [3] 曾鸣,王睿淳,李凌云,等. 基于适应度函数的抽水蓄能优化调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(12):14-20.
ZENG Ming, WANG Ruichun, LI Lingyun, et al. Optimal dispatch based on fitness function for pumped-storage hydropower[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(12): 14-20.
- [4] 田新首,王伟胜,迟永宁,等. 基于双馈风电机组有效储能的变参数虚拟惯量控制[J]. 电力系统自动化,2015,39(5):20-26.
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 20-26.
- [5] 何成明,王洪涛,孙华东,等. 变速风电机组调频特性分析及风电场时序协同控制策略[J]. 电力系统自动化,2013,37(9):1-6.
HE Chengming, WANG Hongtao, SUN Huadong, et al. Analysis on frequency control characteristics of variable speed wind turbines and coordinated frequency control strategy of wind farm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(9): 1-6.
- [6] 薛迎成,邵能灵,宋凯,等. 变速风力发电机提供调频备用容量研究[J]. 电力自动化设备,2010,30(8):75-80.
XUE Yingcheng, TAI Nengling, SONG Kai, et al. Variable-speed wind turbines provide primary reserve for frequency control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(8): 75-80.
- [7] 邹贤求,吴政球,陈波,等. 变速恒频双馈风电机组频率控制策略的改进[J]. 电力系统及其自动化学报,2011,23(3):63-68.
ZOU Xianqiu, WU Zhengqiu, CHEN Bo, et al. Improved frequency control strategy for variable-speed constant frequency doubly-fed induction generator wind turbines[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2011, 23(3): 63-68.
- [8] 隗霖捷,王德林,李芸,等. 基于可变系数的双馈风电机组与同步发电机协调调频策略[J]. 电力系统自动化,2017,41(2):94-100.
WEI Linjie, WANG Delin, LI Yun, et al. Variable coefficient based coordinated frequency modulation strategy between DFIG-based wind turbine and synchronous generator[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(2): 94-100.
- [9] 潘文霞,全锐,王飞. 基于双馈风电机组的变下垂系数控制策略[J]. 电力系统自动化,2015,39(11):126-131.
PAN Wenxia, QUAN Rui, WANG Fei. A variable droop control strategy for doubly-fed induction generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(11): 126-131.
- [10] 曹军,王虹富,邱家驹. 变速恒频双馈风电机组频率控制策略[J]. 电力系统自动化,2009,33(13):78-82.
CAO Jun, WANG Hongfu, QIU Jiaju. Frequency control strategy of variable speed constant frequency doubly fed induction generator wind turbine[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(13): 78-82.
- [11] ERLICH I, WILCH M. Primary frequency control by wind turbines[C]//Power and Energy Society General Meeting. Providence, USA; IEEE, 2010:1-8.
- [12] ALMEIDA R G D, CASTRONUOVO E D, LOPES J A P. Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 718-725.
- [13] LIANG J, HARLEY R G. Pumped storage hydro-plant models for system transient and long-term dynamic studies[C]//Power and Energy Society General Meeting. Providence, USA; IEEE, 2010:1-8.
- [14] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(25):4304-4314.
TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314.
- [15] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York, USA; McGraw-Hill Education, 2001:89-91.
- [16] EKANAYAKE J, JENKINS N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2004, 19(4):800-802.
- [17] LALOR G, MULLANE A, O'MALLEY M. Frequency control and wind turbine technologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4):1905-1913.
- [18] MORREN J, PIERIK J, DE HAAN S W H. Inertial response of variable speed wind turbines[J]. Electric Power Systems Research, 2006, 76(11):980-987.
- [19] 张祥宇,付媛,王毅,等. 含虚拟惯性与阻尼控制的变速风电机组综合 PSS 控制器[J]. 电工技术学报,2015,30(1):159-169.
ZHANG Xiangyu, FU Yuan, WANG Yi, et al. Integrated PSS controller of variable speed wind turbines with virtual inertia and damping control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(1): 159-169.

作者简介:



李辉

李辉(1973—),男,浙江金华人,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为风力发电技术、新型电机及其系统分析(E-mail:cqulh@163.com);

王坤(1994—),男,湖南衡阳人,硕士研究生,研究方向为交流励磁电机运行与控制(E-mail:wangkundianzi4@126.com)。

(下转第88页 continued on page 88)

Quantitative description of wind power fluctuation based on local range change rate

YANG Mao¹, YANG Chunlin¹, LI Dayong², SU Xin³

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

2. Tonghua Power Supply Company, State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Tonghua 130022, China;

3. School of Science, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China)

Abstract: In the area of wind power fluctuation study, the quantitative description for the characteristics of the time series' evolution has not been fully investigated. As such, the sample of measured wind power data is analyzed, and a method to identify the state of wind power continuous fluctuation based on local range change rate is proposed. A number of wind power continuous output states are extracted to describe the wind power continuous fluctuation characteristics. Taking the amplitude and phase angle of the power triangle as inputs, the grey multi-objective decision making model is established. The variations of amplitude and phase angle are both considered to find a sub-optimal solution of the model, and the representative amplitude and phase angle can be obtained. Then, the wind power fluctuation coefficient is defined to quantify the wind power fluctuation during a given time period, and the method of modifying the current wind farm assessment index with the fluctuation coefficient is proposed.

Key words: wind power; fluctuation; local range change rate; grey multi-objective decision making

(上接第73页 continued from page 73)

Variable droop coefficient frequency control strategy of AC excited pumped storage unit

LI Hui¹, WANG Kun¹, LIU Haitao¹, SONG Erbing², XIE Xiangjie¹, ZHENG Meimei¹

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. State Grid Jibei Maintenance Company, Beijing 102488, China)

Abstract: Regarding with the issue that the fixed droop coefficient control is insufficient to suppress the frequency fluctuation, an inertial link-based variable droop coefficient frequency control strategy of ACEPSU (AC Excited Pumped Storage Unit) is proposed. Based on the operation characteristics of ACEPSU, the models of reversible pump turbine, AC excited machine and control system of ACEPSU are established. Considering the influence of frequency change rate and frequency deviation on the system frequency regulation, an $R-df/dt$ function is introduced. The droop coefficient that dynamically changes with the change of the frequency change rate is obtained according to the frequency change of the grid and the speed of the unit. On this basis, an inertial link-based variable droop coefficient frequency control strategy of ACEPSU is proposed, and the control parameter calculation method is also provided. Based on MATLAB/Simulink platform, a three-machine system model with ACEPSU is built, and the frequency response characteristics of power system are simulated. The simulative results show that the proposed control strategy can effectively enhance the frequency response ability of ACEPSU under both generating and motoring conditions, and improve the frequency stability of power system.

Key words: AC excited pump storage unit; variable droop coefficient; frequency modulation; frequency change rate

附录

表 A1 同步发电机 G₁ 主要参数

TableA1 Main parameters of synchronous generator G₁

参数	数值	参数	数值
X_d	2.11 p.u.	X_1	0.131 p.u.
X'_d	0.38 p.u.	T'_{d0}	7.93 p.u.
X''_d	0.263 p.u.	T''_{d0}	0.081 p.u.
X_q	2.23 p.u.	T''_{q0}	1.02 p.u.
X'_q	0.91 p.u.	R_s	0.0074 p.u.
X''_q	0.262 p.u.	H_0	4.3 s

表 A2 同步发电机 G₂ 主要参数

TableA2 Main parameters of synchronous generator G₂

参数	数值	参数	数值
X_d	3 p.u.	T_{d0}	6.37 p.u.
X'_d	0.322 p.u.	T'_{d0}	0.053 p.u.
X''_d	0.252 p.u.	T''_{d0}	1.687 p.u.
X_q	2.37 p.u.	T''_{q0}	0.045 p.u.
X'_q	1.006 p.u.	R_s	0.019 p.u.
X''_q	0.256 p.u.	H_0	4.24 s
X_1	0.134 p.u.		

表 A3 ACEPSU 机组 G₃ 主要参数

TableA3 Main parameters of ACEPSU G3

参数	数值	参数	数值
X_s	0.081 p.u.	J_{ACEPSU}	1.4 p.u.
X_r	0.089 p.u.	P_h	230 MW
X_m	2.03 p.u.	H_{ead}	1 p.u.
R_s	0.00185 p.u.	T_w	3 p.u.
R_r	0.00099 p.u.		

表中， X_d 为 d 轴同步电抗； X'_d 为 d 轴暂态电抗； X''_d 为 d 轴次暂态电抗； X_q 为 q 轴同步电抗； X'_q 为 q 轴暂态电抗； X''_q 为 q 轴次暂态电抗； X_1 为同步电机漏抗； T'_{d0} 为 d 轴暂态时间常数； T''_{d0} 为 d 轴次暂态时间常数； T'_{q0} 为 q 轴暂态时间常数； T''_{q0} 为 q 轴次暂态时间常数； H 为同步电机转动惯量时间常数； X_s 为 ACEM 定子电抗； X_r 为 ACEM 转子电抗； X_m 为 ACEM 励磁电抗； R_s 为定子电阻； R_r 为转子电阻； J_{ACEPSU} 为 ACEM 转动惯量； P_h 为水泵水轮机功率； T_w 为水泵水轮机转动惯量时间常数； H_{ead} 为水头高度。