

# 基于协同控制的独立电力系统频率响应优化控制策略

黎静华, 宋诚鑫, 兰 飞

(广西大学 广西电力系统最优化与节能技术重点实验室, 广西 南宁 530004)

**摘要:**以传统小火电机组为主的独立电力系统由于系统低惯性和火电机组存在固有延时,导致系统动态频率稳定性差。针对此问题,提出含辅助频率优化控制器的机组协调调频方案。首先借鉴风电机组利用转子动能快速调频的思想,将独立电力系统内的部分机组改造为变速恒频机组。然后在分析变速恒频机组惯量控制调频的基础上,以控制流形动态收敛为目标,基于协同控制理论,推导了惯量控制中附加功率的控制律。最后通过配合机组惯量控制利用变速恒频机组转子动能,实现对系统频率变化的快速响应。以某工业园区的独立电力系统为例进行仿真,对比分析所提方法和其他方法下的系统频率指标,仿真结果表明:所提控制策略能快速响应系统频率波动,改善了系统频率响应特性。

**关键词:**独立电力系统;协同控制;频率响应;惯量控制;转子动能

**中图分类号:**TM761+.2

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202306001

## 0 引言

随着电能需求的增长和消费模式的变化,独立电力系统迅速发展出多种形式,如海岛微电网<sup>[1]</sup>、舰船电力系统<sup>[2]</sup>、企业自备电厂等<sup>[3-4]</sup>,其中,以传统小火电机组为主的独立电力系统广泛应用于造纸、制糖、冶炼等工业园区<sup>[3-5]</sup>。独立电力系统孤网运行时不与大电力系统互联,因此系统频率极易受到频繁负荷波动和大阶跃负荷扰动的影响。并且传统火电机组调频时受到自身延时特性的影响,无法快速调整机组输出,对系统频率变化的实时动态响应能力较差<sup>[6]</sup>。因此,实现系统频率的稳定控制是独立电力系统亟需解决的重要问题。

以传统小火电机组为主的独立电力系统一般采用大电力系统中机组的调频手段<sup>[5]</sup>。这种传统控制方案在系统中不增加任何辅助控制手段,仅通过机组一、二次调频调节输出响应系统频率变化,然而这种简单的控制手段已然无法适用于复杂多变的工业场景。针对传统控制方案的不足,应用储能与传统发电机组协调配合可实现频率的快速调节,利用储能的快速双向调节能力,平抑负荷扰动引起的频率波动<sup>[7-8]</sup>。该方法虽然调频效果较好,但因储能设备价格昂贵,并且储能设备在独立电力系统内需要频繁充放电影响寿命,限制了其在独立电力系统中的应用<sup>[9]</sup>。

利用风电机组的转子动能通过惯量控制调节系统频率已成为研究热点<sup>[10-12]</sup>。本文借鉴风电机组利

用转子动能调频的思想,将独立电力系统内部分火电机组改造为由汽轮机驱动的恒励磁机组,经背靠背变流器接入系统,使其成为具有变速恒频(variable speed constant frequency, VSCF)特性的发电机组,进而具备用惯量控制调节系统频率的能力。该方案利用原有汽轮机作为原动机,需增加配套电力电子设备,前期硬件投资成本较小,且改造机组可以长期运行、故障率低,相比应用储能设备具有寿命长、运行维护成本低的优势。

针对惯量控制的研究,文献<sup>[13-14]</sup>通过附加响应频率变化的虚拟惯性控制和下垂控制进行转子动能控制,使双馈风电机组转子转速响应系统频率波动。该方法虽然通过转子动能控制增加了系统阻尼和惯性,但是其采用的固定控制系数难以适应系统动态调频过程,因而控制方案鲁棒性较差。为克服此不足,文献<sup>[15-17]</sup>基于对转子动能控制的研究,提出了可变系数的控制策略。文献<sup>[16]</sup>利用模糊控制策略优化转子动能控制参数,使控制系数能够响应系统状态变量的变化,进而优化了转子动能的利用。文献<sup>[17]</sup>提出采用遗传算法对风电机组的调频系数曲线和机组转速变化程度的最优值进行整定,实现控制系数响应机组转速变化。虽然变系数法优化了惯量控制的过程,但系数整定复杂,限制了其在实际系统中的应用。

由于利用虚拟惯性控制和下垂控制模拟传统同步发电机组的方法存在上述不足,一些研究者基于先进控制策略和优化算法研究风电调频。文献<sup>[18]</sup>优化风电机组辅助调频的输出电功率曲线,并拟合得到调频的最优控制策略。文献<sup>[19]</sup>考虑惯量控制下风电场的调频性能,基于风电场分层协同控制架构,提出风电机组之间调频辅助功率的协调分配策略。文献<sup>[20]</sup>基于协同控制理论构建风电机组变比

收稿日期:2022-10-31;修回日期:2023-02-14

在线出版日期:2023-06-05

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51977042)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51977042)

例系数控制策略,并配合储能协同风电机组调频。现有研究惯量控制对转子动能的利用主要基于风电机组自身特性展开,通过对系统频率的响应控制机组调频,鲜有对惯量控制机组和其他传统机组协调配合调频的研究,因此研究机组协调配合控制对调频能力的开发具有重要意义。

针对独立电力系统如何快速响应系统频率波动并实现频率稳定控制的问题,本文提出一种传统火电机组和 VSCF 机组协同调频的控制策略。将惯量控制引入改造的 VSCF 机组控制中,并采用协同控制理论设计辅助控制器结合转子动能控制,在系统频率波动时为系统提供惯性支撑,利用传统火电机组和 VSCF 机组协同调频运行时的互补特点,提高系统的频率响应性能。最后搭建了独立电力系统仿真模型,对本文方法和其他方法进行指标量化对比分析,验证了所提控制策略的有效性和优越性。

## 1 独立电力系统结构及调频难点分析

### 1.1 独立电力系统结构

与大电力系统复杂且庞大的组成结构不同,独立电力系统组成较为简单,机组数目一般仅有几台。以某工业园区内的独立电力系统为例,其结构及频率控制示意图见附录 A 图 A1。图中:供电系统由 3 台火电机组  $G_1 \sim G_3$  构成,机组并列运行经母线向负荷供电;负荷包括常规性恒定负荷  $L_1$ 、 $L_2$  和阶跃负荷  $L_3$ ;频率一次调节由发电机组调速器自动调整,输入参考功率  $P_{ref1} \sim P_{ref3}$ ,调速器的输入为发电机组参考转速  $\omega_{ref1} \sim \omega_{ref3}$  和实测转速  $\omega_{G1} \sim \omega_{G3}$ ;频率二次调节部分为自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 环节,由 AGC 根据频率偏差决定调频输出; $f$  为系统实测频率; $\Delta P_1 \sim \Delta P_3$  为 AGC 输出功率增量。工业园区的独立电力系统运行于孤网状态时与大电力系统没有功率交换,此时并网联络线断开,处于离网模式;当工业园区的电力系统与电网需要功率交换时,可通过公共耦合点 (point of common coupling, PCC) 与大电力系统相连,切换至并网模式。

### 1.2 调频难点分析

虽然整体上独立电力系统的调频速度快于大电力系统,但因其系统内的火电机组存在固有延时,并且独立电力系统惯性远小于大电力系统,当系统发生大阶跃性负荷扰动时,将导致系统频率恶化程度过大。独立电力系统调频难点主要存在于如下 2 个方面。

1) 火电机组存在时滞。对于传统的火电机组,参与调频环节的各部件控制过程为:调速器控制进汽调门,通过改变汽轮机蒸汽流量实现原动机输出机械功率的变化,最后经发电机组输出参考功率。

该控制过程经历了从热能到机械能,再从机械能转化为电能 2 次能源形式的转换,每次能源转换环节都存在一定的响应延时,该延时特性是传统火电机组无法快速响应系统频率变化的主要因素。若系统发生大阶跃负荷突变,则传统火电机组的时滞可能引起系统频率迅速恶化,甚至可能出现系统失稳问题。

2) 系统支撑容量小。大电力系统依靠分散在各地的发电厂和庞大的网架结构,具有极强的稳定性,单个区域或某工业园区的负荷波动很难引起系统频率的波动,系统的大惯性是系统稳定的基础。而独立电力系统内机组数量有限,系统容量一般仅满足局部需求,较大负荷扰动引起的频率波动明显,使系统呈现低惯性的特性。若系统发生大阶跃负荷突变,则低惯性的独立电力系统难以应对突变,导致调频过程异常艰难。

## 2 基于协同理论的独立电力系统频率控制

### 2.1 协同控制方案

本文首先对 1.1 节中传统工业园区独立电力系统结构进行改造,如图 1 所示。将传统火电机组  $G_3$  改造为恒励磁机组,通过背靠背双脉宽调制变流器接入独立电力系统交流母线,依然选取汽轮机作为原动机,详细改造过程见文献[6]。改造后的机组为 VSCF 机组,通过背靠背变流器控制结构实现了系统频率与机组转速的完全解耦,为惯量控制利用转子动能调频应用于改造系统提供基础,如附录 A 图 A2 所示。

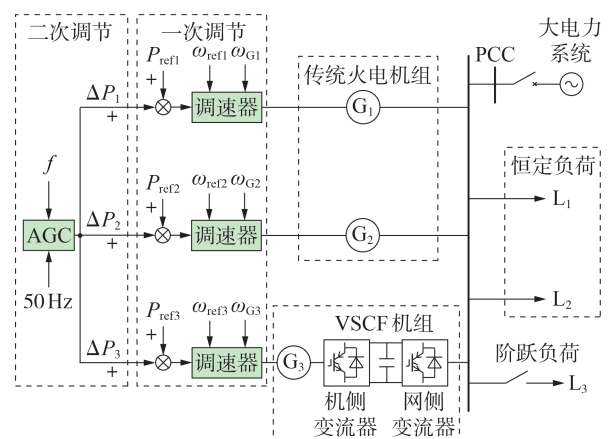


图 1 VSCF 机组与传统发电机组协调控制结构图

Fig.1 Structure diagram of coordinated control between VSCF units and traditional generators

针对独立电力系统难以解决的大阶跃负荷切入导致系统不稳定问题,VSCF 机组由于机组转速与系统频率的完全解耦,具有转子转速可调的优势,可通过图 A2 中调频控制器作用释放转子中的旋转动能,为功率需求提供短暂支撑。

对传统独立电力系统改造后,当系统内发生阶

跃负荷  $L_3$  投切时,瞬时功率缺额较大,而传统火电机组  $G_1$ 、 $G_2$  由于存在响应延时和较大时间常数导致调频响应慢且初期效果差,本文的 VSCF 机组协同控制器在负荷扰动引起频率变化后的 0.1 s 内迅速响应,通过降低转速对系统释放转子动能,为系统提供约 2~3 s 的有功支撑;当转子转速降低至设定下限值时,转子动能控制作用结束,此时传统火电机组  $G_1$ 、 $G_2$  已度过 AGC 下达指令后的 0.5~1.5 s 响应延时,机组将按照一定负荷比例承担功率偏差,此时传统火电机组开始迅速增发功率满足系统功率不平衡量,并且增发的额外功率承担了 VSCF 机组转速恢复阶段的功率需求,避免系统频率二次跌落。传统火电机组和 VSCF 机组协同调频运行时具有互补特点,也体现了系统各机组协同互动的特性。

## 2.2 协同控制原理

协同控制理论核心思想是利用开放系统的自组织能力协调系统各部分,使系统从非稳态状态快速回归到稳定状态,在解决电力系统等非线性系统控制问题时效果突出。

基于协同控制原理分析设计控制器的过程主要包括定义流形和求解控制律。假设被控对象为  $n$  维非线性系统,如式(1)所示。

$$\dot{x} = \frac{dx}{dt} = f(x, u, t) \quad (1)$$

式中: $x$  为系统的状态变量; $u$  为控制量; $t$  为时间。

协同控制设计首先依据控制系统目标和性能选取宏变量  $\psi(x)$ ,一般选取系统部分状态变量的线性组合。协同控制的目标为使系统在不稳定因素干扰后的非稳态状态向稳定状态演化过程逐渐收敛于流形  $\psi(x)=0$ ,期望宏变量的动态演化过程遵循式(2)所示方程。

$$T\dot{\psi} + \psi = 0 \quad T > 0 \quad (2)$$

式中: $T$  为控制系统时间常数,决定系统收敛于流形  $\psi(x)=0$  的速度, $T$  应远小于系统动态响应时间。

由于宏变量为系统部分状态变量组成的函数,对宏变量求导并代入式(1)、(2),可得式(3)。

$$T \frac{d\psi}{dx} f(x, u, t) + \psi = 0 \quad (3)$$

求解式(3)得到控制量  $u$  的解析式,则协同控制控制律如式(4)所示。

$$u = g(x, t, \psi, T) \quad (4)$$

通过控制量  $u$  的作用,系统将从不确定状态遵循式(2)所示演化方程收敛于流形  $\psi(x)=0$ 。由式(2)得到宏变量的解,如式(5)所示。

$$\psi = \psi(0)e^{-\frac{t}{T}} \quad (5)$$

式中: $\psi(0)$  为宏变量初始状态。由于取  $T > 0$ ,所以宏变量将按指数衰减,并且可在保证系统稳定前提下尽可能减小  $T$ ,以得到控制系统更佳的动态响应。

## 2.3 基于协同控制的辅助频率优化控制器设计

本文利用协同控制原理对图 A2 的调频控制器进行设计,通过控制 VSCF 机组机侧变流器实现系统频率的快速调整,具体如图 2 所示。图中: $K$  为频率偏差与功率偏差之间的比例系数,是一个正数; $\omega$  和  $\omega_{ref}$  分别为改造系统实时频率和参考值; $P_e$  和  $P_{ref}$  分别为 VSCF 机组的实时输出功率和参考值; $T_e$  为电磁转矩; $\omega_m$  和  $\omega_m^*$  分别为 VSCF 机组转子转速及其参考值;PI 表示比例积分(proportional integral, PI)控制器; $P'_{ref}$  为 VSCF 机组下垂控制参考功率,由机组自身发电特性决定; $\Delta P$  为附加功率,直接影响改造系统动态调整性能,是协同控制中的控制量。

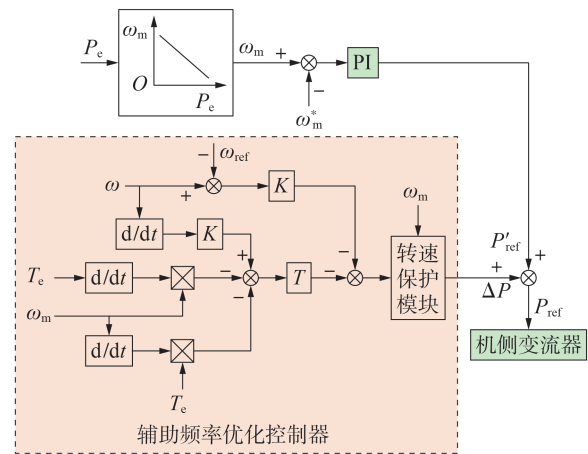


图 2 独立电力系统辅助频率优化控制器

Fig.2 Auxiliary frequency optimization controller of isolated power system

1) 定义控制器流形。根据独立电力系统内频率和 VSCF 机组出力的目标,本文选取改造系统频率偏差和 VSCF 机组输出功率偏差的线性组合作为宏变量,如式(6)所示。

$$\psi = K(\omega - \omega_{ref}) - (P_e - P_{ref}) \quad (6)$$

宏变量中频率偏差直接体现系统调频目标,如果流形中频率偏差项所占比重较大,则可以提高响应系统频率动态变化的能力,因此设计比例系数  $K$  时应选择较大值。

根据控制目标,设计的辅助频率优化控制器约束宏变量的动态演化过程遵循式(2),稳定于流形  $\psi(x)=0$  上,将式(6)代入式(2)可得式(7)。

$$T(K\dot{\omega} - \dot{P}_e) + K(\omega - \omega_{ref}) - (P_e - P_{ref}) = 0 \quad (7)$$

由转子转速和输出转矩  $T_e$  计算 VSCF 机组输出功率,如式(8)所示。

$$P_e = T_e \omega_m \quad (8)$$

对式(8)求导可得:

$$\dot{P}_e = \dot{T}_e \omega_m + T_e \dot{\omega}_m \quad (9)$$

2) 求解控制律。考虑到协同控制设计辅助控制量需通过机侧变流器实现调频,对作用于机侧变

流器控制系统输入参考功率调控过程可表示为式(10)。

$$P_{\text{ref}} = P'_{\text{ref}} + \Delta P \quad (10)$$

将式(8)~(10)代入式(7)中,得式(11)。

$$T(K\dot{\omega} - \dot{T}_e \omega_m - T_e \dot{\omega}_m) + K(\omega - \omega_{\text{ref}}) - (T_e \omega_m - P'_{\text{ref}} - \Delta P) = 0 \quad (11)$$

由式(11)推导得协同控制器的控制律,并根据辅助控制器稳态运行特点进行简化,如式(12)所示。

$$\Delta P = -T(K\dot{\omega} - \dot{T}_e \omega_m - T_e \dot{\omega}_m) - K(\omega - \omega_{\text{ref}}) \quad (12)$$

式(12)中,电磁转矩 $T_e$ 不易直接测量,可通过式(13)计算得到。

$$T_e = \frac{3}{2} n_p \psi_0 i_q \quad (13)$$

式中: $n_p$ 为VSCF机组极对数; $\psi_0$ 为永磁体磁链; $i_q$ 为定子 $q$ 轴电流。

式(12)作为调频控制量作用于VSCF机组机侧功率控制外环中,通过释放机组转子动能或吸收转子动能实现功率控制目标,其中机组释放或吸收的转子动能来自转速 $\omega_m$ 的改变。VSCF机组转子具有的动能 $E = 1/2 J \omega_m^2$  ( $J$ 为机组转动惯量),当通过附加频率协同控制器作用释放功率后,机组转速由 $\omega_0$ 减速到 $\omega_1$ ,此时VSCF机组转子释放的动能 $\Delta E$ 如式(14)所示。

$$\Delta E = \frac{1}{2} J (\omega_0^2 - \omega_1^2) \quad (14)$$

3) 转速保护。VSCF机组通过背靠背变流器与系统相联,机组转速变化的范围一般为0.7~1.2 p.u.,当超出运行范围后机组可能振荡失稳甚至解列。考虑机组转速释放存在一定时滞并且机组转速恢复需要时间,为有效避免转子动能释放过度问题,本文在辅助频率优化控制器中加入转速保护模块。辅助频率优化控制器的输出如式(15)所示。

$$\Delta P = \begin{cases} -T(K\dot{\omega} - \dot{T}_e \omega_m - T_e \dot{\omega}_m) - K(\omega - \omega_{\text{ref}}) & \omega_{\text{min}} < \omega_m < \omega_{\text{max}} \\ 0 & \omega_m \leq \omega_{\text{min}} \text{ 或 } \omega_m \geq \omega_{\text{max}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $\omega_{\text{max}}$ 和 $\omega_{\text{min}}$ 分别为机组调速范围上、下限,具体设置值如附录A表A1所示。

4) 死区控制。考虑到系统频率纹波可能导致的辅助频率优化控制器频繁动作问题,本文设置相应的死区阈值区间,如附录A表A1所示。当系统频率波动在死区内时,辅助频率优化控制器不动作;当超出死区阈值时,辅助频率优化控制器响应系统频率变化动作。

综上所述,辅助频率协同控制器的控制流程为:首先死区控制模块检测系统频率波动,若频率波动超过死区阈值,则辅助频率协同控制器启动;然后控制律式(12)通过测量的系统频率、机组转速、定子 $q$

轴电流计算出附加功率值;最后若机组转速在转速保护模块的限定范围内,则输出附加功率值叠加至原机组功率设定值上,作用于机侧逆变器实现控制目标。

## 2.4 系统协同控制过程及指标

结合传统发电机组和VSCF机组的调频运行控制特点,本文采用辅助频率优化控制器控制VSCF机组转子动能,当负荷发生扰动时系统功率动态变化过程如附录A图A3所示。图中,VSCF机组与传统发电机组协调控制的独立电力系统功率动态变化过程可分为如下5个阶段。

$[t_0, t_1]$ :系统首先运行在稳定输出阶段,此时系统负荷恒定,为 $L_1$ 、 $L_2$ 功率之和 $P_{L1} + P_{L2}$ 。

$[t_1, t_2]$ :系统运行至 $t_1$ 时刻,阶跃负荷功率 $P_{L3}$ 接入系统,系统功率不平衡。由于 $G_1$ 和 $G_2$ 存在固有延时,此时调速器未动作,其输出的有功功率尚未改变;与此同时,改造后的VSCF机组在辅助频率优化控制器控制下快速释放转子动能,同时转子转速迅速下降,因此VSCF机组输出功率增大,避免了系统频率迅速恶化。

$[t_2, t_3]$ : $G_1$ 和 $G_2$ 度过响应延时期,机组调速器动作增加原动机输出功率,机组输出功率逐渐增大,此时VSCF机组转速降低至设定下限,转子动能释放结束,转子转速进入恢复过程, $G_1$ 和 $G_2$ 增加功率输出缓解转速恢复环节对系统频率影响的负作用。

$[t_3, t_4]$ :各机组逐渐增大功率输出达到参考值,频率逐渐恢复参考值,此时各机组的转速逐渐恢复额定值。

$[t_4, t_5]$ :系统达到新的稳定状态,各机组稳定输出承担一定比例的负荷。

在独立电力系统频率动态变化过程中,基于协同控制方案的机组出力总和沿着图A3所示曲线 $a \rightarrow b \rightarrow c \rightarrow d$ 变化,负荷突变初期快速补充的转子动能分担了系统突变的功率,从而降低了系统频率的跌落程度;如果采用传统方法控制独立电力系统应对负荷突增,则机组出力总和将沿着曲线 $a \rightarrow e \rightarrow d$ 变化,机组在 $[t_1, t_2]$ 阶段的时延可能会导致系统频率恶化甚至失稳。

为了分析负荷扰动对于系统暂态特性影响,采用量化评估指标从系统频率方面评价系统的控制性能。

### 1) 频率跌落程度 $\Delta f$ 。

$$\Delta f = f_{\text{steady}} - f_{\text{peak}}^{\text{min}} \quad (16)$$

式中: $f_{\text{steady}}$ 为负荷突增前系统稳定时的频率; $f_{\text{peak}}^{\text{min}}$ 为负荷突增后系统频率的最小值。频率跌落程度 $\Delta f$ 反映了系统频率恶化程度,是衡量调频控制器控制效果的重要指标。系统负荷扰动时频率跌落程度越小则系统频率稳定性越好,根据国家标准GB/T

15945—2008《电能质量电力系统频率偏差》,小容量的独立电力系统需控制系统频率偏差在 $\pm 0.5$  Hz内。

2) 频率波动率 $\delta_f$ 。

$$\delta_f = \frac{f_{\text{peak}}^{\max} - f_{\text{peak}}^{\min}}{f_{\text{steady}}} \times 100\% \quad (17)$$

式中: $f_{\text{peak}}^{\max}$ 为负荷突增后系统频率的最大值。频率波动率 $\delta_f$ 反映了系统频率在负荷扰动后的波动程度。由于频率偏差需在 $\pm 0.5$  Hz内,根据式(17),频率波动率的控制范围应小于2%,并且越小的频率波动率代表系统持续运行时越稳定。

3) 频率波动时间 $T_\delta$ 。

$$T_\delta = t_{\text{steady}1} - t_{\text{steady}2} \quad (18)$$

式中: $t_{\text{steady}1}$ 为负荷突变时刻; $t_{\text{steady}2}$ 为频率波动后再次达到稳定时刻。频率波动时间 $T_\delta$ 反映了系统频率的波动时长。低于额定频率时,会影响工业园区的生产效率和产品质量,因此频率波动时间应越短越好,由大阶跃负荷扰动引起的频率扰动其频率恢复时间一般在8~15 s。

### 3 仿真分析

为了验证本文提出控制策略的有效性和合理性,利用MATLAB/Simulink建立附录B图B1所示基于协同控制的独立电力系统模型。模型中,传统火电机组 $G_1$ 、 $G_2$ 容量为6 MW,基于 $G_3$ 改造的VSCF机组容量为1.5 MW,该独立电力系统容量为13.5 MW,且每台机组设置一次调频死区,防止频率小幅度波动时汽轮机调门不必要的动作;负荷 $L_1$ 、 $L_2$ 为一般恒定有功负荷, $L_3$ 为阶跃负荷;系统仿真控制参数设置如附录A表A1所示。本文设置3个仿真方案分析系统各项性能,如附录B表B1所示。

#### 3.1 仿真方案1

为了验证基于协同控制的独立电力系统在连续负荷扰动时的运行稳定性,在仿真时间 $t=10$  s时开始每隔5 s投切一次小于0.45 MW的随机负荷,对附录B图B1中独立电力系统在传统控制、惯性+下垂控制和基于协同控制的方案下系统动态响应进行仿真对比,分析3种控制方案下系统频率、VSCF机组有功功率等指标。仿真中控制参数按表A1选取,仿真时长设置为50 s。

本文方案中随机小负荷的投切曲线如附录B图B2所示,用阶跃负荷 $L_3$ 表示该系统负荷扰动的等效总合,当负荷曲线向上时,表示负荷投入,系统中负荷增大;当负荷曲线向下时,表示负荷切除,系统中负荷减小;当负荷 $L_3$ 为0时,系统中负荷扰动的等效总合为0。

图3对比了3种控制方案在附录B图B2所示负荷扰动下的系统频率响应曲线。由图可以看出,发生小于0.45 MW的随机负荷扰动时系统频率在

$\pm 0.15$  Hz间波动。在负荷扰动期间,采用传统控制手段的独立电力系统频率最高点为50.08 Hz,频率跌落最低点为49.90 Hz;采用惯性+下垂控制方案下的系统频率最高点为50.08 Hz,频率跌落最低点为49.88 Hz;采用本文所提出的协同控制方案时频率最高点降低至50.06 Hz,频率最低点上升至49.92 Hz,说明基于改造机组提出的协同控制方案能有效改善系统调频性能。对比3种控制方案在10~50 s负荷扰动期间对系统稳定运行的控制性能,传统控制方案在此期间的频率波动率 $\delta_f=0.36\%$ ,惯性+下垂控制方案的频率波动率 $\delta_f=0.4\%$ ,基于协同控制调频方案的频率波动率 $\delta_f=0.28\%$ 。可见,本文控制方案下的系统在连续运行时具有更好的稳定性。

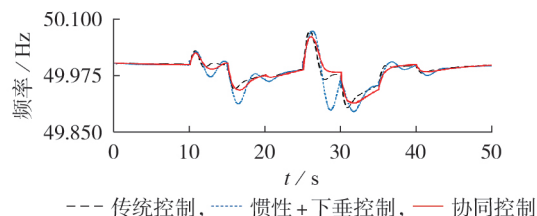


图3 随机小负荷扰动下系统频率对比

Fig.3 Comparison of system frequency under random small load disturbance

3种控制方案在随机小负荷扰动下机组有功功率对比如附录B图B3所示,结合附录B图B4中传统火电机组 $G_3$ 和改造的VSCF机组转子转速对比结果可得,当系统内发生负荷波动时, $G_1$ — $G_3$ 功率释放存在时滞,并且 $G_3$ 转速几乎未发生变化,VSCF机组则通过协同控制快速响应系统频率变化。采用惯性+下垂控制时,针对负荷连续扰动情况的动态响应能力不足,功率释放出现连续振荡,进一步恶化了频率。采用本文提出的协同控制方案,当负荷切入时,VSCF机组快速释放转子动能转化为有功功率输出,为系统频率提供有效支撑,机组转子转速降低,32 s时转速降至最低点0.955 p.u.,而后转子转速逐渐恢复;当负荷切除时,VSCF机组快速吸收系统有功功率转化为转子动能,机组转子转速升高,26.5 s时转速升至最高点1.035 p.u.,而后转子转速逐渐恢复。

综上所述,基于协同控制方案的调频手段可以在系统负荷连续扰动时,通过释放转子动能或吸收系统额外功率的方式快速响应系统频率变化,并达到更佳频率控制性能,验证了本文所提方案在连续运行时具有更好的稳定性。

#### 3.2 仿真方案2

为了验证基于协同控制的独立电力系统应对负荷突变的能力,在仿真时间 $t=15$  s时投入1.5 MW的阶跃负荷,对图B1中独立电力系统在传统控制、惯性+下垂控制和基于协同控制的方案下系统动态响

应仿真对比,分析协同控制方案下系统频率、VSCF机组有功功率等指标。

图4对比了3种控制方案在大阶跃负荷扰动下的系统频率动态响应。观察到图中初始时刻后5 s内频率发生剧烈变化,该波动是由系统初始状态引起的,下文图中也存在状态变量初始时刻波动问题,为系统启动后的正常现象。由图可以看出,在应对大阶跃扰动时,系统频率恶化迅速,并且频率跌落程度大,较小的频率跌落代表应对负荷突变的能力更强。图4中,传统控制下的独立电力系统频率跌落最低点为49.63 Hz,传统控制手段下的系统频率跌落程度 $\Delta f=0.37$  Hz;采用惯性+下垂控制方案下的独立电力系统频率跌落最低点为49.62 Hz,系统频率跌落程度 $\Delta f=0.38$  Hz;采用本文所提出的协同控制方案时频率最低点升高至49.67 Hz,此时系统频率跌落程度 $\Delta f=0.33$  Hz,相比现有的2种方法,本文提出的调频手段将频率跌落程度 $\Delta f$ 值在现有方法最佳效果的基础上又提高了0.04 Hz。由频率动态响应曲线看出,传统控制和惯性+下垂控制下的频率波动时间 $T_s=10.0$  s,基于协同控制调频方案的频率波动时间 $T_s=8.9$  s,本文方案能够有效提升系统频率受扰动后的修复能力。

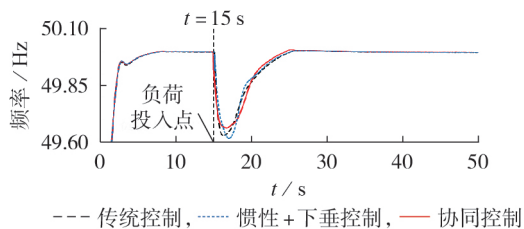


图4 大阶跃负荷扰动下系统频率对比

Fig.4 Comparison of system frequency under large step load disturbance

3种控制方案在1.5 MW大阶跃负荷扰动下机组有功功率对比如附录B图B5所示。由图可以看出:在负荷突变时,采用传统控制方案的机组受到冲击瞬间增加功率并迅速回落,没有提供有效功率支撑,实际功率增发于原动机经历1.5 s时滞后开始,由于频率扰动初始阶段的功率支撑不足,导致系统频率的跌落程度较大;采用惯性+下垂控制方案下的机组由于转子动能释放时间短,未能提供有效的功率支撑,并且因为转速恢复发生太早,反而引起系统频率进一步恶化;采用本文提出的协同控制方案时,未改造的 $G_1$ 、 $G_2$ 同样经历固有时滞,但改造后的VSCF机组有功功率瞬时增大,为频率扰动初始阶段提供有效功率支撑。

结合附录B图B6中大阶跃扰动下VSCF机组附加功率曲线和附录B图B7中VSCF机组转速曲线可知,辅助频率优化控制器能够快速响应系统频率变

化,使VSCF机组释放了最大20%阶跃负荷大小的动能,同时机组转子转速快速降低,当低至机组调速范围下限0.72 p.u.时,协同控制器参与调频已为系统提供了约2.5 s的有功支撑,转速保护模块起作用开始恢复转速,辅助协同控制器作用一段时间后传统火电机组已度过延时期开始增发功率。

在系统频率进入恢复阶段后,VSCF机组有功功率减小输出用于机组转速恢复,此时VSCF机组的原动机处于功率增发阶段,并且由附录B图B5中3种控制方案下 $G_1$ 、 $G_2$ 有功功率曲线可知,基于协同控制方案的 $G_1$ 、 $G_2$ 有功功率在18~26 s时大于传统控制方案的输出,释放一定的额外功率,用于帮助VSCF机组实现转速的快速恢复,避免影响系统稳定。

综上所述,基于协同控制方案的调频手段可以在系统单次投入大阶跃负荷时,快速释放VSCF机组的转子动能补充功率缺额,帮助传统火电机组度过延时,传统机组度过延时后在VSCF机组转速恢复阶段为其提供功率支撑。VSCF机组和传统火电机组协调配合提高了独立电力系统应对负荷突变的能力。

### 3.3 仿真方案3

为了验证基于协同控制的独立电力系统的调频性能,以0.3 MW为步长依次投入阶跃负荷至1.5 MW,对附录B图B1中独立电力系统在传统控制、惯性+下垂控制和基于协同控制的方案下系统动态响应仿真对比,分析协同控制方案下不同负荷投入时系统频率跌落程度。

图5对比了3种控制方案在不同负荷投入时系统频率的跌落程度。由图可以看出,随着阶跃负荷的逐渐增加,系统频率的跌落程度呈线性增大。传统控制下的独立电力系统频率跌落程度较大,惯性+下垂控制下的频率跌落程度在小负荷扰动时发挥作用,在大阶跃扰动下对系统调频不利,本文所提出的协同控制方案在各负荷下频率跌落曲线均在现有2种控制方案的曲线之下,具有更佳的系统调频性能。

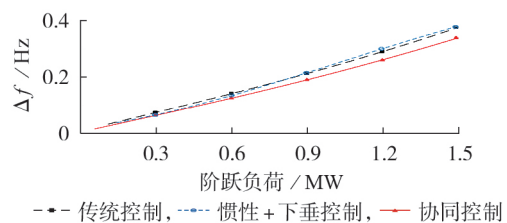


图5 不同负荷投入时系统频率跌落程度

Fig.5 System frequency drop degree under different load inputs

综上所述3个仿真对比方案,从投切随机小负荷、单次投入大阶跃负荷以及投入不同大小阶跃负荷3个角度分析了本文方法的有效性和优越性,仿真结论汇总见附录B表B2。

## 4 结论

本文在深入研究独立电力系统运行控制的基础上,针对传统频率控制策略的不足,对部分机组进行改造,提出了基于协同控制理论的传统火电机组和VSCF机组协调频率控制策略,通过理论研究和仿真分析得到如下结论:

1)独立电力系统中的火电机组存在延时特性,不能及时响应系统频率的变化,在应对负荷波动频繁和大阶跃负荷扰动时可能导致系统频率稳定性恶化;

2)所设计的基于协同控制的辅助频率优化控制器通过利用VSCF机组转子动能,能够快速响应系统频率变化,在负荷频率波动频繁时能快速稳定系统,在应对大阶跃负荷扰动时能瞬时提供系统惯性,避免系统频率跌落较大;

3)采用传统火电机组和VSCF机组协调配合的调频方式,充分发挥了机组间调频运行的协同互补特性,提高了系统实时动态响应能力,增加了独立电力系统调频的灵活性,为多种优化频率响应策略的应用提供方案。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [ 1 ] FARROKHABADI M, CAÑIZARES C A, SIMPSON-PORCO J W, et al. Microgrid stability definitions, analysis, and examples [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 13-29.
- [ 2 ] 纪锋, 付立军, 王公宝, 等. 舰船综合电力系统飞轮储能控制器设计[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(12): 2952-2959.  
JI Feng, FU Lijun, WANG Gongbao, et al. Controller design of flywheel energy storage for vessel integrated power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(12): 2952-2959.
- [ 3 ] BUTICCHI G, BOZHKO S, LISERRE M, et al. On-board microgrids for the more electric aircraft-technology review[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2019, 66(7): 5588-5599.
- [ 4 ] 黎静华, 吴彤, 兰飞. 自备电厂中平抑大阶跃负载扰动的协调控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 94-104.  
LI Jinghua, WU Tong, LAN Fei. Coordinated control method for suppressing large step load disturbance in self-contained power plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 94-104.
- [ 5 ] 刘皓明, 姚霜晨, 袁小慧, 等. 含自备电厂的钢铁企业孤网频率稳定控制策略[J]. 电力建设, 2015, 36(12): 108-115.  
LIU Haoming, YAO Shuangchen, YUAN Xiaohui, et al. Frequency stability control strategy for isolated power system of steel enterprise with autonomous power plant[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(12): 108-115.
- [ 6 ] 盛举, 贾庆岩, 孙建军, 等. 基于多尺度形态学滤波的火电机组一次调频控制方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(2): 194-200.  
SHENG Ju, JIA Qingyan, SUN Jianjun, et al. Primary frequency regulation control method of thermal power unit based on multi-scale morphological filter[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 194-200.
- [ 7 ] 谢惠藩, 王超, 刘湃泓, 等. 南方电网储能联合火电调频技术应用[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(4): 172-179.  
XIE Huifan, WANG Chao, LIU Paihong, et al. Application of joint frequency regulation technology of energy storage and thermal power in China southern power grid [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 172-179.
- [ 8 ] 肖春梅. 电储能提升火电机组调频性能研究[J]. 热力发电, 2021, 50(6): 98-105.  
XIAO Chunmei. Research on using electric energy storage to improve frequency regulation performance of thermal power units [J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(6): 98-105.
- [ 9 ] 王育飞, 杨铭诚, 薛花, 等. 计及SOC的电池储能系统一次调频自适应综合控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 192-198, 219.  
WANG Yufei, YANG Mingcheng, XUE Hua, et al. Self-adaptive integrated control strategy of battery energy storage system considering SOC for primary frequency regulation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 192-198, 219.
- [ 10 ] 李少林, 秦世耀, 王瑞明, 等. 一种双馈风电机组一次调频协调控制策略研究[J]. 太阳能学报, 2020, 41(2): 101-109.  
LI Shaolin, QIN Shiyao, WANG Ruiming, et al. Research on coordinated control strategy of primary frequency modulation for doubly-fed wind turbine [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2020, 41(2): 101-109.
- [ 11 ] 颜湘武, 王德胜, 杨琳琳, 等. 直驱风机惯量支撑与一次调频协调控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(15): 3282-3292.  
YAN Xiangwu, WANG Desheng, YANG Linlin, et al. Coordinated control strategy of inertia support and primary frequency regulation of PMSG [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(15): 3282-3292.
- [ 12 ] 张旭, 陈云龙, 岳帅, 等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1793-1803.  
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, YUE Shuai, et al. Review and prospect of wind power participating in frequency modulation technology research of power system [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1793-1803.
- [ 13 ] 刘彬彬, 杨健维, 廖凯, 等. 基于转子动能控制的双馈风电机组频率控制改进方案[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(16): 17-22.  
LIU Binbin, YANG Jianwei, LIAO Kai, et al. Improved frequency control strategy for DFIG-based wind turbines based on rotor kinetic energy control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(16): 17-22.
- [ 14 ] 颜湘武, 孙雪薇, 崔森, 等. 考虑系统频率连续波动与二次跌落的双馈风力发电机组虚拟惯量通用控制策略[J]. 太阳能学报, 2021, 42(11): 247-254.  
YAN Xiangwu, SUN Xuwei, CUI Sen, et al. Virtual inertia general control strategy of DFIG-based wind turbine considering continuous fluctuation of system frequency and second frequency drop [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(11): 247-254.
- [ 15 ] 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, 33.  
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, 33.
- [ 16 ] 彭晓涛, 贾继超, 周际城, 等. 优化风电惯性响应的变比例系数调速策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19): 5625-5635.  
PENG Xiaotao, JIA Jichao, ZHOU Jicheng, et al. Variable proportional coefficient speed regulation strategy for optimizing inertia response of wind power [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19): 5625-5635.
- [ 17 ] 兰飞, 潘益丰, 时萌, 等. 双馈风电机组变系数虚拟惯量优化控制[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(12): 51-59.

- LAN Fei, PAN Yifeng, SHI Meng, et al. Optimal variable-coefficient virtual inertia control for DFIG-based wind turbines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43 (12): 51-59.
- [18] 孙铭, 徐飞, 陈磊, 等. 利用转子动能的风机辅助频率控制最优策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 506-513.  
SUN Ming, XU Fei, CHEN Lei, et al. Optimal strategy of fan auxiliary frequency control using rotor kinetic energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 506-513.
- [19] 侍乔明, 王刚, 李海英, 等. 考虑调频能力的风电场虚拟惯量多机协同控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 4005-4015.  
SHI Qiaoming, WANG Gang, LI Haiying, et al. Virtual inertia multi-machine cooperative control strategy of wind farm considering frequency modulation ability [J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 4005-4015.
- [20] 梁恺, 彭晓涛, 秦世耀, 等. 基于协同控制优化风储系统频率响应的策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(8): 2628-2640.  
LIANG Kai, PENG Xiaotao, QIN Shiyao, et al. Research on strategy of optimizing frequency response of wind storage system based on collaborative control [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(8): 2628-2640.

#### 作者简介:

黎静华(1982—),女,教授,博士,从事电力系统优化运行与控制、大规模风电并网技术等研究工作(E-mail: happyjinghua@163.com);

宋诚鑫(1998—),男,硕士研究生,从事独立电力系统运行稳定控制的研究工作(E-mail: songchengxin\_gxu@163.com);

兰飞(1974—),男,教授级高级工程师,硕士,从事电力系统稳定运行与控制的研究工作(E-mail: lanfei88@163.com)。

(编辑 王欣竹)

## Optimal control strategy for frequency response of isolated power system based on synergetic control

LI Jinghua, SONG Chengxin, LAN Fei

(Guangxi Key Laboratory of Power System Optimization and Energy-saving Technology, Guangxi University, Nanning 530004, China)

**Abstract:** Isolated power system dominated by traditional small thermal units have poor dynamic frequency stability due to the low inertia of the system and the inherent delay of the thermal unit. To solve this problem, a coordinated frequency modulation scheme with auxiliary frequency optimization controller is proposed. Some units in the isolated power system are transformed into variable speed constant frequency units based on the idea of fast frequency modulation of wind turbine using rotor kinetic energy. Then, on the basis of analyzing the frequency modulation of inertia control of variable speed constant frequency unit, the control law of additional power in inertia control is derived based on the synergetic control theory, taking the dynamic convergence of the control manifold as a target. The kinetic energy of the variable speed constant frequency rotor is used by the inertia control of the unit to realize the rapid response to the frequency change of the system. Taking an isolated power system in an industrial park as an example, the system frequency indexes under the proposed method and other methods are compared and analyzed. The simulative results show that the proposed control strategy can quickly respond to the frequency fluctuations of the system and improve the system frequency response characteristics.

**Key words:** isolated power system; synergetic control; frequency response; inertia control; rotor kinetic energy



## 附录 A

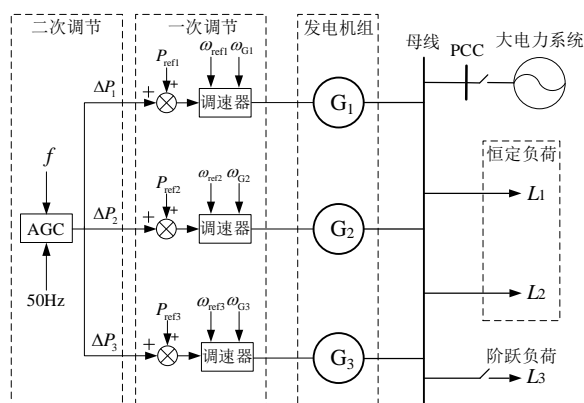


图 A1 独立电力系统结构及频率控制示意图

Fig.A1 Schematic diagram of isolated power system structure and frequency control

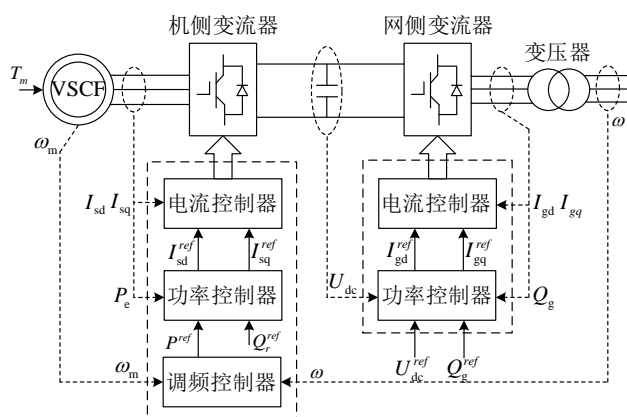


图 A2 VSCF 机组控制结构图

Fig.A2 Control structure diagram of VSCF generators

表 A1 控制参数

Table A1 Parameters of control

| 控制参数     | 数值                  |
|----------|---------------------|
| 权重因子 $K$ | 0.6                 |
| 时间常数 $T$ | 0.05 s              |
| 调速范围     | 0.72 p.u.~1.15 p.u. |
| 死区阈值     | $\pm 0.015$ Hz      |
| 一次调频死区   | $\pm 0.02$ Hz       |

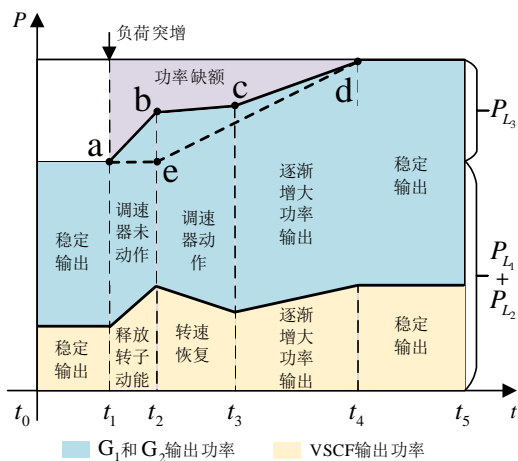


图 A3 独立电力系统功率动态变化过程

Fig.A3 Power dynamic change process of isolated power system

### 附录 B

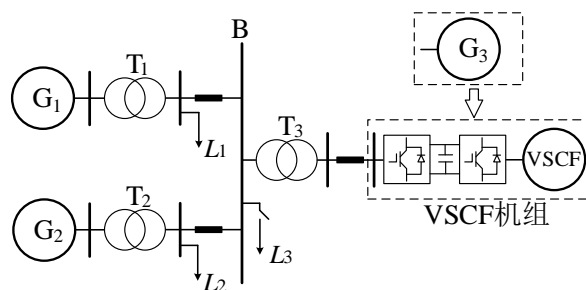


图 B1 独立电力系统仿真模型图

Fig.B1 Simulation model diagram of isolated power system

表 B1 仿真方案设计

Table B1 Design of simulation cases

| 方案 | 仿真工况       | 仿真目的     |
|----|------------|----------|
| 1  | 投切随机小负荷    | 运行稳定性    |
| 2  | 单次投入大阶跃负荷  | 应对负荷突变能力 |
| 3  | 投入不同大小阶跃负荷 | 系统调频性能   |

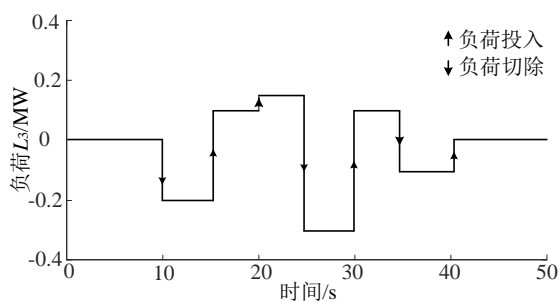


图 B2 负荷  $L_3$  的曲线

Fig.B2 Curve of load  $L_3$

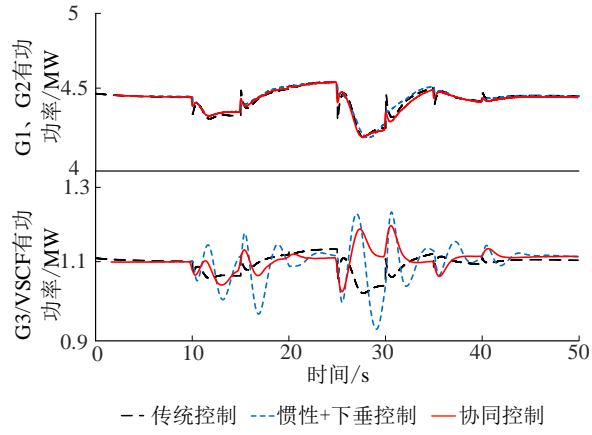


图 B3 随机小负荷扰动下机组有功功率对比

Fig.B3 Comparison of generators active power under random small load disturbance

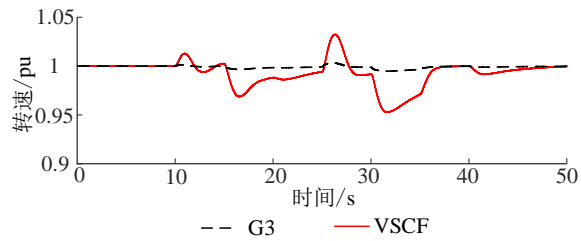


图 B4 随机小负荷扰动下机组转速对比

Fig.B4 Comparison of generators speed under random small load disturbance

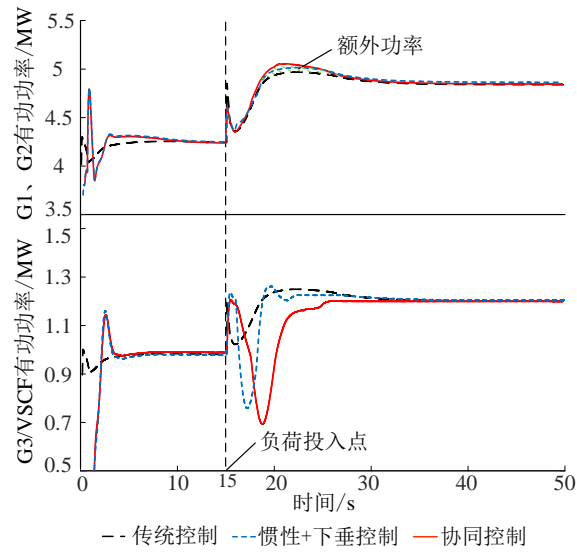


图 B5 大阶跃负荷扰动下机组有功功率对比

Fig.B5 Comparison of generators active power under large step load disturbance

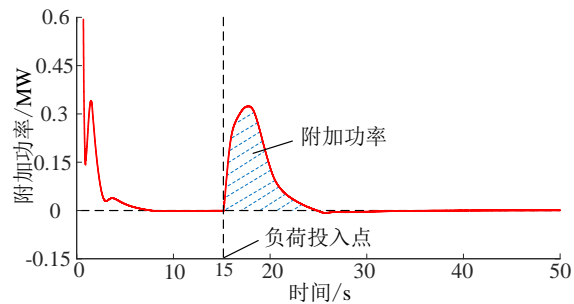


图 B6 大阶跃负荷扰动下 VSCF 机组附加功率

Fig.B6 Additional power of VSCF generators under large step load disturbance

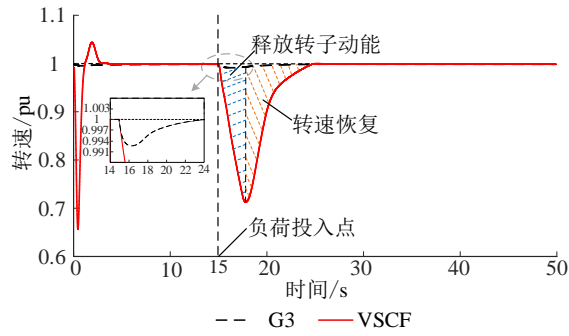


图 B7 大阶跃负荷扰动下机组转速对比

Fig.B7 Comparison of generators speed under large step disturbance

表 B2 仿真方案结论

TableB2 Conclusion of simulation case

| 仿真方案                 | 对比指标                        | 传统控制  | 惯性+下垂控制 | 协同控制  | 仿真结论                              |
|----------------------|-----------------------------|-------|---------|-------|-----------------------------------|
| 方案 1: 投切随<br>机小负荷    | 频率波动率 $\delta_f$            | 0.36% | 0.4%    | 0.28% | 连续运行时协同控制<br>具有最佳稳定性              |
| 方案 2: 单次投<br>入大阶跃负荷  | 频率跌落程度 $\Delta f/\text{Hz}$ | 0.37  | 0.38    | 0.33  | 大阶跃负荷下协同控<br>制具有频率受扰动后<br>最佳的修复能力 |
|                      | 频率波动时间 $T_\delta/s$         | 10.0  | 10.0    | 8.9   |                                   |
| 方案 3: 投入不<br>同大小阶跃负荷 | 频率跌落程度 $\Delta f/\text{Hz}$ | -     | -       | -     | 协同控制下具有更佳<br>的系统调频性能              |