

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.02.008

## 计及构网型新能源主动支撑特性的频率紧急控制适应性分析

王双双<sup>1</sup>, 吴雪莲<sup>1</sup>, 李兆伟<sup>1</sup>, 朱玲<sup>1</sup>, 戴玉臣<sup>1</sup>, 蔡德福<sup>2</sup>

(1. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司), 江苏 南京 211106;

2. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院, 湖北 武汉 430077)

**摘要:**随着高比例新能源的接入,同步机不断被替代,一方面导致系统惯量降低,另一方面短路故障下新能源的低电压穿越特性可能导致系统承受短时性功率扰动,使电网频率快速跌落,而频率紧急控制作为保障电网故障后频率安全的重要手段,可能出现由动作不及时或动作量不当引起的系统高频或低频问题。为此,文中首先建立计及频率紧急控制的频率响应模型,研究典型工况下紧急控制的有效性边界,进一步建立考虑频率紧急控制与构网型新能源的频率响应模型。然后,在此基础上,综合分析新能源不同功率备用、下垂控制系数等调频参数对频率紧急控制有效性的影响,给出确保紧急控制有效的构网型新能源的调频性能要求。最后,在IEEE 10机39节点系统中验证了所提频率模型及紧急控制有效性边界的合理性。结果表明,构网型新能源参与调频能有效提升紧急控制有效性边界,且其功率备用对频率紧急控制的上下边界影响较大。

**关键词:**频率响应模型;频率紧急控制;短时性功率扰动;构网型新能源;紧急控制动作量;低惯量系统

**中图分类号:**TM76

**文献标志码:**A

**文章编号:**2096-3203(2025)02-0080-10

## 0 引言

随着“双碳”目标的提出,我国新能源装机规模不断扩大,截至2024年4月底,我国新能源总装机容量占比已达37.3%,成为我国第二大主力电源<sup>[1]</sup>。新能源装机规模的不断扩大使得电力系统的等效惯量水平、抗扰能力显著降低<sup>[2-5]</sup>,由此引发了一系列频率安全事件,例如,2021年—2022年美国德克萨斯电力系统中陆续发生3次电网事故,新能源持续进入低电压穿越状态,最终大量脱网<sup>[6-7]</sup>;中国冀北电网在风电大发时也发生新能源场站反复进出低电压穿越、功率持续波动的问题<sup>[8]</sup>。可见,低惯量系统中,由交直流故障引起的新能源低电压穿越所产生的短时性功率冲击已经成为威胁系统安全稳定的新型暂态问题。

相比单一故障造成的永久性功率扰动,大规模新能源低电压穿越在短时间内产生大容量的功率冲击,导致电网频率大幅跌落,且跌落速度更快<sup>[9]</sup>。传统同步机组的一次、二次调频等基本调频手段由于响应延时,短时间内不足以弥补系统功率不足,需要考虑应对电网预想故障的频率控制手段,即频率紧急控制。频率紧急控制策略主要包括切机、切

负荷等,这些措施可以显著改变电网在故障扰动后的频率特性。目前,已有大量文献基于系统频率响应(system frequency response,SFR)模型研究低惯量系统的频率特性<sup>[10-13]</sup>。文献<sup>[14]</sup>在传统SFR模型中考虑了调速器限幅环节,并验证了模型的有效性;文献<sup>[15-16]</sup>分别考虑了风电综合惯性控制及不同类型负荷的频率响应能力,建立了改进的SFR模型,但以上文献均未在传统SFR模型中综合考虑频率紧急控制环节及新能源调频环节。

此外,现有文献对频率紧急控制的研究主要集中在紧急控制策略的制定<sup>[17-22]</sup>、如何挖掘更多紧急控制调频资源<sup>[23-25]</sup>等,如文献<sup>[26]</sup>将频率紧急控制纳入传统的频率响应模型中,但未对其适应性进行研究;文献<sup>[27]</sup>将紧急控制纳入频率动态分析中,量化分析了紧急控制的延时与动作量对系统频率的影响,但未综合考虑新能源功率备用容量、新能源并网类型及同步机调速器限幅环节等对电力系统频率的影响。由此可见,目前对频率紧急控制适应性的研究较少且不全面。因此,随着低惯量系统中频率变化速度加快,扰动形式更加复杂,亟须研究频率紧急控制在短时性功率扰动下的有效性。

为此,文中针对低惯量系统中出现的短时性功率扰动问题,对频率紧急控制的适应性进行分析。首先,建立了计及频率紧急控制的SFR模型,并分析了紧急控制的适应性;其次,考虑构网型新能源的调频特性,建立了计及频率紧急控制与构网型新能源的扩展SFR模型;最后,分析了短时性功率扰

收稿日期:2024-07-07;修回日期:2024-10-22

基金项目:国家重点研发计划资助项目“无常规电源支撑的大规模新能源发电基地稳定运行及直流送出关键技术”(2022YFB2402700);国家电网有限公司科技项目(5100-202199558A-0-5-ZN)

动下频率紧急控制的适应性, 评估新能源调频参数、功率备用参数对紧急控制有效性边界的影响, 并在 IEEE 10 机 39 节点系统中进行仿真验证。

## 1 紧急控制有效性分析

### 1.1 计及紧急控制的 SFR 模型

频率紧急控制由电网中预想事件触发, 一般在事故发生后 200~300 ms 内, 根据策略表采取切机、切负荷或直流功率控制等手段来维持频率稳定, 其动作过程属于前馈控制。为分析频率紧急控制对故障后系统频率的影响, 文中在传统 SFR 模型中引入频率紧急控制环节, 搭建图 1 所示 SFR 模型。其中,  $\Delta P$  为系统短时性功率扰动;  $\Delta P_{fc}$  为系统所承受的短时功率扰动值;  $\tau_0$  为紧急控制延时, 一般为 200~300 ms;  $K_{ec}$  为紧急控制比例系数, 主要由电网能够承受的最大不平衡功率确定, 一般小于 1;  $\alpha$  为涡轮机特征系数;  $T$  为涡轮机等效时间常数;  $x_{sg}$  为同步机在系统中的容量占比;  $R$  为同步机调速器的调差率;  $M$  为系统等效惯性时间常数;  $D$  为负荷的有功频率响应系数;  $\Delta\omega$  为系统频率偏差。

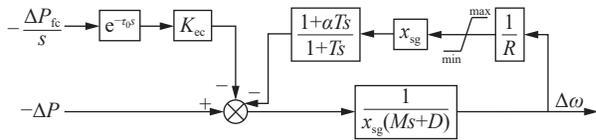


图 1 计及紧急控制与调速器限幅环节的 SFR 模型  
Fig.1 SFR model considering emergency control and the speed limiter loop

以新能源低电压穿越造成的有功扰动为例, 其时域曲线如图 2 所示。新能源进入低电压穿越时, 其有功功率首先下降至  $\Delta P_{fc}$  并持续到  $t_1$  时间, 然后不同类型的新能源机组以一定斜率在  $t_2$  时间内将有功功率恢复到额定值。国家标准<sup>[28-29]</sup>分别对风电和光伏低电压穿越的基本要求、有功功率的恢复速率作出相应规定。为便于分析, 文中将电力系统中所有新能源机组低电压穿越恢复期间的斜率等效为同一斜率。

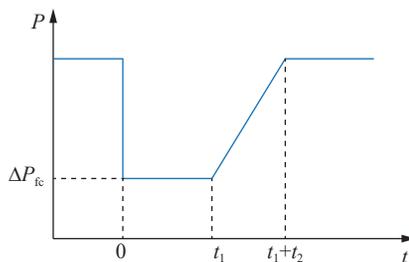


图 2 短时性功率扰动时域曲线  
Fig.2 Time-domain curve of short-term power disturbance

系统发生短时性功率扰动时的复频域形式为:

$$\Delta P(s) = \Delta P_{fc} \left[ \frac{1}{s} - \frac{1}{t_2 s^2} e^{-t_1 s} + \frac{1}{t_2 s^2} e^{-(t_1+t_2)s} \right] \quad (1)$$

(1) 当调速器未达到饱和时, 系统频率动态  $s$  域表达式为:

$$\Delta\omega(s) = - \left( \Delta P(s) - \frac{\Delta P_{fc}}{s} K_{ec} e^{\tau_0 s} \right) \times \frac{1+Ts}{x_{sg} MT [(s+A)^2 + \omega_n^2]} \quad (2)$$

其中:

$$\begin{cases} A = \frac{DRT + \alpha T + MR}{2MTR} \\ \omega_n^2 = \frac{RD+1}{MTR} - A^2 \end{cases} \quad (3)$$

将式(1)代入式(2)并根据拉普拉斯逆变换可得系统频率的时域表达式为:

$$\Delta\omega(t) = - \frac{\Delta P_{fc}}{x_{sg} MT} \left( f(t) - \frac{1}{t_2} g(t-t_1) u(t-t_1) + \frac{1}{t_2} g(t-t_1-t_2) u(t-t_1-t_2) \right) + \frac{\Delta P_{fc} K_{ec}}{x_{sg} MT} f(t-\tau_0) u(t-\tau_0) \quad (4)$$

其中:

$$\begin{cases} f(t) = \frac{1}{A^2 + \omega_n^2} + \frac{\sqrt{(1+AT)^2 + (\omega_n T)^2}}{\omega_n \sqrt{A^2 + \omega_n^2}} \times e^{-At} \sin(\omega_n t + \varphi_1) \\ \varphi_1 = \arctan\left(\frac{-\omega_n}{T(A^2 + \omega_n^2) - A}\right) \\ g(t) = \frac{T(A^2 + \omega_n^2) - 2A}{(A^2 + \omega_n^2)^2} + \frac{1}{A^2 + \omega_n^2} t + \frac{\sqrt{(1-AT)^2 + (\omega_n T)^2}}{\omega_n (A^2 + \omega_n^2)} e^{-At} \sin(\omega_n t + \varphi_2) \\ \varphi_2 = \arctan\left(\omega_n \frac{T(A^2 + \omega_n^2) - 2A}{AT(A^2 + \omega_n^2) + \omega_n^2 - A^2}\right) \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $u(t)$  为单位阶跃函数;  $\varphi_1$  为  $f(t)$  中正弦函数的初相位;  $\varphi_2$  为  $g(t)$  中正弦函数的初相位。

由式(2)可知, 要使该系统稳定, 必须满足  $A > 0$ , 即  $DRT + \alpha T + MR > 0$ 。当电力系统涡轮机特征系数  $\alpha > 0$  时, 系统始终保持稳定; 当电力系统涡轮机特征系数  $\alpha < 0$  时, 则同步机调差率应满足  $R > -\alpha T / (DT + M)$  才能使系统稳定。

根据终值定理, 不考虑紧急控制, 可得短时性功率扰动下系统的稳态频率为:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta\omega(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta\omega(s) = 0 \quad (6)$$

由此可见, 短时性功率扰动下, 不考虑紧急控制作用时, 系统稳态频率与扰动功率大小、恢复时间、系统惯量及同步机调频特性等均无关, 且始终

为0,是无静差的系统。

(2) 当调速器达到饱和状态时,系统频率动态s域模型如图3所示,其中 $\Delta P_{\max 1}$ 为调速器限幅最大值。

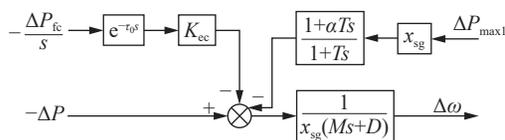


图3 调速器饱和状态时系统频率s域模型

Fig.3 The s-domain model of system frequency when the governor is saturated

由叠加定理可得系统频率动态s域表达式为:

$$\Delta\omega(s) = -\frac{\Delta P_{fc}(1 - K_{cc}e^{-\tau_0 s}) + \Delta P_{\max 1}x_{sg}}{x_{sg}s(Ms + D)(1 + Ts)} - \frac{\Delta P_{fc} \left[ -\frac{1}{t_2 s^2} e^{-t_1 s} + \frac{1}{t_2 s^2} e^{-(t_1+t_2)s} \right]}{[x_{sg}(Ms + D)]} + \frac{\Delta\omega_0(MTs + M + DT) + \Delta\omega'_0 MT}{(Ms + D)(1 + Ts)} \quad (7)$$

式中: $\Delta\omega_0$ 、 $\Delta\omega'_0$ 为非零初始状态值。第一、二项为传递函数的非零初始状态输入与传递函数的叠加;第三、四项为调速器饱和状态下传递函数的非零初始状态输出。

根据拉普拉斯逆变换可得系统频率的时域表达式为:

$$\Delta\omega(t) = -\frac{\Delta P_{fc} + \Delta P_{\max 1}x_{sg}}{x_{sg}}w(t) + \frac{\Delta P_{fc}K_{cc}}{x_{sg}}w(t - \tau_0)u(t - \tau_0) - \frac{\Delta P_{fc}}{t_2 x_{sg}}(-h(t - t_1)u(t - t_1) + h(t - t_1 - t_2)u(t - t_1 - t_2)) + \frac{\Delta\omega_0}{M - DT} \left( Me^{-\frac{D}{M}t} - DT e^{-\frac{1}{T}t} \right) + \frac{\Delta\omega'_0 MT}{M - DT} \left( e^{-\frac{D}{M}t} - e^{-\frac{1}{T}t} \right) \quad (8)$$

其中:

$$\begin{cases} h(t) = -\frac{M}{D^2} + \frac{1}{D}t + \frac{M}{D^2}e^{-\frac{D}{M}t} \\ w(t) = \frac{1}{D} - \frac{M}{D(M - DT)}e^{-\frac{D}{M}t} + \frac{T}{M - DT}e^{-\frac{1}{T}t} \end{cases} \quad (9)$$

由式(4)、式(8)可知,系统的频率响应由短时性功率扰动与紧急控制两部分响应叠加而成,且紧急控制的响应总是与短时性功率扰动下的响应一一对应,但符号相反,说明紧急控制总能改善受扰后的系统频率,但改善效果由其延时和控制量共同决定。

### 1.2 短时性功率扰动下紧急控制的有效性边界

在低惯量系统下,若新能源不提供调频能力,对于相同短时性功率扰动,系统惯量越低,其最大

频率偏差越大,更容易触发第三道防线动作。图4为同步机不同占比下系统频率的响应曲线。

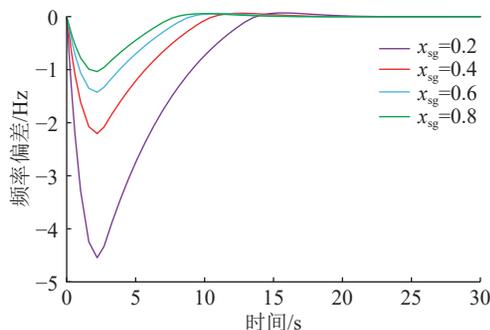


图4 不同同步机占比下系统频率响应曲线

Fig.4 System frequency response curves under different synchronous machine proportions

不考虑紧急控制作用时,只依靠同步机组的一次调频,系统频率跌落深度、速度都较大,这就意味着需要较大的紧急控制动作量才能抬高系统最低频率,避免触发低频减载动作。但较大的紧急控制动作量会导致频率超调,易发生高频切机现象。图5为紧急控制动作量过大时系统的频率响应曲线,可见,最低频率和最高频率是决定合理的紧急控制动作量区间的重要因素。

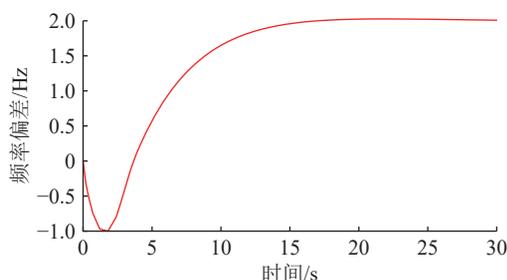


图5 紧急控制动作量过大时频率响应曲线

Fig.5 Frequency response curve when the emergency control action is excessive

考虑紧急控制作用时,以最低频率不触发低频减载( $<49$  Hz),最高频率不触发高频切机( $>50.5$  Hz)为例,电力系统等效惯量与紧急控制边界的关系如图6所示,其中蓝色曲线以上的部分才能避免触发低频减载,红色曲线以下的部分才能避免触发高频切机。可以看出,随着系统等效惯量降低,紧急控制边界逐渐减小,甚至出现找不到紧急控制有效动作量的情况,由此可见,低惯量系统下紧急控制的适应性面临巨大挑战。

根据典型系统参数<sup>[30]</sup>,选取新能源低电压穿越持续时间 $t_1$ 为0.2 s,恢复时间 $t_2$ 为2.5 s,紧急控制延时为0.2 s,调速器限幅为 $-0.04 \sim 0.04$  p.u.,涡轮机特征系数为0.333,涡轮机等效时间常数为6 s,同步

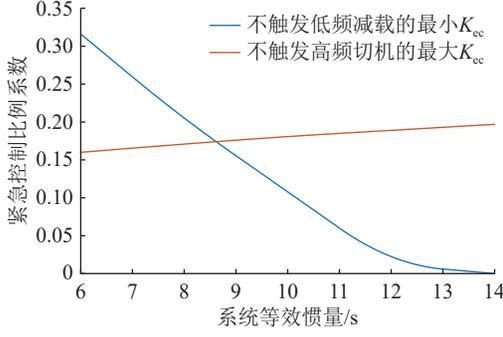
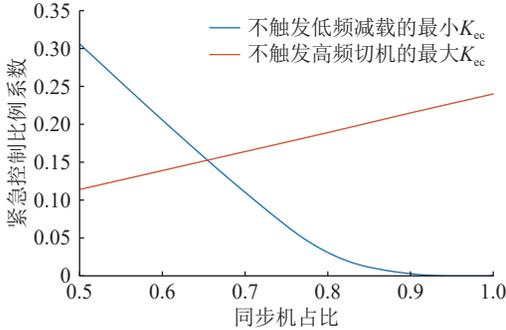


图6 系统等效惯量对紧急控制边界的影响

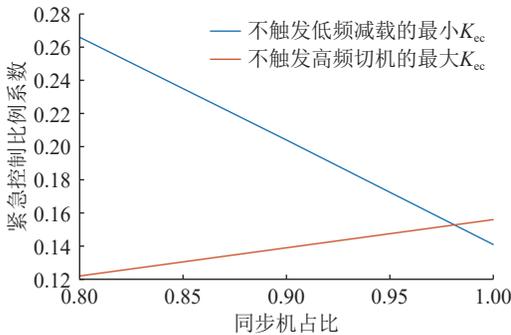
Fig.6 The impact of system equivalent inertia on the boundary of emergency control

机调速器的调差率为 0.05, 系统惯性时间常数为 12 s, 负荷有功频率响应系数为 2。

短时性功率扰动大小与紧急控制边界的关系如图 7 所示。根据图 7(a), 当同步机占比超过 0.655(即新能源占比不超过 0.345)时, 紧急控制才能找到有效的动作量区间。根据图 7(b), 当同步机占比超过 0.98(即新能源占比不超过 0.02)时, 电力系统才能不触发第三道防线, 避免高频或低频风险。



(a) 短时性功率扰动为 0.1 p.u. 时的紧急控制边界



(b) 短时性功率扰动为 0.3 p.u. 时的紧急控制边界

图7 不同短时性功率扰动下的紧急控制边界

Fig.7 The boundary of emergency control under different short-term power disturbances

在低惯量电力系统中, 当系统短时性功率扰动较小时, 紧急控制能采取的有效动作量区间较大。但随着短时性功率扰动冲击量的不断增加, 若新能源不提供调频能力, 紧急控制有效性只能在 0.98 ≤

$x_{sg} \leq 1$  这一狭小范围内, 即当电力系统发生 0.3 p.u. 短时性功率扰动时, 系统由于惯量支撑与一次调频能力不足, 频率紧急控制失效, 直接触发电力系统第三道防线——校正控制。

## 2 计及构网型新能源的紧急控制有效性分析

由 1.2 节可知, 有必要挖掘新能源的调频作用, 以便扩大紧急控制动作量的区间范围。目前, 新能源提供调频的方式主要有 2 种: 跟网型控制和构网型控制, 前者依靠锁相环与电网频率同步, 并附加频率控制环节以提供虚拟惯量, 后者模拟同步机运动方程, 主动提供惯量支撑。由于构网型新能源在弱电网中稳定性较好, 文中以构网型新能源(下文简称构网型)为例, 说明在低惯量电力系统中新能源参与调频后紧急控制的适应性。

### 2.1 计及构网型调频环节的 SFR 模型

在 1.1 节 SFR 模型的基础上搭建考虑构网型调频及功率备用环节的扩展 SFR 模型, 其控制框图如图 8 所示。其中,  $K_w$  为构网型一次调频系数(采用下垂控制);  $T_j$  为构网型虚拟惯量系数;  $x$  为构网型占比,  $x + x_{sg} = 1$ 。

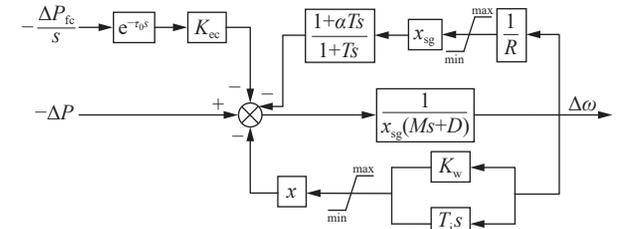


图8 考虑构网型调频及功率备用环节的 SFR 模型

Fig.8 The SFR model considering grid-forming frequency regulation and power reserve

(1) 当调速器未达到饱和时, 系统频率动态  $s$  域表达式为:

$$\Delta\omega(s) = - \left( \Delta P(s) - \frac{\Delta P_{fc}}{s} K_{cc} e^{-\tau_0 s} \right) \frac{1 + Ts}{B [(s + A)^2 + \omega_n^2]} \quad (10)$$

其中:

$$\begin{cases} A = \frac{x_{sg}(RM + RDT + \alpha T) + xR(T_j + K_w T)}{2RT(x_{sg}M + xT_j)} \\ B = (x_{sg}M + xT_j)T \\ \omega_n^2 = \frac{x_{sg}(RD + 1) + xRK_w}{RT(x_{sg}M + xT_j)} - A^2 \end{cases} \quad (11)$$

根据拉普拉斯逆变换可得系统频率的时域表达式为:

$$\Delta\omega(t) = -\Delta P_{fc}f(t) + \Delta P_{fc}K_{ec}f(t-\tau_0)u(t-\tau_0) + \frac{\Delta P_{fc}}{t_2}g(t-t_1)u(t-t_1) - \frac{\Delta P_{fc}}{t_2}g(t-t_1-t_2)u(t-t_1-t_2) \quad (12)$$

其中:

$$\left\{ \begin{aligned} f(t) &= \frac{1}{B} \left[ \frac{1}{A^2 + \omega_n^2} + \frac{\sqrt{(1+AT)^2 + (\omega_n T)^2}}{\omega_n \sqrt{A^2 + \omega_n^2}} \times e^{-At} \sin(\omega_n t + \varphi_1) \right] \\ \varphi_1 &= \arctan\left(\frac{-\omega_n}{T(A^2 + \omega_n^2) - A}\right) \\ g(t) &= \frac{1}{B} \left[ \frac{T(A^2 + \omega_n^2) - 2A}{(A^2 + \omega_n^2)^2} + \frac{1}{A^2 + \omega_n^2} t + \frac{\sqrt{(1-AT)^2 + (\omega_n T)^2}}{\omega_n (A^2 + \omega_n^2)} e^{-At} \sin(\omega_n t + \varphi_2) \right] \\ \varphi_2 &= \arctan\left(\omega_n \frac{T(A^2 + \omega_n^2) - 2A}{AT(A^2 + \omega_n^2) + \omega_n^2 - A^2}\right) \end{aligned} \right. \quad (13)$$

构网型参与调频后的系统频率时域表达式与仅含同步机调频时类似,这是由于构网型模拟了同步机的转子运动方程,此时系统等效惯性时间常数为  $M' = x_{sg}M + xT_j$ ,有功频率响应系数为  $D' = x_{sg}D + xK_w$ 。

(2) 当调速器和构网型同时饱和时,系统频率动态  $s$  域模型如图 9 所示,其中  $\Delta P_{max2}$  为构网型新能源功率备用最大值。

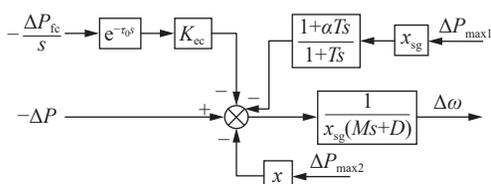


图 9 调速器及构网型同时饱和时系统频率  $s$  域模型  
Fig.9 The  $s$ -domain model of system frequency when both the speed governor and the grid-forming are simultaneously saturated

由叠加定理可得系统频率动态  $s$  域表达式为:

$$\Delta\omega(s) = \frac{\Delta P_{fc}(1 - K_{ec}e^{-\tau_0 s}) + x_{sg}(\Delta P_{max1} - \Delta P_{max2}) + \Delta P_{max2}}{x_{sg}s(Ms + D)(1 + Ts)} - \frac{\Delta P_{fc} \left[ -\frac{1}{t_2 s^2} e^{-t_1 s} + \frac{1}{t_2 s^2} e^{-(t_1+t_2)s} \right]}{[x_{sg}(Ms + D)]} + \frac{\Delta\omega_0(MTs + M + DT)}{(Ms + D)(1 + Ts)} + \frac{\Delta\omega'_0 MT}{(Ms + D)(1 + Ts)} \quad (14)$$

根据拉普拉斯逆变换,可得系统频率时域表达式为:

$$\Delta\omega(t) = -\frac{\Delta P_{fc} + x_{sg}(\Delta P_{max1} - \Delta P_{max2}) + \Delta P_{max2}}{x_{sg}} w(t) + \frac{\Delta P_{fc} K_{ec}}{x_{sg}} w(t-\tau_0)u(t-\tau_0) - \frac{\Delta P_{fc}}{t_2 x_{sg}} (-h(t-t_1)u(t-t_1) + h(t-t_1-t_2)u(t-t_1-t_2)) + \frac{\Delta\omega_0}{M-DT} \left( Me^{-\frac{D}{M}t} - DT e^{-\frac{1}{T}t} \right) + \frac{\Delta\omega'_0 MT}{M-DT} \left( e^{-\frac{D}{M}t} - e^{-\frac{1}{T}t} \right) \quad (15)$$

其中:

$$\left\{ \begin{aligned} h(t) &= -\frac{M}{D^2} + \frac{1}{D}t + \frac{M}{D^2} e^{-\frac{D}{M}t} \\ w(t) &= \frac{1}{D} - \frac{M}{D(M-DT)} e^{-\frac{D}{M}t} + \frac{T}{M-DT} e^{-\frac{1}{T}t} \end{aligned} \right. \quad (16)$$

不难发现,系统频率特性与构网型功率备用、短时功率扰动大小、构网型调频参数、同步机占比等有关,下文将进一步对频率紧急控制在上述因素下的适应性进行研究。

## 2.2 构网型功率备用及调频参数对紧急控制边界的影响

构网型能够模拟同步机摇摆方程,其中下垂控制环节在同步机摇摆方程中体现为阻尼系数,虚拟惯量控制环节在同步机摇摆方程中体现为转动惯量,但与同步机不同的是,这 2 个系数受新能源调频能力制约,不能无限制地调频。

选取短时性功率扰动大小为 0.3 p.u.,其他参数与上文参数取值相同。文中采用控制变量法研究构网型功率备用与调频参数对紧急控制边界的影响。对于相同的调频参数(下垂控制系数  $K_w$  均为 20,虚拟惯量系数  $T_j$  均为 3),构网型功率备用与紧急控制边界的关系如图 10 所示。图 10(a)中曲线下方的紧急控制比例系数会触发系统低频减载,为紧急控制动作量的下边界,图 10(b)中曲线上方的紧急控制比例系数会触发系统高频切机,为紧急控制动作量的上边界。

由图 10 可知,随着同步机占比不断增大,保持频率稳定所需的紧急控制动作量区间越来越小,且同步机占比与紧急控制上边界呈反比关系。此时,电网中承担主要调频任务的对象由同步机组转变为构网型,而构网型的调频能力由于受到功率备用的制约,比同步机组更弱。因此,在同一扰动下,系统的最低频率越大,紧急控制动作量区间越小。此外,构网型的功率备用与紧急控制下边界呈负相关,与上边界呈正相关,即功率备用越大,紧急控制的有效动作量的区间越大。

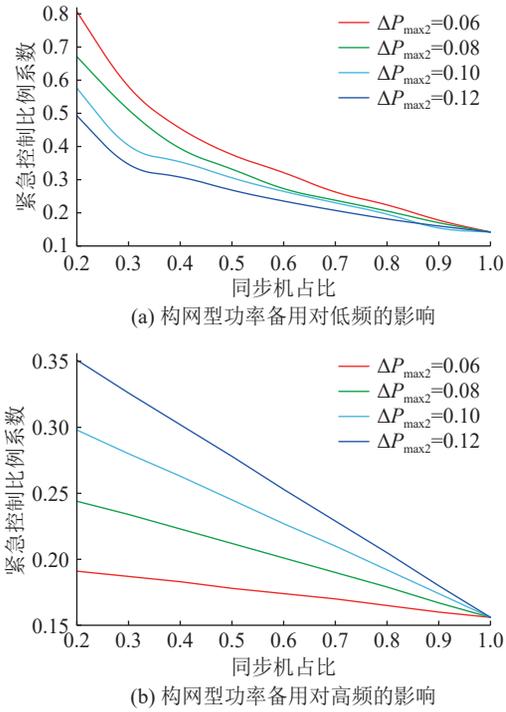


图 10 构网型功率备用对紧急控制边界的影响  
Fig.10 The impact of grid-forming power reserves on the boundary of emergency control

当构网型功率备用为-0.12~0.12 p.u.、虚拟惯量系数为 3 时,其下垂控制系数与紧急控制边界的关系如图 11 所示。

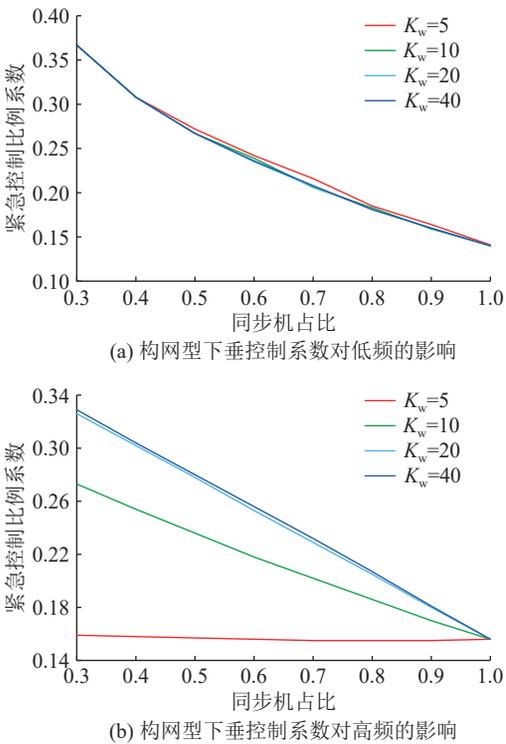


图 11 构网型下垂控制系数对紧急控制边界的影响  
Fig.11 The impact of grid-forming control coefficient on the boundary of emergency control

由图 11 可知,构网型下垂控制系数对系统低

频影响较小,对系统高频影响较大,且下垂系数越小,紧急控制的上边界越小,抑制系统高频的紧急控制动作量区间越小。

类似地,当构网型功率备用为-0.12~0.12 p.u.、下垂控制系数固定为 20 时,其虚拟惯量系数与紧急控制边界的关系如图 12 所示。可知,构网型虚拟惯量系数对系统的低频和高频影响均不大。

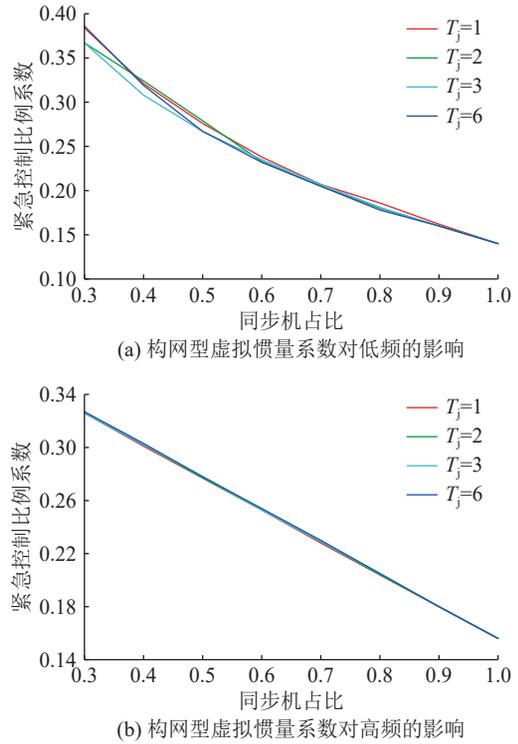


图 12 构网型虚拟惯量系数对紧急控制边界的影响  
Fig.12 The impact of grid-forming virtual inertia coefficient on the boundary of emergency control

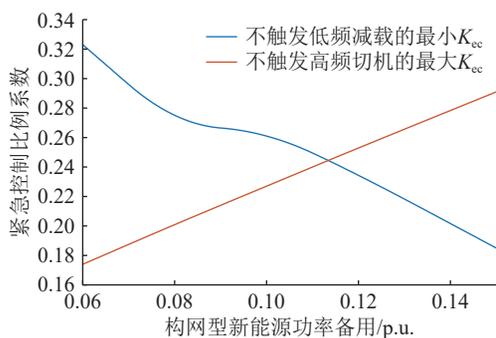
### 3 确保紧急控制有效的新能源调频性能要求

由 2.2 节可知,构网型功率备用对紧急控制的上、下边界均有影响,因此将进一步分析确保紧急控制有效的构网型功率备用要求。

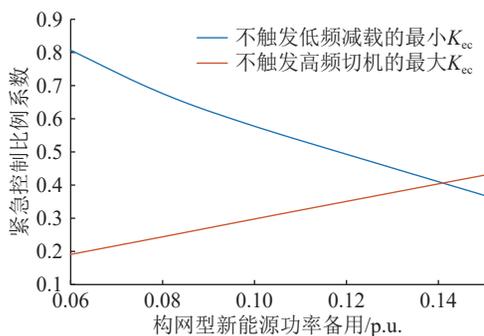
取短时性功率扰动大小为 0.3 p.u.,  $K_w$  为 20,  $T_j$  为 3,其他参数与 1.2 节保持一致。构网型功率备用与紧急控制边界的关系如图 13 所示。

由图 13 可知,构网型新能源占比为 0.4 时,其功率备用大于 0.113 p.u.才存在有效的紧急控制动作量区间;新能源占比增加到 0.8 时,其功率备用大于 0.14 p.u.,紧急控制才能有效动作。

对于某一特定电网,短时性功率扰动一定时,电网中构网型功率备用越大,紧急控制边界越大。根据国家标准<sup>[31]</sup>,新能源调频备用规定为 10%,但由于短时性功率扰动时频率跌落的深度越来越大,当构网型功率备用为 10% 时,紧急控制仍有可能因



(a) 新能源占比为0.4时的紧急控制边界



(b) 新能源占比为0.8时的紧急控制边界

图 13 不同构网型功率备用下的紧急控制边界

Fig.13 The boundary of emergency control under different grid-forming power reserves

动作量不足或过多而出现低频减载或高频切机现象。因此,在低惯量系统中,针对故障引起的短时性功率扰动问题,需要自适应整定构网型的功率备用容量,以便提高紧急控制的适应性。

#### 4 算例验证

文中在 IEEE 10 机 39 节点系统中进行仿真验证,系统运行参数如下:总负荷为 1 000 MW,采用恒功率模型,系统包含 7 台同步机和 3 座风电场,系统等效惯性时间常数  $M$  为 12 s。其中,同步机出力为 600 MW(同步机占比 0.6),新能源出力为 400 MW,风电场采用单机倍乘等值模型,单台风机的额定功率为 1.5 MW,3 座风电场出力分别为 250、50、100 MW。风机低电压穿越期间采用指定功率控制,功率控制值为 0,恢复初始值按照低电压期间实际功率控制,按照 40% 的额定有功功率恢复。

在仿真过程中,假设节点 4 与节点 14 之间发生短路故障,接地阻抗为 0,在故障发生 0.1 s 后进行切除。此时,系统出现了 300 MW 的短时不平衡功率扰动,单台风机功率如图 14 所示。

为验证模型的适用性,根据等值聚合法将 10 机 39 节点系统参数聚合为扩展 SFR 模型对应参数<sup>[32]</sup>。扩展 SFR 模型详细参数如表 1 所示,在此基础上得到不考虑构网型调频和频率紧急控制作用,即仅考虑同步机调频时的系统频率对比曲线,如

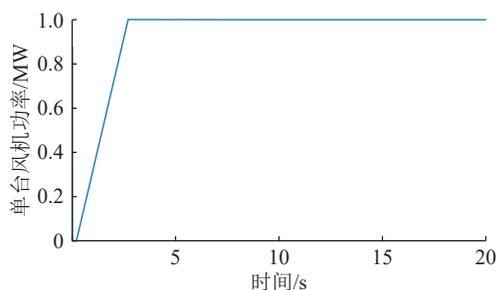


图 14 单台风机有功功率曲线

Fig.14 Active power curve of single wind turbine

图 15 所示。从图 15 中可以看出,理论模型与实际仿真模型结果较为一致,在系统发生 0.3 p.u.的短时功率扰动后,频率偏差最大可达 -2.2 Hz,表明短时功率扰动会对系统频率产生显著影响,仅仅依靠同步机的惯性无法有效改善系统频率。

表 1 扩展 SFR 模型详细参数

Table 1 Detailed parameters of the extended SFR model

参数	数值
同步机占比	0.6
涡轮机特征系数	0.333
涡轮机等效时间常数/s	6
同步机调速器调差率	0.05
同步机调速器限幅/p.u.	-0.04~0.04
构网型功率备用区间/p.u.	-0.113~0.113
同步机等效惯性时间常数/s	12
负荷有功频率响应系数	2
构网型一次调频系数	20
构网型虚拟惯量系数	3
紧急控制延时/s	0.2

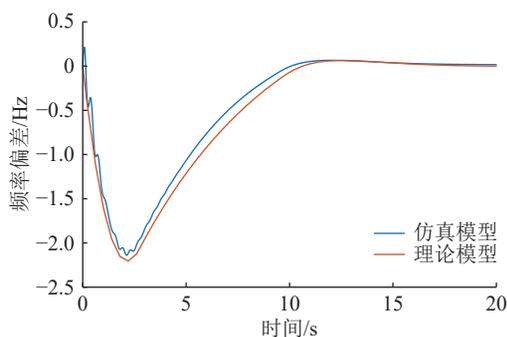


图 15 仅考虑同步机调频的系统频率曲线

Fig.15 System frequency curves considering synchronous machine frequency regulation

图 16 为考虑构网型调频的系统频率对比曲线,在此过程中,构网型下垂控制系数为 20,虚拟惯量系数为 3,功率备用为 0.113 p.u.。此时系统最低频率偏差为 -1.6 Hz,与图 15 相比,构网型能够改善系统频率,但仍不足以完全保证系统频率的安全性,系统仍然可能触发校正控制。

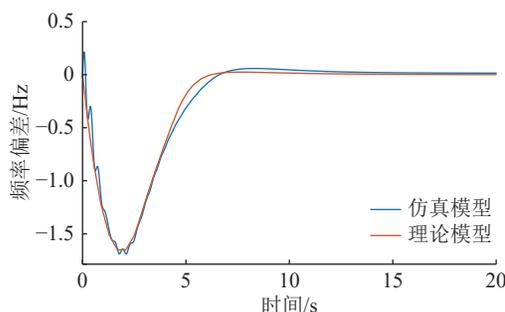


图 16 不考虑紧急控制作用时的系统频率曲线

Fig.16 System frequency curves without considering the effects of emergency control

为进一步验证紧急控制边界的合理性,在相同的构网型功率备用(0.113 p.u.)下采用不同的紧急控制动作量,并将结果与图 13(a)比对。图 17 为不同紧急控制动作量的频率曲线,可见频率紧急控制能够有效改善系统频率,但不合理的动作量仍然可能触发校正控制。图 13(a)中曲线交点处的  $K_{ec}$  为 0.244,紧急控制比例系数高于该值会使系统出现高频现象,低于该值会使系统出现低频现象。由图 17 可知,  $K_{ec}=0.30$  或  $K_{ec}=0.16$  均为不合理的紧急控制动作量,与图 13(a)中的结论基本相符。

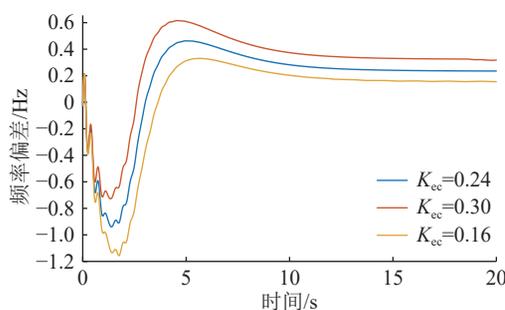


图 17 不同紧急控制动作量下的系统频率曲线

Fig.17 System frequency curves under different emergency control actions

以上 IEEE 10 机 39 节点系统的算例结果可以说明文中所用扩展 SFR 模型的有效性。通过确定某一工况下的紧急控制边界,可以为实际系统中的紧急控制策略表筛选出不合理的紧急控制动作量。

## 5 结论

随着新能源大规模接入电网并逐步替代同步机组,系统的惯量水平持续下降,电力系统抗扰能力也逐渐降低。在系统  $N-1$  短路故障下,大量新能源可能进入低电压穿越状态,易引发短时性功率扰动,这对频率紧急控制的有效性提出了新的挑战。文中主要有以下结论:

(1) 低惯量系统下,频率紧急控制在应对短时

性功率扰动问题时,动作量不足会导致低频问题,而动作量过大会导致高频问题,这些因素均限制了频率紧急控制的边界范围。若新能源不提供调频能力,随着短时性功率扰动的增加,紧急控制的有效动作区间会逐步缩小。因此,新能源需要承担调频任务,以扩大频率紧急控制的有效动作区间。

(2) 构网型功率备用对频率紧急控制的上、下边界影响较大。当电力系统运行于特定工况时,为确保紧急控制动作量区间的有效性,构网型功率备用须满足最低要求。为增大频率紧急控制的有效动作区间,可以采用增加构网型功率备用等措施。

此外,后续还将对跟网型新能源参与电力系统调频以及同时存在跟网、构网型新能源参与电力系统调频下的频率紧急控制适应性进行分析。

### 参考文献:

- [1] 丁怡婷. 我国风电太阳能发电装机超 11 亿千瓦[N]. 人民日报, 2024-04-24(1).  
DING Yiting. The installed capacity of wind and solar power generation in our country has exceeded 1.1 billion kilowatts[N]. People's Daily, 2024-04-24(1).
- [2] 谢小荣, 贺静波, 毛航银, 等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 461-475.  
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-475.
- [3] 李登峰, 张澳归, 刘育明, 等. 考虑设备安全的新能源场站参与电网频率协调控制方法[J]. 智慧电力, 2023, 51(9): 8-15, 96.  
LI Dengfeng, ZHANG Aogui, LIU Yuming, et al. Frequency coordination control method of power system contained renewable energy stations considering equipment safety[J]. Smart Power, 2023, 51(9): 8-15, 96.
- [4] 张礼浩, 刘翔宇, 顾雪平, 等. 新型电力系统频率安全稳定研究综述及展望[J]. 浙江电力, 2024, 43(10): 12-26.  
ZHANG Lihao, LIU Xiangyu, GU Xueping, et al. Review and prospects of frequency security and stability research in new-type power systems[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(10): 12-26.
- [5] 李东东, 董楠, 姚寅, 等. 考虑频率响应分散性及系统分区的含风电系统等效惯量估计[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(3): 36-45.  
LI Dongdong, DONG Nan, YAO Yin, et al. Equivalent inertia estimation of a power system containing wind power considering dispersion of frequency response and system partitioning[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(3): 36-45.
- [6] Joint NERC and Texas RE Staff. Odessa disturbance report 2021[R]. North American Electric Reliability Corporation, 2021.
- [7] Joint NERC and Texas RE Staff. Odessa disturbance report 2022[R]. North American Electric Reliability Corporation, 2022.
- [8] 吴林林, 赵伟, 徐曼, 等. 考虑风电机组故障穿越特性的电压反复波动机理分析与抑制[J]. 全球能源互联网, 2022, 5(3): 290-297.

- WU Linlin, ZHAO Wei, XU Man, et al. Mechanism analysis and suppression of repeated voltage fluctuation considering fault ride through characteristics of the wind turbine[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2022, 5(3): 290-297.
- [9] 刘洋, 王聪颖, 夏德明, 等. 电网故障导致大面积风电低电压穿越对电网频率的影响分析及措施[J]. *电网技术*, 2021, 45(9): 3505-3514.
- LIU Yang, WANG Congying, XIA Deming, et al. Influence of large area wind power low voltage ride-through on power grid frequency caused by power grid faults[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(9): 3505-3514.
- [10] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 446-464.
- YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yening, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2): 446-464.
- [11] 李国庆, 刘先超, 辛业春, 等. 含高比例新能源的电力系统频率稳定研究综述[J]. *高电压技术*, 2024, 50(3): 1165-1181.
- LI Guoqing, LIU Xianchao, XIN Yechun, et al. Research on frequency stability of power system with high penetration renewable energy: a review[J]. *High Voltage Engineering*, 2024, 50(3): 1165-1181.
- [12] 李威, 朱玲, 祁晓婧, 等. 新能源自同步电压源接入电力系统频率特性分析[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(17): 38-46.
- LI Wei, ZHU Ling, QI Xiaojing, et al. Frequency characteristic analysis for power system with integration of renewable energy by self-synchronous voltage source[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(17): 38-46.
- [13] 陈可欣, 辛焕海, 高晖胜, 等. 计及多模态分量的新能源电力系统节点频率分析方法[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(10): 136-144.
- CHEN Kexin, XIN Huanhai, GAO Huisheng, et al. Nodal frequency analysis method for renewable energy power system considering multimodal components[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(10): 136-144.
- [14] 龚浩岳, 周勤勇, 郭强, 等. 高比例新能源接入场景电力系统频率分析模型改进与应用[J]. *电网技术*, 2021, 45(12): 4603-4612.
- GONG Haoyue, ZHOU Qinyong, GUO Qiang, et al. Improvement and application of frequency analysis modules for power system in high proportion of renewable energy situation[J]. *Power System Technology*, 2021, 45(12): 4603-4612.
- [15] CHEN B B, LUO H Y, YU L J, et al. An improved system frequency response model considering load rectifications [C]//2023 IEEE 2nd International Power Electronics and Application Symposium (PEAS). Guangzhou, China. IEEE, 2023: 2214-2218.
- [16] CHEN X J, DONG H Y, ZHANG Y. A new power system frequency response model with different types of generator units[C]//2022 3rd International Conference on Advanced Electrical and Energy Systems (AEES). Lanzhou, China. IEEE, 2022: 121-127.
- [17] 张红丽, 刘福锁, 李威. 考虑新能源短时波动的大电网在线暂态安全稳定控制方法[J]. *电力系统自动化*, 2023, 47(20): 166-173.
- ZHANG Hongli, LIU Fusuo, LI Wei. Online control method for transient safety and stability of large-scale power grid considering short-term fluctuations of renewable energy[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2023, 47(20): 166-173.
- [18] 丁浩寅, 周磊, 黄志光, 等. 新能源与多馈入直流的受端电网频率紧急控制策略[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(11): 74-83.
- DING Haoyin, ZHOU Lei, HUANG Zhiguang, et al. Frequency emergency control strategy for receiving grid with new energy and multi-feed-in DC[J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(11): 74-83.
- [19] 褚旭, 许立强, 严亚兵, 等. 新型电力系统频率紧急控制改进方案研究[J]. *湖南电力*, 2022, 42(4): 13-17, 22.
- CHU Xu, XU Liqiang, YAN Yabing, et al. Research on improvement scheme of frequency emergency control for new power system[J]. *Hunan Electric Power*, 2022, 42(4): 13-17, 22.
- [20] 柳劲松, 马宁宁, 刘舒. 高比例风电系统宽频振荡紧急控制策略研究[J]. *全球能源互联网*, 2024, 7(5): 558-566.
- LIU Jinsong, MA Ningning, LIU Shu. Study on emergency control strategy of wideband oscillation in power systems with high-percentage wind power[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2024, 7(5): 558-566.
- [21] 苏大威, 郝雨辰, 高水朋, 等. 基于储能惯性响应的电网紧急频率控制方法[J]. *全球能源互联网*, 2023, 6(6): 640-649.
- SU Dawei, HAO Yuchen, GAO Shuipeng, et al. Grid emergency frequency control method based on energy storage inertial response[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(6): 640-649.
- [22] 吴雪莲, 李兆伟, 刘福锁, 等. 大功率扰动下计及系统频率分布特性的紧急控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(3): 104-114.
- WU Xuelian, LI Zhaowei, LIU Fusuo, et al. Analysis of the emergency control strategy of system frequency considering system frequency distribution characteristics under large power disturbance[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(3): 104-114.
- [23] 陈韦韬, 吴翔宇, 许寅, 等. 面向暂态功角稳定提升的水光互补发电系统紧急切机控制[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 658-671.
- CHEN Weitao, WU Xiangyu, XU Yin, et al. Emergency generator tripping control of integrated systems with photovoltaic and hydropower generation for improving transient power angle stability[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2): 658-671.
- [24] 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): 506-514.
- SUN Ming, XU Fei, CHEN Lei, et al. Optimal auxiliary frequency control strategy of wind turbine generator utilizing rotor kinetic energy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(2): 506-514.
- [25] 胡加伟, 王彤, 王增平. 直流闭锁后系统暂态稳定紧急协同控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(4): 43-52.
- HU Jiawei, WANG Tong, WANG Zengping. Collaborative emergency control strategy of system transient stability after DC blocking[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(4): 43-52.

- [26] 钟祖浩, 文云峰, 叶希, 等. 多类型资源协调的“双高”送端电网频率紧急控制策略[J]. 电网技术, 2024, 48(9): 3801-3811. ZHONG Zuhao, WEN Yunfeng, YE Xi, et al. Emergency frequency control strategy for double-high sending-end grids with coordination of multiple resources[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3801-3811.
- [27] 李兆伟, 方勇杰, 吴雪莲, 等. 频率紧急控制中动作时延和措施量对低惯量系统控制有效性的影响[J]. 电工技术学报, 2024, 39(17): 5394-5405. LI Zhaowei, FANG Yongjie, WU Xuelian, et al. Influence of action delay and amount on the control effectiveness of low inertia systems in frequency emergency control[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(17): 5394-5405.
- [28] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021. State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical specification for connecting wind farm to power system: part 1: on shore wind power: GB/T 19963.1-2021[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021.
- [29] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 光伏电站接入电力系统技术规定: GB/T 19964—2024[S]. 北京: 中国标准出版社, 2024. State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Technical requirements for connecting photovoltaic power station to power system: GB/T 19964-2024[S]. Beijing: Standards Press of China, 2024.
- [30] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994: 395-428.
- [31] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 并网电源一次调频技术规定及试验导则: GB/T 40595—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021. State Administration for Market Regulation, Standardization Administration of the People's Republic of China. Guide for technology and test on primary frequency control of grid-connected power resource: GB/T 40595-2021[S]. Beijing: Standards Press of China, 2021.
- [32] 樊益凤. 广域电力系统高阶频率响应模型及时空动态分布关系研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2021. FAN Yifeng. Research on relationship between high-order frequency response model and temporal and spatial distribution of wide-area power system [D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2021.

#### 作者简介:



王双双

王双双(1999), 女, 硕士在读, 研究方向为电力系统安全分析与稳定控制(E-mail: wss1880701@163.com);

吴雪莲(1989), 女, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统安全分析与稳定控制工作;

李兆伟(1985), 男, 硕士, 高级工程师, 从事电力系统安全分析与稳定控制工作。

## Analysis of the adaptability of frequency emergency control considering the active support characteristics of grid-forming new energy

WANG Shuangshuang<sup>1</sup>, WU Xuelian<sup>1</sup>, LI Zhaowei<sup>1</sup>, ZHU Ling<sup>1</sup>, DAI Yuchen<sup>1</sup>, CAI Defu<sup>2</sup>

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;

2. State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Wuhan 430077, China)

**Abstract:** With the access of high proportions of new energy, synchronous generators are gradually phased out. On one hand, system inertia is reduced. On the other hand, during short-circuit faults, the low-voltage ride-through characteristics of new energy may result in short-term power disturbance, leading to rapid drops in grid frequency. Frequency emergency control, as a critical measure to safeguard frequency stability after grid faults, may encounter issues such as delayed actions or improper control actions resulting in high or low frequency events. To address these challenges, a frequency response model incorporating frequency emergency control is established. The boundaries of emergency control effectiveness under typical conditions are studied. Furthermore, a frequency response model that considers both frequency emergency control and grid-forming new energy is developed. Based on this model, the influence of various frequency control parameters, such as power reserves of new energy and droop control coefficients, on the effectiveness of frequency emergency control is analyzed comprehensively. Requirements for frequency regulation performance of grid-forming new energy to ensure effective emergency control are provided. Finally, the frequency model and the proposed effectiveness boundaries of emergency control are verified using simulations on the IEEE 10-machine 39-bus system. The results show that the participation of grid-forming new energy in frequency regulation can effectively extend the operating boundaries of emergency control, and its power reserve has a significant impact on the upper and lower boundaries of frequency emergency control effectiveness.

**Keywords:** frequency response model; frequency emergency control; short-term power disturbance; grid-forming new energy; emergency control action; low inertia system

(编辑 陆海霞)