基于 TOPSIS 算法的多 VSG 单元协同控制策略

孟建辉,赵彭辉,王 毅,张 赟

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,河北 保定 071003)

摘要:基于电力电子变流器的非同步机电源采用虚拟同步发电机(VSG)控制技术可以实现其对电网的友好 支撑,但各VSG单元共同运行时存在虚拟惯量分配及协同支撑电网问题。为更好地实现多VSG单元在提供 惯性支撑时的协同配合,提出一种基于逼近于理想值排序方法(TOPSIS)的多VSG单元协同控制策略。首 先,通过系统中各储能端的剩余容量和系统频率变化率,对含多VSG单元的系统总惯量大小进行调整;其次, 综合考虑各VSG单元的储能荷电状态、换流器容量、储能充放电功率限制等指标差异,结合TOPSIS算法对各 VSG单元的虚拟惯量进行合理分配和实时调整,以维持各VSG单元的安全运行,同时减小系统频率波动;进 一步建立了含多VSG单元的六端系统小信号模型,对协同控制中的主要参数进行了稳定性分析;最后,通过 搭建硬件在环实验平台对所提协同控制策略的有效性进行了验证,结果表明所提方法可以较好地实现多 VSG单元的协同运行。

DOI:10.16081/j.epae.202009017

0 引言

光伏发电作为清洁高效的可再生能源,在电力 系统中的装机规模持续增加^[1],传统机组在电网中 的占比随之减小。同时,光伏发电通过电力电子换 流器接入电网时,本身并不具有惯性,导致系统总的 惯性能力减小。为缓解这一问题,虚拟同步发电机 VSG(Virtual Synchronous Generator)技术受到了广 泛关注。

光伏与储能装置协同运行时,采用VSG控制可 以实现友好型并网。同时,VSG控制下的光储单元 在运行过程中会受到系统相关性能参数的制约, 储能荷电状态SOC(State Of Charge)是其中一个重 要因素。文献[2]提出将光伏出力和储能SOC与 VSG控制中的有功输出相关联,使储能运行在安全 状态。文献[3]引入遗传-模拟退火算法,根据储能 SOC实时调整储能在系统频率波动时所能提供的功 率支撑,维持了储能的自身容量。文献[4]在储能容 量不足时,通过对换流器控制中的VSG模式和下垂 模式进行切换,实现了光伏和储能的协同配合。 VSG单元中虚拟惯量相对于实际同步机惯量的独 特优势在于其灵活可控^[57],文献[8]对扰动时的频 率变化过程进行区分,根据频率变化率实时调整系 统惯性,更快地恢复了系统的稳定运行。在此基础

收稿日期:2020-05-08;修回日期:2020-07-17

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807064);河北省 自然科学基金资助项目(E2018502152)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807064) and the Natural Science Foundation of Hebei Province(E2018502152) 上,文献[9-10]分析了阻尼系数对频率恢复的作用, 提出了惯性和阻尼系数实时调整的自适应控制策略。实际情况下,在对虚拟惯量进行灵活调整时,除 了考虑系统频率变化率,将储能SOC、换流器额定容 量等影响VSG单元安全运行的因素也作为多约束 的指标,可以更好地实现VSG单元的稳定运行^[11]。

现有文献中对单个VSG单元的研究已经比较 成熟,随着可再生能源的并网规模增加,探寻多个 VSG单元的协同运行方法日益重要。文献[12]提出 了"惯性中心"的概念,通过将计算出的惯性中心频 率值引入各VSG单元的有功功率控制中,更好地维 持了系统的稳定性。文献[13]侧重于多VSG单元 中下垂系数对各VSG单元功率输出的影响,未对惯 性问题进行详细研究。多VSG单元的复杂结构使 得控制参数的选取更加困难,文献[14]构建相关目 标函数,采用多目标优化的方法提取了多逆变器系 统在下垂和VSG控制模式下的全局最优值。现有 文献关于多VSG单元的研究中,各VSG单元的惯量 大小基本一致,而实际运行中,由于各VSG单元的 储能SOC、并网逆变器容量、储能充放电功率限值等 性能参数存在差异,各单元的惯性支撑能力也不尽 相同。为了更好地维持系统的稳定运行,应根据各 VSG单元的性能差异确定各单元的惯性支撑能力, 实现统筹分配,协同控制。

针对上述问题,本文充分利用虚拟惯量灵活可 控的特点,提出了一种基于逼近于理想值排序方法 TOPSIS(Technique for Order Preference by Similarity to an Ideal Solution)的多VSG单元协同控制策 略。首先,通过储能总剩余容量和系统频率变化率 对系统总惯量的大小进行调整。其次,以储能SOC、 换流器可调容量、储能充放电可调功率、系统单位时 间功率可调量作为评价各VSG单元惯性支撑能力 的指标。然后,结合储能充放电工作状态,确定各 VSG单元中各项评价指标的评分大小并进行规范化 处理。对于TOPSIS算法中多指标综合评价时涉及 的权重系数采用变异系数法,使得评价结果更加准 确地反映实际运行情况。最后,通过运用TOPSIS算 法所得到的各VSG单元惯性支撑能力综合评分值, 合理分配各VSG单元的虚拟惯量。此外,建立含多 VSG单元的六端交流系统小信号模型,利用根轨迹 法分析协同控制中主要控制参数对系统稳定性的影 响。同时,通过硬件在环实验系统对所提协同控制 策略的有效性进行验证。

1 六端系统拓扑结构及VSG控制

1.1 六端系统拓扑结构

本文研究对象为如附录A中图A1所示的六端 交流系统,发电机组G₁、G₂为传统发电机组,其中G₁ 保持恒功率运行,G₂承担系统的二次调频任务。 VSG₁—VSG₃单元均为光储发电单元,各VSG单元 拓扑结构与控制策略一致。光伏发电的DC-DC变 换器运行在最大功率点跟踪模式,而储能装置采用 定直流电压控制,系统运行中负荷投切所带来的功 率扰动由储能装置来承担,两者通过各自的DC-DC 变换器汇集到直流母线,再经过并网逆变器与交流 电网连接。系统正常运行时负载有功P₁保持恒定。

1.2 VSG 控制策略

各光储单元的并网换流器采用VSG控制,VSG 控制下的功角关系如下^[15]:

$$\begin{cases} 2H \, \mathrm{d}\omega/\mathrm{d}t = P_{\mathrm{ref}} - P_{\mathrm{o}} - K_{\mathrm{d}}(\omega - \omega_{\mathrm{g}}) \\ \mathrm{d}\varphi/\mathrm{d}t = \omega \end{cases}$$
(1)

其中,H为虚拟惯量; P_{ref} 、 P_o 分别为VSG控制中的有 功调度指令和逆变器的实际输出功率; K_a 为阻尼系 数; ω 、 ω_g 分别为逆变电源的角频率和交流电网角频 率; φ 为逆变电源的相角。

虚拟惯量具有灵活可控的特点,灵活虚拟同步 发电机 FVSG(Flexible Virtual Synchronous Generator)控制可充分发挥这一优势,更好地实现系统中的 动态频率追踪,FVSG控制方程如下^[16]:

$$H_{\text{FVSG}} = \begin{cases} k_1 \left| df/dt \right|^{k_2} + H_0 & \left| df/dt \right| \ge M \\ H_0 & \left| df/dt \right| < M \end{cases}$$
(2)

其中, H_{FVSC} 为FVSG控制下的虚拟惯量; k_1 、 k_2 为虚拟 惯量调整系数; H_0 为数值较小的常数;M为虚拟惯量 切换时的阈值;f为系统频率。正常运行时频率变 化率很小, H_{FVSC} 保持为 H_0 ;系统中存在功率扰动时, 频率变化率大于M, H_{FVSC} 随着频率的变化动态调整, 为系统提供灵活的惯性支撑。

2 基于TOPSIS算法的多VSG单元协同控制策略

2.1 多VSG单元的总惯量调整

储能的剩余容量对于所研究系统的稳定运行至 关重要,为了保护系统中储能SOC在安全状态,对式 (2)进行完善和改进,确定系统中各VSG单元的总 惯量大小。首先通过储能总容量和系统频率变化率 确定各VSG单元可提供的总惯量大小。系统可提 供的总惯量为:

$$H_{\rm T} = \alpha k_1 \left| \,\mathrm{d}f \,/\mathrm{d}\,t \right|^{\kappa_2} \tag{3}$$

其中, $H_{\rm T}$ 为系统的总惯量大小; α 为根据系统中所含 3个储能装置的总容量对总惯量的调整系数, α 的引 入是为了根据储能总容量对总惯量进行调整,更好 地保护系统中的储能总容量,维持储能安全运行。 定义储能安全运行上限为 $\delta_{\rm soc,a}$ =90%,安全运行下 限为 $\delta_{\rm soc,a}$ =10%。现对 α 的取值进行如下说明。

(1)系统扰动需要储能充电时:

$$\alpha = \frac{\sum_{i=1}^{3} S_{\text{N}i} (\delta_{\text{SOC, d}} - \delta_{\text{SOC, i}})}{\sum_{i=1}^{3} S_{\text{N}i} (\delta_{\text{SOC, d}} - \delta_{\text{SOC, N}})}$$
(4)

其中, S_{Ni} 为第i个VSG单元的储能额定容量; $\delta_{SOC,N}$ 为储能的正常SOC参考值,这里取50%; $\delta_{SOC,i}$ 为第i个VSG单元的储能实际SOC,各储能端剩余容量越少即 $\delta_{SOC,i}$ 越小,各储能端可充电能力越强,充电时可提供惯性越大。

(2)系统扰动需要储能放电时:

$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^{3} S_{Ni}(\delta_{\text{SOC},i} - \delta_{\text{SOC},a})}{\sum_{i=1}^{3} S_{Ni}(\delta_{\text{SOC},N} - \delta_{\text{SOC},a})}$$
(5)

各储能端剩余容量越多即δ_{soc,i}越大,各储能端 放电能力越强,放电时可提供惯性越大。

2.2 多VSG单元的惯性分配策略

系统总惯量大小确定后,各VSG单元的惯性分 配采用TOPSIS算法,惯性分配中涉及的4个评价指 标为:储能SOC、换流器可调容量 ΔP_N 、储能充放电 可调功率 ΔP_{bat} 、系统单位时间功率可调量 ΔP_{tmax} 。下 面对 ΔP_N 、 ΔP_{bat} 的含义进行简要说明,具体含义 如下:

$$\begin{cases} \Delta P_{\rm N} = P_{\rm N} - |P_{\rm o}| \\ \Delta P_{\rm bat} = P_{\rm bat, N} - |P_{\rm bat}| \end{cases}$$
(6)

其中,P_N为换流器的额定容量;P_{bat,N}为储能的充放电 功率上限;P_{bat}为储能的实际充放电功率。

各VSG单元的惯性支撑能力构成一个方案集A (包含方案a₁、a₂、a₃),评价各VSG单元的虚拟惯性能

(12)

力的4个指标构成评价各方案优劣的属性指标向量 $X_i = [x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, x_{i4}]$,其中i = 1, 2, 3,属性指标 X_i 唯一地 表征方案 a_i 。

正理想解Z由各项指标中的最优值组成,为组 合出的虚拟方案,而负理想解Z[®]则由各项指标中的 最差值组成。正理想解的确定原则为储能处于放电 状态时SOC最大的选项评分最优,处于充电状态时 SOC最小的选项评分最优; ΔP_{N} 、 ΔP_{bat} 、 ΔP_{tmax} 这3项指 标均为数值越大,评分越高。惯性分配时,将方案集 A中的各备选方案 a_i与正理想解Z[®]和负理想解Z[®]的 距离进行比较,既靠近正理想解又远离负理想解的 方案对应于方案集A中惯性支撑能力最大的VSG单 元,依次确定各VSG单元的惯性支撑能力。

基于TOPSIS算法的惯性比例分配流程如下。

(1)写出方案集A的详细矩阵表达式,矩阵第*i* 行代表第*i*个VSG单元的评价方案,此行中第*j*个元 素*x_{ij}*代表第*i*个VSG单元在第*j*个指标中的评分大 小,即:

$$A = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & x_{14} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & x_{24} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} & x_{34} \end{bmatrix}$$
(2) 对各评价指标进行规范化处理:

$$y_{ij} = x_{ij} / \sqrt{\sum_{i=1}^{3} x_{ij}^{2}}$$
(7)

处理后的规范化矩阵为:

$$\boldsymbol{B} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} & y_{14} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} & y_{24} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} & y_{34} \end{bmatrix}$$

(3)构成加权规范矩阵。

a. 各项指标中的权重系数采用变异系数法,变 异系数公式为:

$$V_j = \sigma_j / \bar{x}_j \quad j = 1, 2, 3, 4$$
 (8)

其中, V_j 为第j项指标的变异系数; σ_j 为第j项指标的标准差; x_i 为第j项指标的平均数。

各项指标的权重系数为:

$$W_{j} = V_{j} / \sum_{k=1}^{4} V_{k}$$
(9)

其中,W;为第j项指标的权重系数。

b. 由权重系数和规范化矩阵求得加权规范矩阵为:

$$Z = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} & y_{14} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} & y_{24} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} & y_{34} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & W_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & W_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & W_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} & z_{14} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} & z_{24} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} & z_{34} \end{bmatrix}$$

(4)由加权规范矩阵和系统运行状态确定正理 想解Z^{*}和负理想解Z⁰,计算各备选方案到正、负理想 解的距离。

备选方案 a_i 到正理想解的距离 d_i^* 为:

$$d_i^* = \sqrt{\sum_{j=1}^4 (z_{ij} - z_j^*)^2}$$
(10)

其中,*z*^{*}为正理想解中第*j*项指标的数值。 备选方案 a,到负理想解的距离 *d*[°]为:

$$I_i^0 = \sqrt{\sum_{j=1}^4 (z_{ij} - z_j^0)^2}$$
(11)

其中,z⁰为负理想解中第j项指标的数值。

(5)计算各方案的综合评价指数和惯性分配 占比。

备选方案
$$a_i$$
的综合评价指数 C_i^* 为:
 $C_i^* = d_i^0 / (d_i^0 + d_i^*)$ $i = 1, 2, 3$

备选方案a,的惯性分配占比*K*,为:

$$K_i = C_i^* / \sum_{i=1}^3 C_i^*$$
(13)

即综合评价指数越高,在惯性分配中占比越大。 (6)计算各VSG单元的惯性系数:

$$H_{i} = \begin{cases} K_{i}H_{T} + H_{a} & |df/dt| \ge M \\ H_{a} & |df/dt| < M \end{cases}$$
(14)

其中,*H*_i为第*i*个VSG单元的虚拟惯量;*H*_a为数值较小的常数。

综上所述,系统中出现功率扰动时,系统频率会 偏离额定值,同时频率变化率较大,多VSG单元基 于TOPSIS算法的惯性分配策略,首先根据系统中储 能的总剩余容量和频率变化率确定系统总惯量,再 根据各VSG单元的性能系数差异进行合理的惯性 分配,具体控制过程如图1所示。图1中, f_N 为系统 额定频率; ΔP_{Ni} 、 ΔP_{tmaxi} 分别为第i个VSG单元 的换流器可调容量、储能充放电可调功率、系统单位 时间功率可调量。



图 1 多 VSG 单元基于 TOPSIS 算法的协同控制框图 Fig.1 Block diagram of collaborative control of multiple VSG units based on TOPSIS algorithm

3 系统小信号建模分析

图 A1 所示的六端交流系统结构复杂,涉及的控制参数较多,这些控制参数的选取会给系统的稳定性带来较大的影响,如果参数选取得不合理,很容易造成系统振荡等问题,破坏系统的稳定运行。在维持系统稳定运行的基础上,进行所提协同控制策略的有效性验证才具有意义,因此需要对所提控制策略中的关键参数进行合理的取值。对图 A1 所示的 六端系统进行小信号建模分析,采用根轨迹分析的 方法研究关键参数对系统的影响。六端系统中的发 电机组 G₁的有功输出和 P₁在运行中基本保持恒定, 因此对系统稳定性的影响较小,本次建模不再对两 者进行详细考虑,以下重点阐述各 VSG 单元及调频 机组 G₂的建模方法。

3.1 各VSG单元的小信号模型

各 VSG 单元的结构相同,建模过程相似,现以 VSG₁单元进行小信号建模为例进行分析。VSG₁单 元的等效电路如图2所示。图中, U_{\circ} , φ_{1} 分别为逆变 电源的输出电压幅值和相角; $R_{\cdot}X$ 分别为输电线路 的电阻和电抗; $E \angle 0^{\circ}$ 为电网侧交流电压。



图2 VSG₁单元并网等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of VSG₁ unit grid-connection

由 VSG₁单元的等效电路得该单元中逆变器的 实际输出功率 *P*_a为:

$$P_{o1} = \frac{RU_{o}^{2} - RU_{o}E\cos\varphi_{1} + XU_{o}E\cos\varphi_{1}}{R^{2} + X^{2}}$$
(15)

VSG₁单元的状态空间表达式为:

$$\begin{cases} \frac{\mathrm{d}\omega}{\mathrm{d}t} = \frac{1}{2H_1} \left[P_{\mathrm{ref}} - P_{\mathrm{ol}} - K_{\mathrm{d}} \left(\omega - \omega_{\mathrm{g}} \right) \right] \\ \frac{\mathrm{d}\varphi_1}{\mathrm{ls}} = \omega \end{cases}$$
(16)

将式(16)线性化后得到VSG₁单元的小信号模型为:

$$\Delta \boldsymbol{x}_{\rm b1}' = \boldsymbol{A}_{\rm b1} \Delta \boldsymbol{x}_{\rm b1} \tag{17}$$

其中, $\Delta x_{h1} = [\Delta \varphi'_1 \Delta \varphi_1]^T$;系数矩阵 A_{h1} 的表达式见附录B中式(B1)。VSG₂单元和VSG₃单元的建模过程与此类似,相关的系数矩阵表达式见附录B中式(B2),不再赘述。

3.2 调频机组G₂的小信号模型

调频机组 G₂的小信号模型如附录 B 中图 B1 所示,主要包括 PI 控制环、原动机模型、调速器模型和 功率平衡环节。其中原动机的输出特性用如下传递 函数来表示^[17]:

$$\frac{P_{\rm m}}{u} = \frac{k_{\rm pm}}{\tau_{\rm pm} + 1} \frac{1 - \tau_{\rm d} s}{\tau_{\rm d} s + 1}$$
(18)

其中,u为原动机的输入信号; P_m 为原动机的机械输 出功率; k_{pm} 为燃油喷射系统的增益之和; τ_{pm} 为燃油 喷射系统时间常数; τ_a 为原动机的迟滞响应时间。

由图B1可得调频机组G2的状态空间表达式为:

$$\begin{cases} J_{G2} \frac{d\omega_{r}}{dt} = \frac{P_{m} - (P_{L} - P_{BESS} - P_{G1})}{\omega_{ref}} - k_{L}\omega_{r} \\ \frac{d\varphi_{r}}{dt} = \omega_{ref} - \omega_{r} \\ \frac{dx_{1}}{dt} = -\frac{1}{\tau_{pm}} x_{1} + \frac{k_{pm}}{\tau_{pm}} \left[K_{p} (\omega_{ref} - \omega_{r}) + K_{i}\varphi_{2} \right] \\ \frac{dx_{2}}{dt} = -\frac{1}{\tau_{d}} x_{2} + x_{1} \end{cases}$$
(19)

其中, J_{G2} 为 G_2 的转动惯量; ω_{ref} 为系统的额定角频率; ω_r 为 G_2 的角频率; P_{BESS} 为3个VSG单元输入电网的 功率之和; k_L 为调速器的参数; P_{G1} 为 G_1 的功率输出; x_1, x_2 为原动机模型中的状态变量; K_p, K_i 为PI控制器 的参数。

由式(19)得到G₂的状态空间表达式为:

$$\Delta \boldsymbol{x}_{G2}^{\prime} = \boldsymbol{A}_{G2} \Delta \boldsymbol{x}_{G2} + \sum_{i=1}^{3} \boldsymbol{B}_{i} \Delta \boldsymbol{x}_{bi}$$
(20)

其中, $\Delta x_{G2} = [\Delta \varphi'_r \Delta \varphi_r \Delta x_1 \Delta x_2]^T$;系数矩阵 A_{G2} 、 B_i 的表达式分别见附录B中式(B3)和式(B4)。

3.3 六端交流系统的小信号模型

联立式(17)和式(20)可得六端交流系统的小信 号模型为:

$$\Delta \boldsymbol{x}_{\rm sys}' = \boldsymbol{A}_{\rm sys} \Delta \boldsymbol{x}_{\rm sys} \tag{21}$$

其中, $\Delta x_{sys} = [\Delta x_{b1} \Delta x_{b2} \Delta x_{b3} \Delta x_{c2}]^{T}$,总共有10个状态变量;系数矩阵 A_{sys} 的表达式见附录B中式(B5)。

3.4 VSG 控制参数稳定性分析

根据构建的六端系统小信号模型,采用根轨迹 分析方法重点研究所提控制策略中的关键参数k₁、k₂ 对系统稳定性的影响,其他参数的分析方法与此类 似。进行稳定性分析时,主要参考其中2个主导特 征根的变化轨迹,具体结果如图3所示。

由图3(a)可得,随着 k_1 的增加,特征根的根轨迹 往虚轴方向移动,表明 k_1 越大,系统总惯量越大,系 统越不稳定;由图3(b)和图3(c)可得, k_2 的变化使H减小时,系统稳定性增强, k_2 的变化使H增加时,系 统稳定性减弱。因此,对 k_1 、 k_2 取值时应综合考虑, k_2 主要影响虚拟惯量在频率变化率的绝对值处于不同 幅值时的变化情况^[11,18],即 k_2 作为|df/dt|的指数,在 频率变化较小时,应取较小值以快速地激活控制策 略;当频率变化较大时,应取较大值以提高系统虚拟 惯量,减小系统频率变化,同时要结合根轨迹分析曲 线图,取值时留有一定的裕度。在确定 k_2 后,结合系



统的响应特性和根轨迹分析得出的稳定性约束,进行k₁的选择。结合系统实际运行性能,本文的实验研究中k₁、k₂的取值分别为30、0.5。

4 算例分析

为验证所提控制策略的有效性,通过RT-LAB 实时仿真系统进行实验验证,该实验系统还包括数 字信号处理器(DSP)控制器、录波仪、上位机等实验 装置,平台如附录C中图C1所示。本文所提出的基 于TOPSIS算法的多VSG单元协同控制策略部署在 实际的DSP控制器中,文中所搭建的含多VSG单元 的六端交流系统模型放置在RT-LAB中,DSP运算产 生的脉宽调制(PWM)脉冲经光电隔离模块与RT-LAB的脉冲输入端口相连,所得到的实验波形通过 录波仪进行测量。为了更直观地将本文所提协同控 制策略下的实验结果与FVSG控制下的实验结果进 行对比,将录波仪中的数据导出并通过绘图软件将 所有的实验波形在同一坐标系下进行绘制。

实验过程中光伏发电系统的太阳辐射强度恒定为500W/m²,*P*₁开始时为3kW,根据实验需要进行投切变换,发电机组G₁输出恒定功率3.5kW。通过对主要控制参数的选取进行稳定性分析后,得到此次硬件在环测试中的各个参数如附录C中表C1 所示。

4.1 TOPSIS 算法在 SOC 差异下的惯性分配优化 效果

首先,重点验证TOPSIS算法可根据各储能SOC

大小及其充放电状态进行惯性分配优化,本次实验 中各储能端的SOC设置情况为 $\delta_{soc,1}$ =80%、 $\delta_{soc,2}$ = 50%、 $\delta_{soc,3}$ =20%,各VSG单元的其他3项指标设置 大致相同。开始时刻系统正常运行,5s时系统突增 负荷5kW,实验过程中各VSG单元的系数变化如图 4所示。





实验时各端的SOC差异较大,反映SOC指标的 权重系数最大,因此各端的惯性分配主要以SOC值 为依据。由图4(a)可知,负荷突增需要储能放电时, $\delta_{\text{soc,1}}$ 最大,方案a₁最逼近正理想解,对应的 H_1 占比最 大; $\delta_{\text{soc,3}}$ 最小,a₃最逼近负理想解,对应的 H_3 为很小 值。此时VSG₁单元的出力最大,VSG₃单元的出力最 小。由图4(b)可知,相比FVSG控制,采用TOPSIS 算法时系统可以根据各储能端的SOC合理分配惯性 占比,使SOC大的储能多放电、SOC小的储能少放 电,有效地避免了蓄电池的过充过放。

4.2 TOPSIS 算法在 ΔP_{N} 差异下的惯性分配优化 效果

为重点突出 TOPSIS 算法在各换流器额定容量 存在差异下的优化效果,本次实验取 $P_{N1}=2 kW, P_{N2}=$ 3 kW, $P_{N3}=6 kW$, 各 VSG 单元的其他 3 项指标取相 近值。开始时刻系统正常运行, 5 s 时对系统施加 5.5 kW 的负荷扰动,实验过程中各 VSG 单元的参数 变化如图 5 所示。

由图 5(a)可知,在运行过程中,初始时刻各 VSG 单元的功率输出一致,扰动发生时,换流器额定容量





大的 VSG 单元安全性能好,对应的评价指标高,分 配较大惯性,有功出力大。同理,额定容量小的2个 VSG 单元的惯性较小,有功出力较小。同时,由图 5(a)可发现在基于 TOPSIS 算法的惯性分配下,各 VSG 单元均安全运行,对比图 5(b)可知,采用 FVSG 控制时,各 VSG 单元的有功出力在扰动开始时保持 一致,导致安全性能小的 VSG₁单元率先达到额定容 量退出运行,增加了另外2个 VSG 单元的功率输出 压力,进而导致 VSG₂单元也达到额定容量而退出运 行。由图 5(c)可知,相比 FVSG 控制,采用 TOPSIS 算 法时由于各 VSG 单元安全运行,多 VSG 单元可在功 率扰动时更好地为系统提供惯性支撑,维持系统的 频率质量。

TOPSIS算法在 ΔP_{bat} 以及 ΔP_{tmax} 存在差异下的优化效果与本次实验的优化效果类似,均为维持系统安全运行,改善功率扰动发生时的系统频率质量。

4.3 权重系数实时调整对系统的影响

本文所提TOPSIS算法中权重系数的选择采用 变异系数法,可根据各评价指标的变化实时调整各 项评价指标在惯性分配中的比重,进而及时对各 VSG单元的惯量大小进行调整,维持各 VSG单元的 稳定运行,下面对所提算法的这一优势进行验证。 初始时刻各 VSG单元的参数设置为: $\delta_{\text{soc},1} = 20\%$, $\delta_{\text{soc},2} = 50\%$, $\delta_{\text{soc},3} = 50\%$, $P_{N1} = 2.5$ kW, $P_{N2} = 2.5$ kW, P_{N3}=3 kW,各 VSG 单元的其他2项评价指标设置值 接近。开始时刻各 VSG 单元的输出功率为调度 值-1 kW,5 s时系统切除负荷3 kW,实验过程中各 VSG 单元的参数变化如图6所示。



Fig.6 Optimization effect of weight determination by coefficient of variation method

由图 6(a)可知, 5 s时的负荷扰动需要储能充 电,由于 $\delta_{soc,1}$ 值最小, 且各 VSG 单元的换流器可调 容量这一评价指标相近, 因此在负荷扰动后的初始 时刻, VSG₁单元的综合评价指标最接近最优解, H_1 最大, 经过近 1 s的时间后, VSG₁单元的有功出力接 近额定容量, 且此时由于输出功率变化, 各 VSG 单 元的评价指标 ΔP_{N} 的差异值增大, 权重占比大, ΔP_{N} 成为评价惯性能力的主要因素, 此时 VSG₁单元由于 接近额定容量运行, 远离最优方案, 惯性分配占比 小, H_1 减小。对比图 6(b)可以发现, VSG₁单元的有 功出力开始时刻最大, 在接近额定容量时又开始减 小, 表明所提控制策略可根据系统的性能参数变化 对各 VSG 单元的惯量进行实时调节, 维持系统稳定 运行。

4.4 总惯量中调整系数α的作用效果

初始时刻各储能的荷电状态为 $\delta_{\text{soc,1}}$ =18%, $\delta_{\text{soc,2}}$ =21%, $\delta_{\text{soc,3}}$ =24%,其他参数的设计与4.1节一致。实验过程中各VSG单元的参数变化如图7所示。

对比图7(a)和图4(a)可以发现,采用TOPSIS算 法后,当系统中的储能总容量较低时,在α的作用 下,系统总惯量减小,各VSG单元的惯量减小,各单 元的有功出力减小。进一步分析图7(a)可知,采用 TOPSIS算法进行惯性分配时,会将各方案的评价指 标与正、负理想解的距离均进行比较,虽然此时各 VSG单元的SOC差异不大,但由于VSG₁单元的评价 方案最接近负理想解,因此VSG₁单元的综合评分最 小,对应的虚拟惯量值最小,表明在各VSG单元的 性能参数相近时,利用TOPSIS算法可最大限度地保 护安全性能差的VSG单元,实现系统的稳定运行。 由图7(b)可知,采用TOPSIS算法后,在平抑负荷扰



图 7 储能容量不足时的实验结果 Fig.7 Experimental results when energy storage

capacity is insufficient

动时,各储能端的SOC变化均慢于FVSG控制下的SOC变化速度,表明所提协同控制策略可根据系统中储能的总剩余容量,合理调节系统总惯量,更好地维持各储能在安全状态运行。

5 结论

本文利用虚拟惯量灵活可控的特点,提出了一种基于TOPSIS算法的多VSG单元协同控制策略,通过分析和实验得到以下结论:

(1)根据系统中各储能端剩余容量大小和系统 频率变化率对总惯量进行实时调整,更加合理地确 定了多VSG单元的总惯量大小,维持了各储能在 SOC安全状态下运行;

(2)综合考虑各VSG单元储能SOC、换流器可调容量等各项评价指标大小,采用变异系数法对协同控制中的权重系数进行实时调整,结合TOPSIS算法对各VSG单元的虚拟惯量进行合理分配,维持了系统的稳定运行,具有一定的工程实用性;

(3)搭建了含多VSG单元的六端交流系统的小 信号模型,利用根轨迹分析法对协同控制中的关键 参数进行了稳定性分析,使得控制参数的选取更加 合理。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 谢国辉.未来我国新能源如何科学发展[N].国家电网报, 2019-11-12(008).
- [2]林岩,张建成. 含虚拟同步发电机的光/柴/储独立微网控制策略[J]. 电网技术,2017,41(4):1277-1284.
 LIN Yan,ZHANG Jiancheng. Control strategy of islanded photovoltaic-diesel-storage microgrid with virtual synchronous generator[J]. Power System Technology,2017,41(4):1277-1284.
- [3]张福民,白松,李占凯,等.基于VSG技术的微电网储能荷电状态控制策略[J].电网技术,2019,43(6):2109-2116.
 ZHANG Fumin, BAI Song, LI Zhankai, et al. Control strategy for microgrid storage system's state of charge based on virtual synchronous generator[J]. Power System Technology, 2019, 43 (6):2109-2116.
- [4]田铭兴,路涛涛,贾志博,等.基于虚拟同步发电机控制的光/ 储/燃料电池微电网能量管理[J].电力自动化设备,2019,39 (5):89-95.

TIAN Mingxing, LU Taotao, JIA Zhibo, et al. Energy management of photovoltaic-storage-fuel cell microgrid based on virtual synchronous generator control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5):89-95.

- [5] FATHI A, SHAFIEE Q, BEVRANI H. Robust frequency control of microgrids using an extended virtual synchronous generator
 [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6):6289-6297.
- [6] WANG Fei, ZHANG Lijun, FENG Xiayun, et al. An adaptive control strategy for virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2018, 54(5):5124-5133.
- [7] LIU Jia, MIURA Y, ISE T. Comparison of dynamic characteristics between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3600-3611.
- [8] 程启明,余德清,程尹曼,等.基于自适应旋转惯量的虚拟同步 发电机控制策略[J].电力自动化设备,2018,38(12):79-85.
 CHENG Qiming,YU Deqing,CHENG Yinman,et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on adaptive rotational inertia[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018,38(12):79-85.
- [9] 李东东,朱钱唯,程云志,等. 基于自适应惯量阻尼综合控制算 法的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电力自动化设备,2017,37 (11):72-77.

LI Dongdong,ZHU Qianwei,CHENG Yunzhi,et al. Control strategy of virtual synchronous generator based on self-adaptive rotor inertia and damping combination control algorithm [J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(11):72-77.

 [10] 杨赟,梅飞,张宸宇,等.虚拟同步发电机转动惯量和阻尼系数协同自适应控制策略[J].电力自动化设备,2019,39(3): 125-131.
 YANG Yun, MEI Fei, ZHANG Chenyu, et al. Coordinated adap-

tive control strategy of rotational inertia and damping coefficient for virtual synchronous generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 125-131.

- [11] 孟建辉,彭嘉琳,王毅,等. 多约束下光储系统的灵活虚拟惯性 控制方法[J]. 电工技术学报,2019,34(14):3046-3058.
 MENG Jianhui, PENG Jialin, WANG Yi, et al. Multi-constrained flexible virtual inertial control method for photovoltaic energy storage system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2019,34(14):3046-3058.
- [12] CHOOPANI M, HOSSEINAIN S H, VAHIDI B. A novel comprehensive method to enhance stability of multi-VSG grids

[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 104: 502-514.

- [13] RASOOL A, YAN X, RASOOL H, et al. Correlation between multiple VSG sources for enhancing the power allocation in microgrid[C]//2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference(EPEC). Toronto, Canada: IEEE, 2018:1-6.
- [14] EGGERS M, YANG H, JUST H, et al. Multi-objective parameter optimization of multiple VSG and droop controlled inverters for grid-connected and islanded operation [C] // 2019 20th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics. Toronto, Canada: IEEE, 2019:1-7.
- [15] 孟建辉.分布式电源的虚拟同步发电机控制技术研究[D].保定:华北电力大学,2015.
 MENG Jianhui. Control strategy of virtual synchronous generator for distributed generation[D]. Baoding:North China Electric Power University.2015.
- [16] 邹培根,孟建辉,王毅,等.灵活虚拟同步机主要控制参数对系 统频率稳定性的影响分析[J].高电压技术,2018,44(4):1335-1342.

ZOU Peigen, MENG Jianhui, WANG Yi, et al. Influence analysis of the main control parameters in FVSG on the frequency stability of the system [J]. High Voltage Technology, 2018, 44 (4):1335-1342.

[17] TORRES M,LOPES L A C. Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems [C] // Electrical Power & Energy Conference(EPEC). Montreal, Canada: IEEE, 2009:1-6.

[18] MENG Jianhui, WANG Yi, PENG Jialin, et al. Flexible virtual synchronous generator control for distributed generator with adaptive inertia[J]. Electric Power Components and Systems, 2019,47(1):128-140.

作者简介:



孟建辉(1987—),男,河南扶沟人,高 级工程师,博士,主要研究方向为电力电 子技术、新能源发电与电力系统(E-mail: mengjianhui2008@163.com);

赵彭辉(1995—),男,河北邢台人,硕士 研究生,主要研究方向为电力电子技术、虚拟 同步机的控制技术(E-mail:2578626089@ qq.com);

血廷杵 (

王 毅(1977—), 男, 河北秦皇岛人, 教授, 博士, 主要研究方向为电力电子技术在电力系统中的 应用(**E-mail**; yi.wang@ncepu.edu.cn);

张 赟(1996—), 女, 河南安阳人, 硕士研究生, 主要 研究方向为新能源发电与电力系统、直流微电网控制技术 (E-mail:zhangyun@ncepu.edu.cn)。

(编辑 李莉)

Collaborative control strategy of multiple VSG units based on TOPSIS algorithm

MENG Jianhui, ZHAO Penghui, WANG Yi, ZHANG Yun

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Power electronic converter based non-synchronous machine source uses VSG (Virtual Synchronous Generator) control technology to achieve its friendly support to power grid. However, the problems of virtual inertia distribution and collaborative support to power grid exist when multiple VSG units operate together. In order to realize the collaborative coordination of multiple VSG units when providing inertial support, a collaborative control strategy of multiple VSG units based on TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to an Ideal Solution) algorithm is proposed. Firstly, the total inertia of the system with multiple VSG units is adjusted through the remaining energy of each energy storage system and the system frequency change rate. Secondly, comprehensively considering the performance differences of each VSG unit such as the state of charge, converter capacity and energy storage charge and discharge power limit, the virtual inertia of each VSG unit is reasonably allocated and adjusted in real time by combining with TOPSIS algorithm, so as to maintain the stable operation of each VSG unit and reduce the fluctuation of system frequency. Furthermore, a small-signal model of six-terminal AC system with multiple VSG units is built, and the stability of main parameters in collaborative control is analyzed. Finally, the effectiveness of the proposed collaborative control strategy can achieve the collaborative operation of multiple VSG units.

Key words: multiple VSG units; collaborative operation; TOPSIS algorithm; small-signal modeling; stability analysis

附录 A







附录 B

$$A_{b1} = \begin{bmatrix} -\frac{K_{d}}{2H_{1}} & -\frac{M_{01}}{2H_{1}}\\ 1 & 0 \end{bmatrix}$$
(B1)

$$\boldsymbol{A}_{b2} = \begin{bmatrix} -\frac{K_{d}}{2H_{2}} & -\frac{M_{02}}{2H_{2}}\\ 1 & 0 \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{A}_{b3} = \begin{bmatrix} -\frac{K_{d}}{2H_{3}} & -\frac{M_{03}}{2H_{3}}\\ 1 & 0 \end{bmatrix}$$
(B2)

$$\boldsymbol{A}_{G2} = \begin{bmatrix} -\frac{k_{L}}{J_{G2}} & 0 & \frac{1}{J_{G2}\omega_{ref}} & -\frac{2}{\tau_{d}J_{G2}\omega_{ref}} \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{k_{pm}K_{p}}{\tau_{pm}} & \frac{k_{pm}K_{i}}{\tau_{pm}} & -\frac{1}{\tau_{pm}} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -\frac{1}{\tau_{d}} \end{bmatrix}$$
(B3)

$$\boldsymbol{B}_{1} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{M_{g1}}{J_{G2}\omega_{ref}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{B}_{2} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{M_{g2}}{J_{G2}\omega_{ref}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{B}_{3} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{M_{g3}}{J_{G2}\omega_{ref}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$
(B4)

$$\boldsymbol{A}_{\text{sys}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{A}_{\text{b1}} & 0 & 0 & 0\\ 0 & \boldsymbol{A}_{\text{b2}} & 0 & 0\\ 0 & 0 & \boldsymbol{A}_{\text{b3}} & 0\\ \boldsymbol{B}_{1} & \boldsymbol{B}_{2} & \boldsymbol{B}_{3} & \boldsymbol{A}_{\text{G2}} \end{bmatrix}$$
(B5)

其中, M_{01} 、 M_{g1} 的表达式分别由 P_{o1} 、 VSG_1 单元流入系统的功率 P_{g1} 线性化后得到,类似地得到 M_{02} 、 M_{g2}

和 M₀₃、 M_{g3} 的表达式。

$$\begin{split} M_{01} &= \frac{RU_{o}E\sin\varphi_{10} + XU_{o}E\cos\varphi_{10}}{R^{2} + X^{2}}, \quad M_{g1} = \frac{-RU_{o}E\sin\varphi_{10} + XU_{o}E\cos\varphi_{10}}{R^{2} + X^{2}} \\ M_{02} &= \frac{RU_{o}E\sin\varphi_{20} + XU_{o}E\cos\varphi_{20}}{R^{2} + X^{2}}, \quad M_{g2} = \frac{-RU_{o}E\sin\varphi_{20} + XU_{o}E\cos\varphi_{20}}{R^{2} + X^{2}} \\ M_{03} &= \frac{RU_{o}E\sin\varphi_{30} + XU_{o}E\cos\varphi_{30}}{R^{2} + X^{2}}, \quad M_{g3} = \frac{-RU_{o}E\sin\varphi_{30} + XU_{o}E\cos\varphi_{30}}{R^{2} + X^{2}} \\ P_{g1} &= \frac{RU_{o}E\cos\varphi_{1} + XU_{o}E\sin\varphi_{1} - RE^{2}}{R^{2} + X^{2}} \end{split}$$

其中, φ_{10} 为 VSG₁ 单元换流器的初始相角。

附录 C



图 C1 调频机组 G2 模型

Fig.C1 Model of FM Unit G₂



(b) 测试平台实物图



Fig.C2 Hardware-in-the-loop experiment system

参数	数值	参数	数值	参数	数值
R/Ω	0.1	Kd	12	H_0	0.3
<i>L</i> /mH	30	$\delta_{ m SOC,d}$	90%	$J_{ m G2}$	0.66
$S_{\rm Nl}/({\rm Ah})$	4	$\delta_{ m SOC,N}$	50%	$k_{\rm L}$	0.11
$S_{\text{N2}}/(\text{A}\text{h})$	4	$\delta_{ m SOC,a}$	10%	$\omega_{\rm ref}/({\rm rad~s}^{-1})$	314
$S_{N3}/(Ah)$	5	$k_{\rm pm}$	0.2	$K_{\rm p}$	410
$U_{\rm d}\!/{ m V}$	500	$ au_{ m pm}$	0.2	$K_{ m i}$	367.3
$U_{\rm BAT}/{ m V}$	270	$ au_{ m d}$	0.011	k_1 , k_2	30, 0.5

表 C1 六端交流系统参数 Table C1 Parameters of six-terminal AC system

注: U_d为各 VSG 单元中直流母线电压大小; U_{BAT} 为各蓄电池的额定电压。