第 52 卷 第 7 期：3197-3208 高电压技术 Vol.52, No.7: 3197-3208
2026 年 7 月 31 日 High Voltage Engineering July 31, 2026
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20251230

组串式光伏场站并网系统次同步振荡

马　望[1]，孙冠群[1]，陈雅欣[2]，陈汝斯[1]，蔡德福[1]，孙海顺[2]
（1. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院，武汉 430077;
2. 华中科技大学电气与电子工程学院，武汉 430074）

摘　要：组串式光伏与集中式光伏在拓扑结构与控制环节时间尺度方面存在较大差异，其并网稳定特性与集中式相比是否存在差异是值得研究的问题。该文基于组串式光伏电站典型拓扑，建立了光伏电站等值模型及其状态空间方程，通过特征模式分析和详细电磁暂态仿真研究了组串式光伏并网的次同步振荡问题。研究表明，尽管组串式光伏变流器电流控制环理论设计带宽远高于次超同步频段，但是在低短路比并网状态时电流控制回路主导的特征模式位于次同步频段且存在振荡风险；特征根灵敏度分析表明系统短路比和电流环控制参数对该模式稳定性具有重要影响，特征根轨迹分析揭示了运行工况和控制参数对该次同步振荡模式稳定性的影响规律，电磁暂态仿真验证了特征模式分析结果的正确性。通过频域特性分析发现并网系统短路比降低导致组串式光伏电流环控制回路带宽迅速降低至次/超同步振荡频段，存在与集中式光伏并网机理相似的次/超同步振荡风险。

关键词：组串式光伏；电流环控制；特征模式分析；次/超同步振荡；短路比

Sub-synchronous Oscillations in String-based Grid-connected Photovoltaic System

MA Wang[1], SUN Guanqun[1], CHEN Yaxin[2], CHEN Rusi[1], CAI Defu[1], SUN Haishun[2]
(1. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430077, China;
2. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: String inverter-based photovoltaic systems differ substantially from centralized photovoltaic systems in terms of topology and control-loop time scales, and it is necessary to further investigate whether their grid-connected stability characteristics differ from those of centralized photovoltaic systems. To analyze the stability characteristics of string inverter-based PV plants, this paper establishes an equivalent model and the corresponding state-space equations based on the typical topology of string PV stations. The subsynchronous oscillation problem of grid-connected string inverter-based photovoltaic systems is investigated through eigenmode analysis and detailed electromagnetic transient simulations. The results reveal that, although the theoretically designed bandwidth of string PV converter current control loops far exceeds the sub/super-synchronous frequency range, under low-short-circuit-ratio grid-connected conditions, the eigenmode dominated by the current control loop is located in the subsynchronous frequency band and presents oscillation risks. Eigenvalue sensitivity analysis demonstrates that the system short-circuit ratio and current-loop control parameters significantly affect the stability of this mode. Eigenvalue trajectory analysis reveals how operational conditions and control parameters affect the stability of this subsynchronous oscillation mode. Electromagnetic transient simulations validate the accuracy of the eigenmode analysis results. Frequency-domain analysis shows that a decrease in the short-circuit ratio of the grid-connected system rapidly reduces the bandwidth of the current control loop in string photovoltaic systems to the sub-/super-synchronous oscillation frequency range, indicating that string photovoltaic systems may have sub-/super-synchronous oscillation risks similar to those of centralized grid-connected photovoltaic systems.

Key words: string photovoltaic; current loop control; eigenvalue analysis; sub/super-synchronous oscillation; short circuit ratio

0　引言

近年来，在应对气候变化、推动可持续发展的大背景下，我国高度重视新能源产业的发展，特别是光伏产业的发展。截至 2025 年 6 月底，全国光伏发电装机容量高达到 11 亿 kW，在新增发电装机中的占比保持在 71%左右。随着光伏并网规模扩大，光伏并网系统的次同步振荡问题也日益凸显[1-3]。国内外多次发生光伏电站并网次同步振荡事故[4-6]。2020 年澳大利亚某地区 220 kV 输电线路跳闸后，导致电网强度显著降低，光伏场站出口出现次同步功率振荡，振荡频率在 17~19 Hz 之间[4]。

现有针对光伏并网的次同步振荡稳定性的研究主要集中在振荡机理分析与振荡抑制策略设计 2 大方向。振荡机理研究包括单光伏并网系统的振荡机理研究和光伏与其他类型电力电子设备的动态交互机理研究[7-11]。文献[7-8]揭示了慢电流控制和锁相环阻尼不足是光伏并网系统振荡的主导诱因；文献[9]发现光火打捆直流送出系统的宽频振荡是由光火和直流系统并联后交互在特定频段呈负阻尼引起的；文献[11]对以风光为代表的多源并网系统的场站间相互作用展开研究，研究表明新能源场站的并网距离及出力比均会对场站间相互作用产生影响。振荡抑制主要通过改进并网逆变器内部控制完成，如增加模型预测控制和改进电容电流反馈控制等，以增加系统输出阻抗的相位裕度[12-15]。

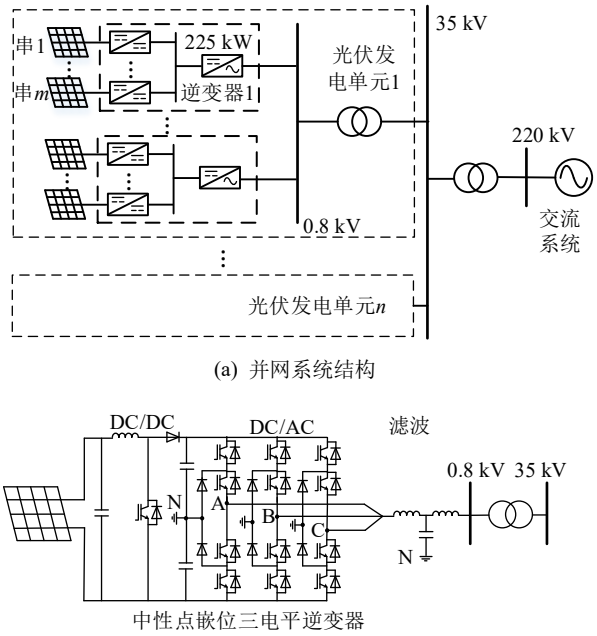
以上研究均基于集中式光伏并网系统及其典型控制开展，针对组串式光伏的次同步振荡研究很少，更多聚焦于 LCL 谐振峰引起的高频谐振。而次/超同步振荡与控制结构和控制环节时间尺度密切相关，但组串式光伏和集中式光伏在此存在较大差异。集中式光伏多采用单级式两电平结构，光伏变流器为兆瓦级，开关频率通常为 2~3 kHz，电流环控制理论设计带宽通常为 100~250 Hz。组串式光伏的逆变器多采用双级式结构，前级为光伏组件通过 DC/DC 变换汇集，后级逆变电路多采用三电平逆变[16]；组串式光伏逆变器的容量通常为数百千瓦，变流器的开关频率可达 20 kHz，其电流环控制理论设计带宽通常远超过次超同步频段。二者在系统结构和控制上的差异，可能引起次/超同步频段稳定性的差异。故组串式光伏并网稳定特性与集中式光伏并网有何差异，是否同样存在次同步振荡风险，其失稳场景与机理是什么，是需要进一步研究的问题。

本文通过特征值分析法研究组串式光伏并网系统在弱电网下的次同步振荡问题。首先基于组串式光伏电站的拓扑结构将其聚合等值，建立了组串式光伏并网等值系统的状态空间数学模型；在此基础上研究了并网系统的次同步振荡模态及其稳定性，通过参与因子、特征根灵敏度以及特征根轨迹等分析了次同步振荡模式的主导控制环节及影响其稳定性的关键因素，并通过时域仿真验证特征值分析结果的正确性。最后，对比了组串式光伏与集中式光伏并网系统的失稳场景，并引入等效电流环带宽来解释不同类型光伏的电流环控制带宽相差较大、但均存在电流环控制主导的次/超同步振荡风险的机理。

1 组串式光伏并网系统数学模型

1.1 组串式光伏电站的拓扑结构及其等值

大型光伏电站广泛采用“模块式发电、集中并网”的组串式方案[17]，由多个光伏发电单元通过 35 kV 母线汇集，升压至 220 kV 系统送出，其典型拓扑结构如图 1(a)所示。图 1 中，m 为光伏逆变器接入的光伏组串总数，n 为光伏电站内光伏发电单元总数；A、B、C 为逆变器三相交流输出端，N 为中性点。



(a) 并网系统结构

(b) 光伏发电单元聚合等值

图 1 组串式光伏并网系统拓扑图及等值电路

Fig.1 Topology diagram and equivalent circuit of grid-connected string PV system

每个光伏发电单元中，光伏电池板组成光伏组串，多路光伏组串各自通过 DC/DC 汇集至光伏逆变器直流侧，独立实现最大功率点跟踪，多台逆变器并联汇集经箱变从 800 V 升压至 35 kV。

对于光伏并网系统的稳定特性研究，从电网的角度出发，主要侧重于光伏电站与交流电网之间的相互作用，因此考虑将单个光伏发电单元内多个组串式光伏逆变器支路聚合等值为光伏电板、一路 DC/DC 以及光伏逆变器结构，如图 1(b)所示，光伏发电单元等值电路参数和控制参数按照额定标幺参数相同的原则确定，进一步采用光伏发电单元倍乘

方式等值整个光伏电站[18]。

1.2　光伏发电并网系统数学模型

图 1 中光伏发电单元聚合等值系统主要由光伏阵列、DC/DC、逆变器以及箱变组成，DC/DC 电路采用 Boost 电路，完成直流侧升压以及最大功率跟踪(maximum power point tracking, MPPT)的功能，逆变器电路采用中性点钳位的三电平拓扑，完成稳定直流母线电压和控制无功功率输出的功能，变流器输出滤波电路采用 LCL 滤波器。以下依次简要介绍各组成部分数学模型，下文所使用的具体符号含义见附录 A 表 A1。

1）光伏阵列数学模型

光伏阵列采用工程模型，通过标准工况下的短路电流、开路电压、最大功率点电流、电压计算其他工况下的电压-电流外特性曲线，最大功率点跟踪策略采用扰动观测法，外特性曲线计算表达式和扰动观测法参考文献[1]。

2）Boost 电路及其控制数学模型

Boost 电路的小信号建模采用状态空间平均法，数学模型为：

$$\begin{cases} C_{\mathrm{pv}}\dfrac{\mathrm{d}U_{\mathrm{pv}}}{\mathrm{d}t}=I_{\mathrm{pv}}-I_{\mathrm{B}} \\ L_{\mathrm{B}}\dfrac{\mathrm{d}I_{\mathrm{B}}}{\mathrm{d}t}=U_{\mathrm{pv}}-(1-D)U_{\mathrm{dc}} \\ C_{\mathrm{dc}}\dfrac{\mathrm{d}U_{\mathrm{dc}}}{\mathrm{d}t}=(1-D)I_{\mathrm{B}}-I_{\mathrm{dc}} \end{cases} \tag{1}$$

Boost 电路控制如图 2 所示，通过比较光伏阵列端电压测量值 U_{pvm} 与指令值 U_{pvref}，调整占空比 D，并通过脉冲宽度调制(pulse width modulation, PWM)生成开关驱动信号，实现最大功率点跟踪。

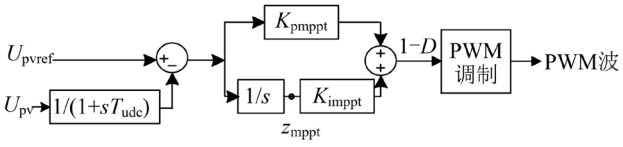


图 2　Boost 电路的控制框图

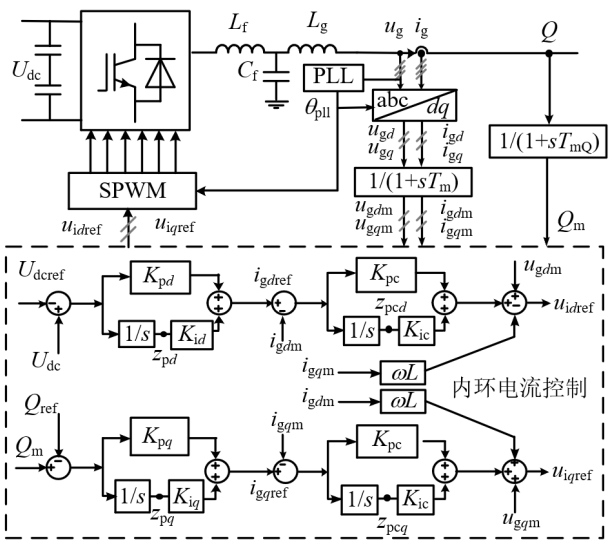
Fig.2　Control block diagram of Boost converter

Boost 电路控制的数学模型表达式为：

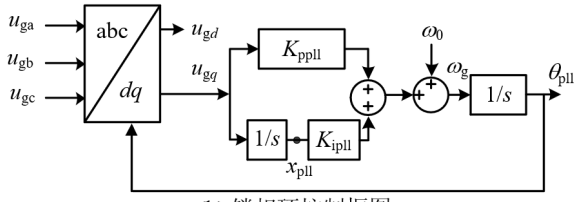
$$\begin{cases} \dfrac{\mathrm{d}z_{\mathrm{mppt}}}{\mathrm{d}t}=U_{\mathrm{pvref}}-U_{\mathrm{pvm}} \\ \dfrac{\mathrm{d}U_{\mathrm{pvm}}}{\mathrm{d}t}=\dfrac{1}{T_{\mathrm{udc}}}U_{\mathrm{pv}}-\dfrac{1}{T_{\mathrm{udc}}}U_{\mathrm{pvm}} \\ 1-D=\left(K_{\mathrm{pmppt}}(U_{\mathrm{pvref}}-U_{\mathrm{pvm}})+K_{\mathrm{imppt}}z_{\mathrm{mppt}}\right) \end{cases} \tag{2}$$

3）逆变器及其控制数学模型

光伏逆变器控制采用基于端电压定向的电流矢量解耦控制，锁相环(phase-locked loop, PLL)检测端电压相位，逆变器 d 轴外环控制直流电压 U_{dc} 为指令值，q 轴外环控制输出无功测量值 Q_{m} 恒定，电流内环输出的电压指令经正弦脉宽调制(sinusoidal pulse width modulation, SPWM)生成逆变器开关驱动信号。逆变器的控制结构如图 3 所示。



(a) 矢量解耦控制框图



(b) 锁相环控制框图

图 3　逆变器及其控制框图

Fig.3　Block diagram of the converter and its control

逆变器数学模型包括逆变器开关控制动态、控制器动态、测量滤波延时等部分。

(1) 逆变器开关动态数学模型

逆变器开关控制动态采用一阶惯性延时环节近似模拟[19]，即：

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\begin{bmatrix}u_{id}\\u_{iq}\end{bmatrix}=-\frac{1}{T_{\mathrm{d}}}\begin{bmatrix}u_{id}\\u_{iq}\end{bmatrix}+\frac{K_{\mathrm{pwm}}}{T_{\mathrm{d}}}\begin{bmatrix}u_{i d\mathrm{ref}}\\u_{i q\mathrm{ref}}\end{bmatrix} \tag{3}$$

式中：T_{d} 为开关延时时间常数，通常取开关频率的 1~1.5 倍；K_{pwm} 为变流器等效增益，是输出电压与调制波的基波分量幅值之比，与调制方式相关，采用 SPWM 调制时为 $U_{\mathrm{dc}}/(2U_{\mathrm{c}})$；采用空间矢量脉宽调制(space vector pulse width modulation, SVPWM)时为 $U_{\mathrm{dc}}/(\sqrt{3}\,U_{\mathrm{c}})$，其中 U_{c} 为载波的幅值，本文变

流器调制方式为 SPWM 调制。

(2) 逆变器控制数学模型

逆变器控制包括直流电压外环、无功外环、电流内环、锁相环控制环节，各控制环节数学模型分别为：

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}z_{\mathrm{p}d}=U_{\mathrm{dc}}-U_{\mathrm{dcref}}\\ i_{\mathrm{g}d\mathrm{ref}}=K_{\mathrm{p}d}(U_{\mathrm{dc}}-U_{\mathrm{dcref}})+K_{id}z_{\mathrm{p}d}\end{cases}\tag{4}$$

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}z_{\mathrm{p}q}=Q_{\mathrm{m}}-Q_{\mathrm{ref}}\\ i_{\mathrm{g}q\mathrm{ref}}=K_{\mathrm{p}q}(Q_{\mathrm{m}}-Q_{\mathrm{ref}})+K_{\mathrm{i}q}z_{\mathrm{p}q}\end{cases}\tag{5}$$

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}z_{\mathrm{pc}d}=i_{\mathrm{g}d\mathrm{ref}}-i_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}\\ u_{id\mathrm{ref}}=K_{\mathrm{pc}}(i_{\mathrm{g}d\mathrm{ref}}-i_{\mathrm{g}d\mathrm{m}})+K_{\mathrm{ic}}z_{\mathrm{pc}d}-\omega Li_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}+u_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}\\ \dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}z_{\mathrm{pc}q}=i_{\mathrm{g}q\mathrm{ref}}-i_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}\\ u_{i\mathrm{qref}}=K_{\mathrm{pc}}(i_{\mathrm{g}q\mathrm{ref}}-i_{\mathrm{g}q\mathrm{m}})+K_{\mathrm{ic}}z_{\mathrm{pc}q}+\omega Li_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}+u_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}\end{cases}\tag{6}$$

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}x_{\mathrm{pll}}=u_{\mathrm{g}q}\\ \dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\theta_{\mathrm{pll}}=K_{\mathrm{ppll}}u_{\mathrm{g}q}+K_{\mathrm{ipll}}x_{\mathrm{pll}}+\omega_0\\ \omega_{\mathrm{g}}=K_{\mathrm{ppll}}u_{\mathrm{g}q}+K_{\mathrm{ipll}}x_{\mathrm{pll}}+\omega_0\end{cases}\tag{7}$$

(3) 测量延时环节

测量滤波延时包括电压和电流测量、无功测量延时环节，均采用一阶惯性环节近似等效[20]，即：

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}u_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}=\dfrac{1}{T_{\mathrm{m}}}\left(u_{\mathrm{g}d}-u_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}\right)\\ \dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}i_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}=\dfrac{1}{T_{\mathrm{m}}}\left(i_{\mathrm{g}d}-i_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}\right)\\ \dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}u_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}=\dfrac{1}{T_{\mathrm{m}}}\left(u_{\mathrm{g}q}-u_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}\right)\\ \dfrac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}i_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}=\dfrac{1}{T_{\mathrm{m}}}\left(i_{\mathrm{g}q}-i_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}\right)\end{cases}\tag{8}$$

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}Q_{\mathrm{m}}=\frac{1}{T_{\mathrm{mQ}}}\left(Q-Q_{\mathrm{m}}\right)\tag{9}$$

2 组串式光伏并网系统的次同步振荡现象

构建图 1 所示组串式光伏并网等值系统，光伏电站容量为 100 MW，由多个 225 kW 的组串式光伏逆变器并联聚合而成，电气参数见附录 A 表 A2。组串式光伏各控制环节参数按照典型设计带宽原则确定，分别如下：

1）MPPT 控制带宽 f_{MPPT} 按 1~5 Hz 确定。

2）电流内环控制带宽 f_{cc} 按变流器开关频率 f_{s} 的 1/20~1/10 确定；组串式光伏变流器开关频率为 10~20 kHz。

3）直流电压控制带宽 f_{vdc} 按高于 MPPT 的响应速度 f_{MPPT} 的 5~10 倍、低于电流环控制带宽 f_{cc} 的 1/20~1/10 确定。

4）无功外环控制带宽 f_{Q} 需低于无功功率的测量周期。

5）锁相环带宽 f_{PLL} 不超过电网基波频率。

本文采用的具体控制参数如表 1 所示。基于方程式(1)—式(9)对图 1 所示组串式光伏并网系统建立线性化状态空间模型，即：

$$\Delta\dot{\boldsymbol{X}}_{\mathrm{system}}=\boldsymbol{A}_{\mathrm{system}}\Delta\boldsymbol{X}_{\mathrm{system}}\tag{10}$$

式中：$\Delta\boldsymbol{X}_{\mathrm{system}}$ 为系统的状态变量，$\Delta\boldsymbol{X}_{\mathrm{system}}$=[$\Delta U_{\mathrm{dc}}$, $\Delta i_{\mathrm{i}d}$, $\Delta i_{\mathrm{i}q}$, $\Delta u_{\mathrm{c}d}$, $\Delta u_{\mathrm{c}q}$, $\Delta i_{\mathrm{g}d}$, $\Delta i_{\mathrm{g}q}$, $\Delta u_{\mathrm{i}d}$, $\Delta u_{\mathrm{i}q}$, $\Delta i_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}$, $\Delta i_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}$, $\Delta u_{\mathrm{g}d\mathrm{m}}$, $\Delta u_{\mathrm{g}q\mathrm{m}}$, $\Delta z_{\mathrm{p}d}$, $\Delta z_{\mathrm{pc}d}$, $\Delta z_{\mathrm{p}q}$, $\Delta z_{\mathrm{pc}q}$, ΔQ_{m}, Δx_{pll}, $\Delta\theta_{\mathrm{pll}}$, ΔU_{pv}, ΔI_{B}, Δz_{mppt}, ΔU_{pvm}, $\Delta i_{\mathrm{t}x}$, $\Delta i_{\mathrm{t}y}$, $\Delta i_{\mathrm{s}x}$, $\Delta i_{\mathrm{s}y}$]$^{\mathrm{T}}$，其中 Δ 表示对应变量相对稳态工作点的小信号扰动量，$i_{\mathrm{t}x}$、$i_{\mathrm{t}y}$ 和 $i_{\mathrm{s}x}$、$i_{\mathrm{s}y}$ 分别为升压变和等值电势源内电抗的电流在统一坐标系下的 x 轴分量和 y 轴分量；$\boldsymbol{A}_{\mathrm{system}}$ 为系统状态矩阵。

表 1 组串光伏并网系统的运行参数与控制参数

Table 1 Operational and control parameters of string PV grid-connected systems

参数名称	符号	数值和单位
光照强度	G	800 W/m^2
直流外环比例增益/积分增益	$K_{\mathrm{p}d}/K_{id}$	4/10
无功外环比例增益/积分增益	$K_{\mathrm{p}q}/K_{\mathrm{i}q}$	4/10
锁相环比例增益/积分增益	$K_{\mathrm{ppll}}/K_{\mathrm{ipll}}$	84/3 550
电流内环比例增益/积分增益	$K_{\mathrm{pc}}/K_{\mathrm{ic}}$	0.55/100
MPPT 控制比例增益/积分增益	$K_{\mathrm{pmppt}}/K_{\mathrm{imppt}}$	1/10
测量滤波时间常数	T_{m}	0.000 02 s
逆变器开关频率	f_{s}	16 kHz
直流外环带宽	f_{vdc}	28 Hz
无功外环带宽	f_{Q}	20 Hz
锁相环带宽	f_{PLL}	20 Hz
电流内环带宽	f_{cc}	1 100 Hz
MPPT 控制带宽	f_{MPPT}	1 Hz
箱变阻抗	X_{T}	0.185 Ω

模拟弱电网条件，系统短路比(short circuit ratio，SCR)取 2，光照强度选取 800 W/m^2，对应光伏出力为 0.7 pu，计算并网系统特征值并进行参与因子分析，系统振荡模态及其主要参与环节见表 2。

表 2 结果表明系统存在一个实部为正的次同步振荡模态$\lambda_{16,17}$(5.80±j2π×31.37)，该模态参与因子分析结果如图 4 所示，图中不同颜色的柱状图表示不同类型的状态变量，分别为光伏电站与交流电网的状态变量；横坐标数值为系统状态变量序号，状态

变量序号及对应状态变量见附录 A 表 A3。

表 2　组串式光伏并网系统的特征值计算结果

Table 2　Eigenvalue calculation results for string PV grid-connected systems

模态	特征值	主要参与环节
$\lambda_{1,2}$	−3 231±j2π×3 284	LCL 滤波
$\lambda_{3,4}$	−3 348 ±j2π×3 172	LCL 滤波
$\lambda_{5,6}$	−51 506.7±j2π×2.3	变流器延时
$\lambda_{9,10}$	−604.1±j2π×395.7	Boost 电路
$\lambda_{13,14}$	−168.0±j2π×75.87	电流环控制
$\lambda_{16,17}$	5.80±j2π×31.37	电流环控制
$\lambda_{19,20}$	−34.08±j2π×6.91	锁相环控制

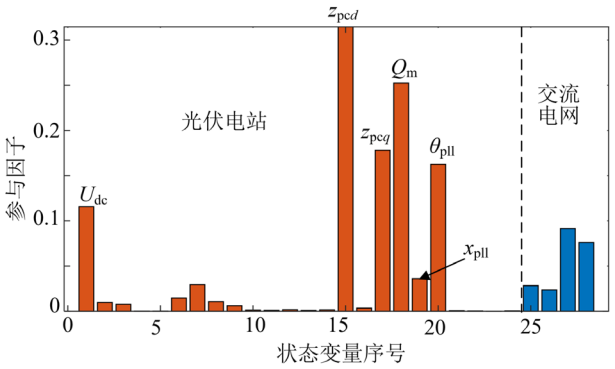
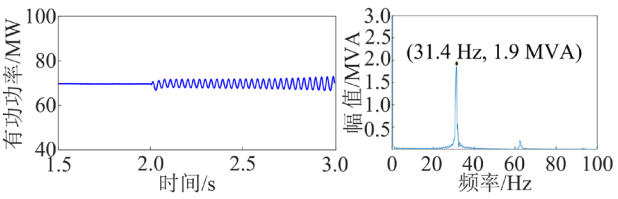


图 4　次同步模态$\lambda_{16,17}$的参与因子

Fig.4　Participation factor of subsynchronous mode $\lambda_{16,17}$

由图 4 可见，该次同步振荡模态中参与程度较高的状态变量包括直流电容环节(ΔU_{dc})、逆变器电流内环控制($\Delta z_{pcd}/\Delta z_{pcq}$)、无功测量环节($\Delta Q_m$)、逆变器锁相环控制($\Delta x_{pll}/\Delta\theta_{pll}$)以及交流网络。参与程度最高的环节为电流内环控制，说明该次同步失稳模态主要由电流内环控制主导，锁相环、无功外环、电压外环均有影响。

为了验证特征值分析结果，在电磁暂态仿真软件 PSCAD/EMTDC 中建立系统详细仿真模型，保持控制参数和光伏出力不变，在 2 s 时系统短路比由 3 变为 2，结果如图 5 所示。系统出现 31.4 Hz 的功率振荡，与特征值分析结果相符。



(a) 光伏电站有功输出波形　　(b) 振荡波形 FFT 分析

图 5　光伏电站输出有功波形图及 FFT 分析图

Fig.5　Active power waveform of PV plant and its FFT analysis

3　次同步振荡模态稳定的关键影响因素分析

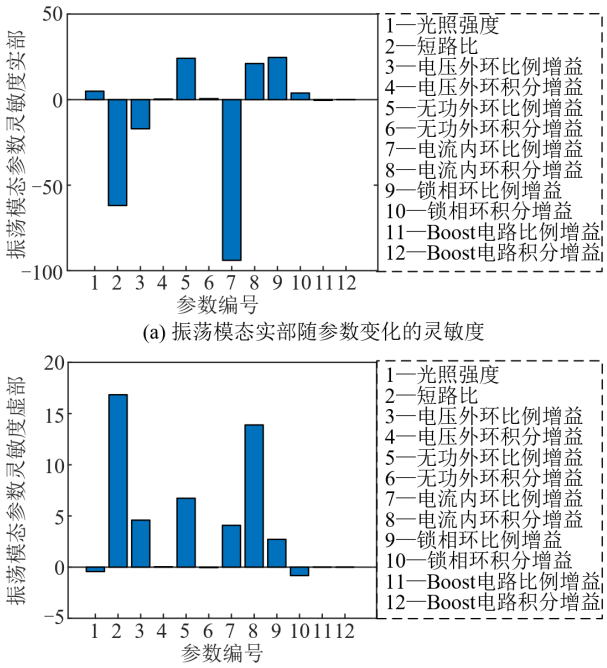
3.1　模态特征值灵敏度分析

模态的特征值灵敏度可反映相关参数对模态的影响程度，明确模态的关键影响因素，其计算式为：

$$\frac{\partial\lambda_i}{\partial\alpha}=\boldsymbol{V}_i^{\mathrm{T}}\frac{\partial\boldsymbol{A}}{\partial\alpha}\boldsymbol{U}_i \tag{11}$$

式中：λ_i 为待研究模态的特征值；α 为待研究的相关参数；$\boldsymbol{A}$ 为系统状态空间矩阵；$\boldsymbol{V}_i$、$\boldsymbol{U}_i$ 分别为模态特征值对应的左特征向量和右特征向量。

针对表 2 所示工况，计算对上述次同步振荡模态$\lambda_{16,17}$对运行参数和控制参数的特征值灵敏度，结果如图 6 所示，其中灵敏度实部和虚部分别代表参数对模态稳定性和模态频率的影响。实部的灵敏度为正，表明该参数增大，该模态向右半平面移动，稳定性减弱；虚部的灵敏度为正，表明该参数增大，该模态的振荡频率增大。



(a) 振荡模态实部随参数变化的灵敏度

(b) 振荡模态虚部随参数变化的灵敏度

图 6　$\lambda_{16,17}$模态特征值灵敏度

Fig.6　Eigenvalue sensitivity of mode $\lambda_{16,17}$

图 6 的灵敏度分析结果表明：

1）模态$\lambda_{16,17}$稳定性受短路比和电流环控制参数的影响最明显，短路比降低或电流控制比例增益减小模态稳定性变差；另一方面，短路比降低或电流控制积分增益减小，模态频率相应减小。

2）逆变器锁相环控制参数、直流电压控制和无功控制比例增益参数对次同步振荡模态稳定性有

一定程度影响。

3）Boost 电路的控制环节、直流电压控制和无功控制积分增益对该模态影响较小。

3.2 运行与控制参数对模态稳定性的影响分析

下文通过根轨迹分析和时域仿真分析，开展光伏出力、短路比以及光伏逆变器控制对次同步振荡模态的影响研究，算例分析时，除说明修改参数外，其他参数与表 1 所示参数相同。

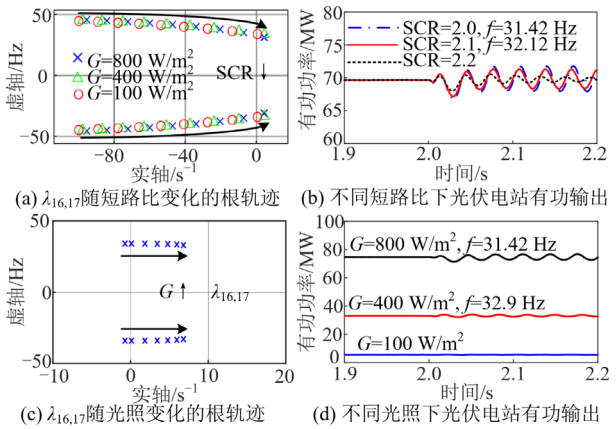
1）短路比和光伏出力的影响

特征根灵敏度分析表明，短路比对组串式光伏并网系统次同步振荡模态稳定性具有重要影响。因此分别设定：

(1)短路比在 2~5.6 之间变化，考虑 3 种光照强度工况，分别为 100、400、800 W/m^2，对应出力分别为 0.08、0.35、0.76 pu。

(2)光照强度变化范围为 100~800 W/m^2，对应光伏出力变化范围为 0.05~0.75 pu，保持 SCR 为 2。

基于上述工况计算模态$\lambda_{16,17}$ 随短路比和光伏出力变化的根轨迹，如图 7(a)、(c)所示，其中 f 为输出有功的振荡频率。结果表明，随着短路比的降低，模态向特征值右半平面移动，振荡频率随之减小，穿越虚轴的点对应系统稳定的临界短路比，光伏出力较高时，临界短路比相对较高；另一方面，短路比较低时，随着光伏出力的增加模态$\lambda_{16,17}$ 向右半平面移动，振荡频率略有减小。



(a) $\lambda_{16,17}$随短路比变化的根轨迹　(b) 不同短路比下光伏电站有功输出

(c) $\lambda_{16,17}$随光照变化的根轨迹　(d) 不同光照下光伏电站有功输出

图 7　短路比和光伏出力对 $\lambda_{16,17}$ 模态稳定性的影响

Fig.7　Impacts of SCR and PV injection on stability of mode $\lambda_{16,17}$

采用时域仿真验证上述特征根轨迹分析结果，分别设定：

(1)光照强度为 800 W/m^2，初始时刻将交流网络短路比设置为 3.0，于 2 s 时减小短路比分别至 2.0、2.1、2.2。

(2)光照强度为 100、400、800 W/m^2，初始时刻将交流网络短路比设置为 3.0，于 2 s 时减小短路比至 2.0，系统输出功率如图 7(b)、(d)所示。

可以看到，随着光伏出力增加，低短路比时次同步振荡模态振幅增大，振荡频率降低，与特征根分析结果一致。

以上分析表明，组串式光伏并网系统随短路比降低会出现次同步振荡模态失稳问题，光照越强次同步振荡模态稳定性越差，对应的临界短路比越高。

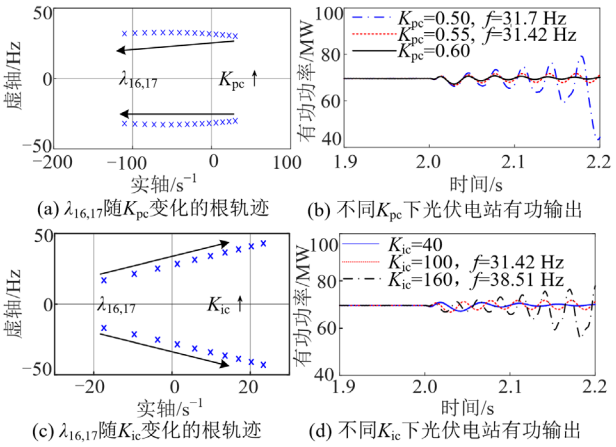
2）电流控制参数的影响

特征根灵敏度分析表明电流环控制参数对次同步模态稳定性具有关键影响。因此分别设定：

(1)电流控制比例增益 K_{pc} 变化范围为 0.4~1.0，对应控制设计带宽由 750 Hz 变化至 2 200 Hz。

(2)电流控制积分增益 K_{ic} 变化范围为 20~200；保持 SCR 为 2。

计算模态$\lambda_{16,17}$ 随电流控制比例和积分增益变化的根轨迹，分别如图 8(a)、(c)所示。可以发现，随着电流控制比例增益 K_{pc} 的增大，模态$\lambda_{16,17}$ 向左半平面移动，趋于稳定，振荡频率略微增加；随着积分增益的增大，模态$\lambda_{16,17}$ 向右半平面移动，稳定性变差，且模态频率近似线性增加。



(a) $\lambda_{16,17}$随K_{pc}变化的根轨迹　(b) 不同K_{pc}下光伏电站有功输出

(c) $\lambda_{16,17}$随K_{ic}变化的根轨迹　(d) 不同K_{ic}下光伏电站有功输出

图 8　电流控制参数对$\lambda_{16,17}$ 模态稳定性影响

Fig.8　Impacts of current control parameters on stability of mode $\lambda_{16,17}$

采用时域仿真验证，分别设定：

(1)电流控制比例增益为 0.5、0.55、0.6。

(2)电流控制积分增益系数为 40、100、160；初始时刻将交流网络短路比设置为 3.0，于 2 s 时减小短路比至 2.0，光伏输出功率波形分别如图 8(b)、(d)

所示。

可见，随着电流控制比例增益的增大，模态由发散转变为收敛；而随着积分增益增大，模态收敛转变为发散，且振荡频率增大，与特征值分析的结果相符。

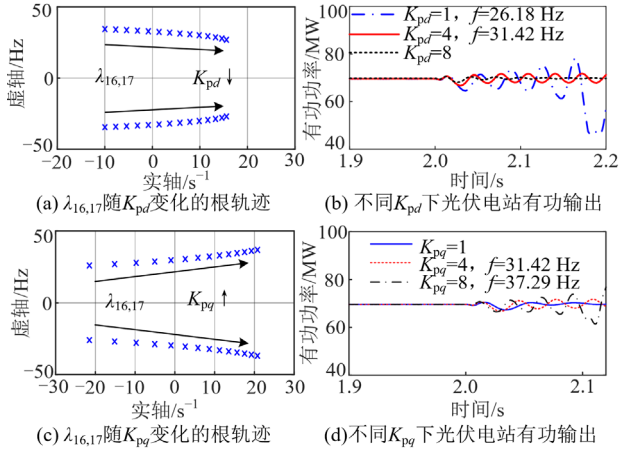
3）直流电压和无功控制参数的影响

分别设定：

(1)电压外环比例增益 K_{pd} 变化范围为 1~8，相应地电压外环控制带宽由 10 Hz 变化至 50 Hz。

(2)无功外环比例增益 K_{pq} 变化范围为 1~8，相应地无功外环控制带宽由 1 Hz 变化至 50 Hz，保持 SCR 为 2。

计算模态$\lambda_{16,17}$的根轨迹如图 9(a)、(c)所示。结果表明，模态$\lambda_{16,17}$随直流电压控制比例增益增加向左半平面移动，随无功控制比例增益增大向右半平面移动，说明提高直流电压控制带宽有利于模态稳定，而无功控制不宜过快。



(a) $\lambda_{16,17}$随K_{pd}变化的根轨迹　(b) 不同K_{pd}下光伏电站有功输出

(c) $\lambda_{16,17}$随K_{pq}变化的根轨迹　(d)不同K_{pq}下光伏电站有功输出

图 9　直流电压和无功控制参数对$\lambda_{16,17}$模态稳定性影响

Fig.9　Impacts of DC voltage and reactive power control parameters on stability of mode $\lambda_{16,17}$

采用时域仿真验证，分别设定：

(1)直流电压控制比例增益系数为 1.0、4.0、8.0。

(2)无功控制比例增益为 1.0、4.0、8.0，初始时刻将交流网络短路比设置为 3.0，于 2 s 时减小至 2.0，光伏输出功率分别如图 9(b)、(d)所示。

仿真结果表明，模态$\lambda_{16,17}$随直流电压控制比例增益增加由发散转为稳定，随无功控制比例增益增大由稳定转为发散，结果与特征根分析一致。

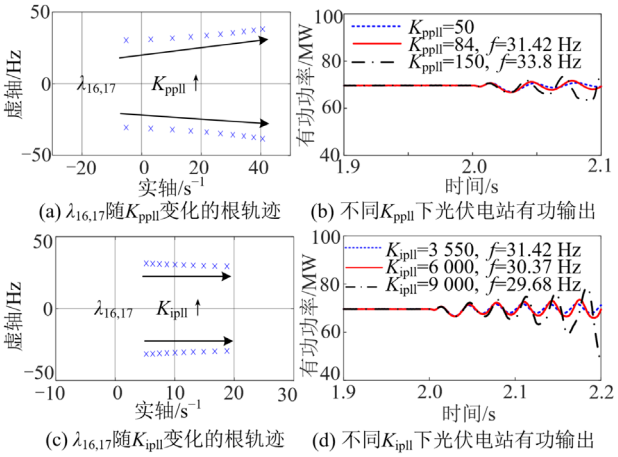
4）锁相环控制参数的影响

分别设定：

(1)锁相环比例增益系数 K_{ppll} 的变化范围为 50~300，相应地锁相环带宽由 20 Hz 变化至 50 Hz。

(2)积分增益的变化范围为 3 000~13 000，保持 SCR 为 2。

计算模态$\lambda_{16,17}$的根轨迹，如图 10(a)、(c)所示。结果表明，随着锁相环控制比例和积分增益的增大，模态趋于更加不稳定，较小的比例增益可使得模态稳定，说明锁相控制响应适当变慢有利于次同步振荡稳定。



(a) $\lambda_{16,17}$随K_{ppll}变化的根轨迹　(b) 不同K_{ppll}下光伏电站有功输出

(c) $\lambda_{16,17}$随K_{iplll}变化的根轨迹　(d) 不同K_{iplll}下光伏电站有功输出

图 10　锁相环控制参数对$\lambda_{16,17}$模态稳定性影响

Fig.10　Impacts of PLL control parameters on stability of mode $\lambda_{16,17}$

采用时域仿真验证，分别设置：

(1)锁相环控制比例增益系数为 50、84、150。

(2)锁相环控制积分增益系数为 3 550、6 000、9 000；初始时刻将交流网络短路比设置为 3.0，于 2 s 时减小短路比至 2.0。光伏输出功率如图 10(b)、(d)所示，结果验证了特征值分析的准确性。

4　与集中式光伏并网系统的对比

4.1　次同步振荡模态对比

将图 1 所示算例系统中的组串式光伏电站替换为相同容量的集中式光伏电站，控制结构和参数如附录 A 图 A1 和表 A4 所示，具体符号含义见附录 A 表 A1。建立其状态空间模型开展特征模式分析。采用与表 2 相同的运行工况，计算集中式光伏电站并网系统特征值，结果如表 3 所示。

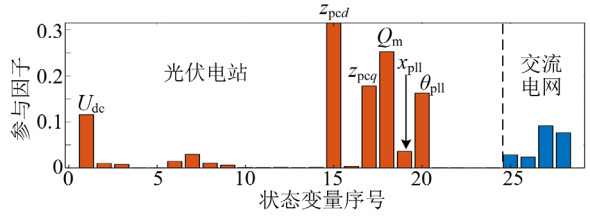
对比表 2 和表 3 可见：(1)相比于组串式光伏，集中式光伏采用单级控制，没有 DC/DC 环节，因此没有与之对应的特征模式；(2)集中逆变器控制结构与组串式逆变器相同，具有类似的特征模式；(3)系统存在电流内环主导的不稳定次同步振荡模式。

表 3 集中式光伏并网系统特征值

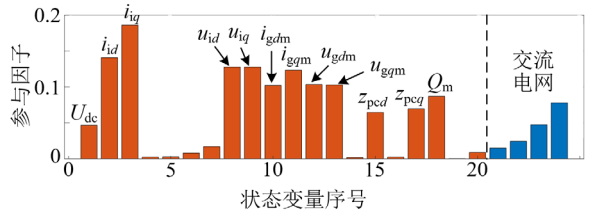
Table 3 Eigenvalues of centralized PV grid-connected systems

模态	特征值	主要参与环节
$\lambda_{1,2}$	−25.2±j2π×1 116	LC 滤波
$\lambda_{3,4}$	−34.1±j2π×1 018	LC 滤波
$\lambda_{7,8}$	−109±j2π×103.4	电流内环控制
$\lambda_{9,10}$	0.65±j2π×49.9	电流内环控制
$\lambda_{12,13}$	−8.8±j2π×2.3	直流电压外环
$\lambda_{14,15}$	−1.3±j2π×1.8	锁相环

图 11 给出了 2 种光伏并网系统次同步振荡模态的参与因子对比，其中图 11(a)即文中图 4，便于对比复制在此，图中不同颜色的柱状图表示不同类型的状态变量，分别为光伏电站与交流电网的状态变量。可以发现，次同步振荡模态均为电流环控制主导，无功外环、电压外环有参与，相比之下，组串式光伏无功和锁相控制参与程度更高，说明组串式和集中式光伏并网系统中次同步振荡模式受功率外环以及锁相环影响存在差异。



(a) 组串光伏振荡模态的参与因子



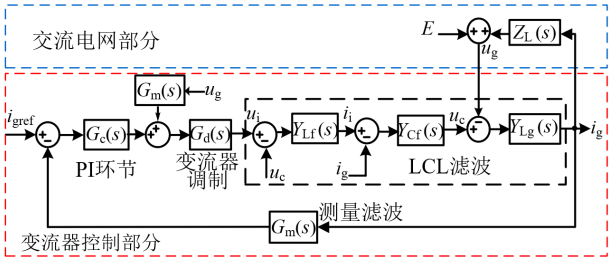
(b) 集中光伏振荡模态的参与因子

图 11 组串式与集中式光伏次同步模态参与因子对比分析

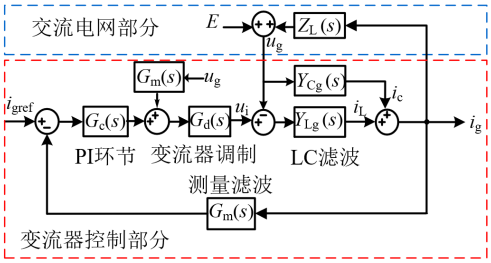
Fig.11 Comparative analysis of subsynchronous modal participation factors between string inverter-based and centralized PV systems

4.2 短路比对电流控制回路频域特性的影响

以上分析表明，组串式和集中式光伏并网系统在弱电网下均存在电流环控制主导的次同步振荡风险。组串式和集中式光伏分别取如表 1 和附录 A 表 A4 所示的控制参数，建立组串式和集中式光伏并网的电流环控制传递函数，如图 12 所示。光伏变流器在控制设计阶段往往将外部系统视作理想电源，电流环控制传递函数如图 12 中下方虚线框部分所示；实际并网系统还需考虑箱变和电网阻抗的影响，即上方虚线框部分考虑箱变和电网阻抗引入的电流负反馈回路。



(a) 组串式光伏电流控制闭环传递函数

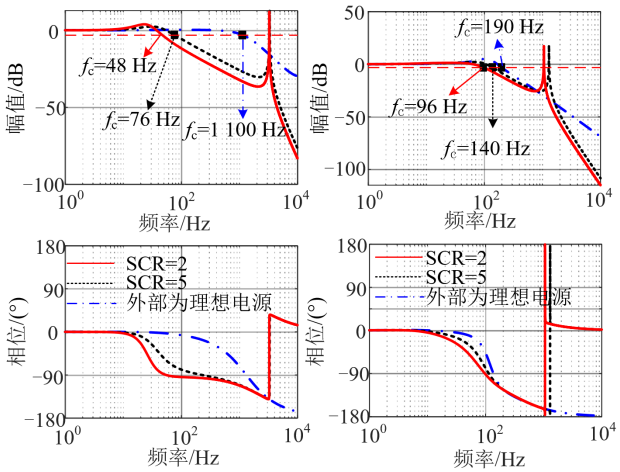


(b) 集中式光伏电流控制闭环传递函数

图 12 组串和集中式光伏并网系统电流控制闭环传递函数

Fig.12 Block diagram of current control closed-loop transfer function for grid-connected string PV and centralized PV systems

分别计算考虑外部系统为理想电势源、短路比 SCR 分别为 5 和 2 时组串式光伏和集中式光伏的电流内环频域特性曲线，如图 13 所示。理想并网条件下，组串式和集中式光伏电流环控制带宽均接近理论设计值，前者在 1~2 kHz 之间，后者在 100~200 Hz 之间。当短路比为 5、2 时，组串式光伏的电流环等



(a) 组串式光伏电流内环频域特性 (b) 集中式光伏电流内环频域特性

图 13 不同短路比下的电流内环频域特性曲线

Fig.13 Frequency response characteristics of the current inner loop for various SCRs

效带宽由高频段很快降至次超同步频段，相位裕度也随之减小；集中式光伏的电流环等效带宽由高于超同步频段以上逐渐降低至超同步频段，相位裕度也相应有所减小。由此可见，考虑箱变和交流电网阻抗的影响后，组串式和集中式光伏并网的电流内环等效带宽和次超同步频段的相位裕度均会降低。其中，组串式光伏因变流器采用的输出滤波结构不同，等效电流环带宽和次超同步频段相位特性随短路比变化更敏感。

计算在外部系统为理想电势源、短路比 SCR 分别为 5 和 2 时，组串式和集中式光伏并网系统的电流环控制主导振荡模式，结果如表 4 所示。

表 4　外部系统不同时特征值计算结果

Table 4　Eigenvalue calculation results under different external system conditions

外部系统	组串式光伏电流环主导模式	集中式光伏电流环主导模式
理想电势源	−6 909±j2π×641	−141.6±j2π×84
SCR=5	−89.7±j2π×45.2	−41.5±j2π×63.2
SCR=2	5.80±j2π×31.37	0.65±j2π×49.9

结果表明：

1）组串式光伏电流环主导振荡模式在理想并网条件下表现为中高频模式，考虑箱变和网络阻抗后模式频率也由中高频快速降低至次超同步模式，并存在失稳风险。

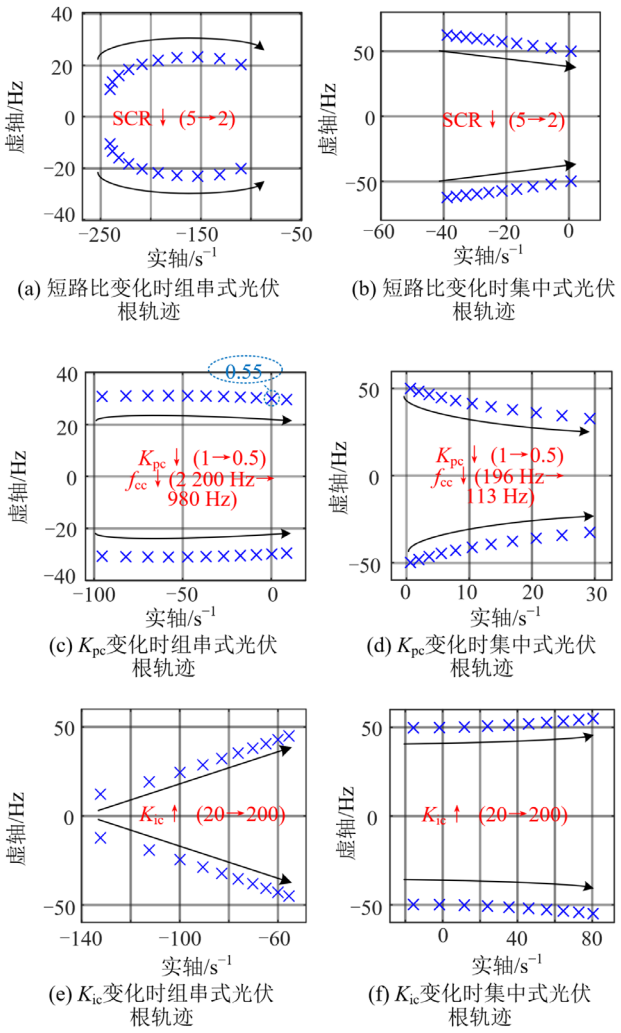
2）集中式光伏电流环主导振荡模式在理想并网条件下表现为超同步模式，考虑箱变和网络阻抗后模式频率随短路比的减小而降低至次同步频段。

故尽管组串式光伏逆变器电流内环理论控制带宽远高于次/超同步频段，但随着系统短路比的降低，其实际等效带宽由高频段快速降低至次/超同步频段，系统出现电流控制主导的次超同步振荡模态并存在失稳风险。

4.3　次同步振荡模态影响因素对比

保持其他参数不变，设置组串式光伏参数与集中式光伏电流内环控制参数 K_{pc}/K_{ic} 取相同数值，初始值为 1/43.5，对应理想并网条件各自电流环带宽为 2 200 Hz 和 200 Hz。分别计算短路比以及电流内环控制参数 K_{pc}、K_{ic} 变化时，组串式光伏并网系统和集中式光伏系统的次同步振荡模态根轨迹，结果如图 14 所示。

结果表明，集中式光伏并网系统在低短路比、低电流内环比例增益、高电流内环积分增益时，电流环控制主导模式趋向于更不稳定，其振荡趋势与组串式光伏并网系统相似。



(a) 短路比变化时组串式光伏根轨迹　(b) 短路比变化时集中式光伏根轨迹

(c) K_{pc}变化时组串式光伏根轨迹　(d) K_{pc}变化时集中式光伏根轨迹

(e) K_{ic}变化时组串式光伏根轨迹　(f) K_{ic}变化时集中式光伏根轨迹

图 14　组串式和集中式光伏并网次同步振荡模态根轨迹

Fig.14　Root locus of sub-synchronous oscillation modes for grid-connected string PV and centralized PV systems

对比图 14(a)、(b)和图 7(a)可知，相同的短路比变化下，组串式光伏次同步振荡模态的实部变化范围更大，模态实部关于短路比的灵敏度也更大。

对比图 14(c)、(d)可知，低短路比时，组串式光伏 K_{pc}>0.55 时系统可保持稳定；集中式光伏 K_{pc} 在理论带宽设计范围内系统均为失稳状态。故相同短路比下，电流环带宽在合理带宽设计范围内变化，集中式光伏相较于组串式光伏更容易发生振荡。即在相同的并网条件下，保持集中式光伏电流控制主导的次超同步模式稳定的参数域相较于组串式光伏更小。

对比图 14(e)、(f)可知，K_{ic} 对组串式光伏的模态振荡频率影响相较于集中式光伏更大，通过合理

设计 K_{ic} 参数可较为明显地改变该模态的振荡频率。

5 结论

本文建立了组串式光伏及其并网系统小信号模型，通过状态空间分析研究了弱电网下组串式光伏并网系统的次/超同步振荡问题，并与集中式光伏并网次超同步振荡特性进行了对比分析，主要结论如下：

1）组串式光伏电流环控制设计带宽通常为1~2 kHz，随着系统短路比的降低，电流控制回路主导的特征模式会从高频快速降低到次超同步模式，弱电网条件下存在次超同步振荡失稳风险。

2）系统失稳模态主要受电流内环控制和短路比的影响，由于控制回路耦合关系，电压外环比例增益、无功外环比例增益、锁相环控制对失稳模态的稳定性和振荡频率也存在不同程度的影响。

3）组串式与集中式光伏并网系统均存在弱电网下由电流环控制主导的次/超同步振荡风险。相同短路比条件下，集中式光伏并网系统保持电流控制主导的次超同步模式稳定的参数设计范围更窄，同样的电流控制参数更容易发生振荡失稳。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 吴沂洋，刘继春，伍峻杭. 考虑不同区域气象与地理条件差异的广域光伏电站规划[J]. 电网技术，2024，48(9)：3653-3662.
WU Yiyang, LIU Jichun, WU Junhang. Wide area photovoltaic power plants planning considering the differences in meteorological and geographical conditions in different regions[J]. Power System Technology, 2024, 48(9): 3653-3662.

[2] 熊馨瑶，付红军，熊浩清，等. 基于频域阻抗的新能源并网振荡风险评估方法[J]. 高电压技术，2024，50(8)：3745-3756.
XIONG Xinyao, FU Hongjun, XIONG Haoqing, et al. Risk assessment method for the oscillation of renewable energy grid-connected system based on frequency domain impedance[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(8): 3745-3756.

[3] 栗峰，丁杰，周才期，等. 新型电力系统下分布式光伏规模化并网运行关键技术探讨[J]. 电网技术，2024，48(1)：184-196.
LI Feng, DING Jie, ZHOU Caiqi, et al. Key technologies of large-scale grid-connected operation of distributed photovoltaic under new-type power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(1): 184-196.

[4] CHENG Y Z, FAN L L, ROSE J, et al. Real-world subsynchronous oscillation events in power grids with high penetrations of inverter-based resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(1): 316-330.

[5] 葛津铭，尹贻波，李赫，等. 基于直流侧电压等效补偿的光伏并网系统间谐波电流抑制策略[J]. 电网技术. 2024，48(12)：4886-4895.
GE Jinming, YIN Yibo, LI He, et al. An interharmonic suppression control strategy in PV system based on DC-link voltage equivalent compensation[J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4886-4895.

[6] 高洁，王彤，赵伟，等. 提升电力系统安全稳定水平的风电光伏场站主动支撑技术发展及展望综述[J]. 新型电力系统，2024，2(2)：201-222.
GAO Jie, WANG Tong, ZHAO Wei, et al. Review on the development and prospect of active support technologies for wind power and photovoltaic stations to improve the security and stability level of power system[J]. New Type Power Systems, 2024, 2(2): 201-222.

[7] 雷雨，李光辉，王伟胜，等. 计及光伏阵列的光伏发电阻抗建模与特性分析[J]. 中国电机工程学报，2024，44(13)：5122-5134.
LEI Yu, LI Guanghui, WANG Weisheng, et al. Impedance modeling and characteristics analysis of photovoltaic generation considering photovoltaic array[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(13): 5122-5134.

[8] 高本锋，邓鹏程，梁纪峰，等. 光伏电站与弱交流电网间次同步交互作用路径及阻尼特性分析[J]. 电工技术学报，2023，38(24)：6679-6694.
GAO Benfeng, DENG Pengcheng, LIANG Jifeng, et al. Analysis of path and damping characteristics of subsynchronous interaction between photovoltaic plant and weak AC grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(24): 6679-6694.

[9] 马燕峰，赵茜，赵书强，等. 光火打捆直流送出环境下系统宽频振荡机理及特性分析[J]. 太阳能学报，2024，45(4)：382-393.
MA Yanfeng, ZHAO Qian, ZHAO Shuqiang, et al. Analysis of broadband oscillation mechanism and characteristics of photovoltaic-thermal bundled system under DC output environment[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(4): 382-393.

[10] 李岩，辛清明，杨子千，等. 大规模新能源经柔性直流孤网送出系统的稳定新问题与控制方法[J]. 高电压技术，2025，51(11)：5354-5366.
LI Yan, XIN Qingming, YANG Ziqian, et al. Stability issues and control methods for large-scale renewable energy island transmission systems via VSC-HVDC[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(11): 5354-5366.

[11] 马燕峰，陈鑫，刘新元，等. 考虑新能源场站间相互作用的宽频振荡特性研究[J]. 太阳能学报，2024，45(1)：563-573.
MA Yanfeng, CHEN Xin, LIU Xinyuan, et al. Study on broadband oscillation characteristics considering interaction between new energy stations[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(1): 563-573.

[12] 伍珀苇，王子涵，李庚银，等. 基于模型预测控制的光伏并网系统次同步振荡抑制策略研究[J]. 太阳能学报，2024，45(8)：349-357.
WU Powei, WANG Zihan, LI Gengyin, et al. Research on sub-synchronous oscillation suppression strategy of photovoltaic grid-connected system based on model predictive control[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024, 45(8): 349-357.

[13] 王渝红，程杨帆，廖建权，等. 基于改进电容电流反馈的含非线性负载光伏并网系统振荡抑制策略[J]. 电力系统保护与控制，2023，51(16)：10-22.
WANG Yuhong, CHENG Yangfan, LIAO Jianquan, et al. Oscillation suppression strategy of a PV grid-connected system with nonlinear loads based on improved capacitor current feedback[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 10-22.

[14] 查晓明，李锡林，黄萌，等. 源-机-网协同视角下电力电子并网装备同步控制方法综述[J]. 高电压技术，2025，51(4)：1507-1526.
ZHA Xiaoming, LI Xilin, HUANG Meng, et al. Review of synchronous control for power electronic grid-connected equipment from the perspective of source-converter-network cooperation[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(4): 1507-1526.

[15] 王渝红，王馨瑶，廖建权，等. 交直流电网宽频振荡产生、辨识及抑制研究综述[J]. 高电压技术，2023，49(8)：3148-3162.
WANG Yuhong, WANG Xinyao, LIAO Jianquan, et al. Review of generation, identification and suppression of wide-band oscillation in AC-DC power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(8): 3148-3162.

[16] 蔡旭，郭子腾，宗皓翔，等. 新能源发电并网装备技术发展综述[J]. 高电压技术，2025，51(8)：3972-3991.
CAI Xu, GUO Ziteng, ZONG Haoxiang, et al. Review on the technology development of grid-tied equipment for renewable power generations[J]. High Voltage Engineering, 2025, 51(8): 3972-3991.

[17] 贺霞，张敏，朱永灿，等. 集中式与组串式逆变器在光伏电站的应用分析[J]. 西安工程大学学报，2018，32(4)：443-448.
HE Xia, ZHANG Min, ZHU Yongcan, et al. Application analysis of centralized inverter and string inverter in photovoltaic power station[J]. Journal of Xi'an Polytechnic University, 2018, 32(4): 443-448.

[18] PURBA V, DHOPLE S V, JAFARPOUR S, et al. Reduced-order structure-preserving model for parallel-connected three-phase grid-tied inverters[C]//2017 IEEE 18th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics. Stanford, USA: IEEE, 2017: 1-7.

[19] RUAN X B, WANG X H, PAN D H, et al. Control techniques for LCL-type grid-connected inverters[M]. Singapore: Springer, 2018.

[20] 王伟胜，李光辉，陈燕东，等. 新能源发电宽频阻抗测量技术与装备综述[J]. 中国电机工程学报，2025，45(18)：7149-7166.
WANG Weisheng, LI Guanghui, CHEN Yandong, et al. Review of broadband impedance measurement techniques and equipment for renewable energy generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(18): 7149-7166.



马　望
1998—，女，硕士，助理工程师
主要研究方向为电力系统运行分析
E-mail: 2210208279@qq.com

MA Wang



陈雅欣
2001—，女，硕士生
主要研究方向为新能源系统稳定与控制
E-mail: m202372230@hust.edu.cn

CHEN Yaxin



孙海顺(通信作者)
1971—，男，博士，教授
主要研究方向为电力系统分析、电力系统运行与控制、电力系统次同步振荡、大规模新能源并网的电力系统稳定性、灵活负荷调度与控制等
E-mail: haishunsun@hust.edu.cn

SUN Haishun
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2025-08-13　在线出版日期　2026-04-10　　编辑　程子丰

附录 A

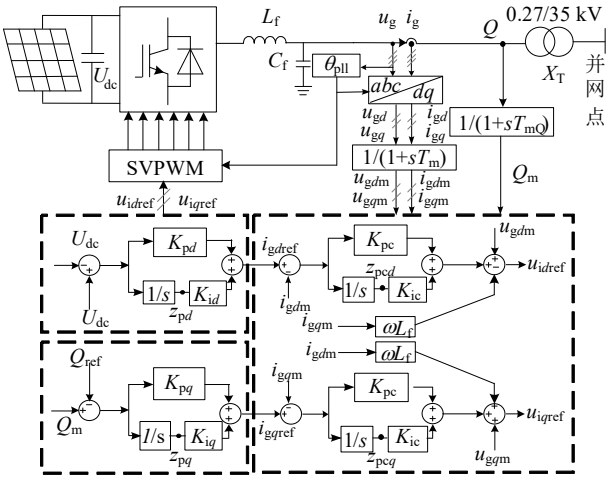


图 A1　集中式光伏的控制系统结构框图

Fig.A1　Block diagram of the control system structure for centralized PV systems

表 A1　组串式与集中式光伏并网系统数学模型中的变量及其含义

Table A1　Variables and their meanings in the mathematical model of grid-connected string string and centralized PV systems

变量	含义	变量	含义
C_{pv}	光伏阵列端口直流电容	L_B	Boost 电感
C_{dc}	直流母线电容	U_{pv}	光伏阵列端口电压
I_{pv}	光伏阵列输出电流	I_B	Boost 电感电流
U_{dc}	直流母线电压	D	开关管输入占空比
I_{dc}	Boost 输出电流	U_{pvref}	光伏阵列端口电压指令值
U_{pvm}	光伏阵列端口电压量测值	K_{pmppt}	Boost 控制比例增益
T_{udc}	直流电压测量滤波常数	K_{impppt}	Boost 控制积分增益
z_{mppt}	Boost 控制中间变量	L_f	滤波逆变侧电感
C_f	滤波电容	L_g	滤波网侧电感
u_g	输出电压	i_g	输出电流
u_{gd}	输出电压 d 轴分量	u_{gq}	输出电压 q 轴分量
i_{gd}	输出电流 d 轴分量	i_{gq}	输出电流 q 轴分量
z_{pd}	直流电压控制中间变量	z_{pd}	交流无功控制中间变量
U_{dcref}	直流电容电压指令值	Q_{ref}	无功功率指令值
z_{pcd}	d 轴电流内环控制中间变量	z_{pcq}	q 轴电流内环控制中间变量
i_{gdref}	输出电流 d 轴分量参考值	i_{gqref}	输出电流 q 轴分量参考值
u_{gdm}	输出电压量测值 d 轴分量	u_{gqm}	输出电压量测值 q 轴分量
i_{gdm}	输出电流量测值 d 轴分量	i_{gqm}	输出电流量测值 q 轴分量
u_{idref}	u_{id} 参考值	u_{iqref}	u_{iq} 参考值
K_{pd}	直流电压控制的比例增益	K_{id}	直流电压控制的积分增益
K_{pq}	无功外环控制的比例增益	K_{iq}	无功外环控制的积分增益
K_{pc}	电流内环控制的比例增益	K_{ic}	电流内环控制的积分增益
T_m	电压、电流测量滤波常数	T_{mQ}	无功的测量滤波时间常数
Q	逆变器输出无功值	Q_m	输出无功量测值
u_{ga}	输出 a 相电压	u_{gb}	输出 b 相电压
u_{gc}	输出 c 相电压	x_{pll}	锁相环控制中间变量
θ_{pll}	锁相环输出相角	ω_g	电网同步角速度
ω_0	电网额定角速度	K_{ppll}	锁相环控制比例增益

续表 A1

变量	含义	变量	含义
K_{ipll}	锁相环控制比例增益	u_{id}	滤波逆变侧电压 d 轴分量
u_{iq}	滤波逆变侧电压 q 轴分量	K_{pwm}	变流器等效增益
T_d	开关延时时间常数	i_{id}	滤波逆变侧电流 d 轴分量
i_{iq}	滤波逆变侧电流 q 轴分量	u_{cd}	滤波电容电压 d 轴分量
u_{cq}	滤波电容电压 q 轴分量	X_T	箱变阻抗

表 A2　组串式光伏逆变器的电气参数

Table A2　Circuit parameters of string PV inverters

符号	含义	数值和单位
S_b	额定容量	225 kW
C_{pv}	Boost 电路输入电容	50 μF
L_B	Boost 电路电感	600 μH
C_{dc}	直流母线电容	1.5 mF
f_{sboost}	Boost 电路开关频率	18 kHz
L_f	LCL 滤波器逆变侧电感	185 μH
C_f	LCL 滤波器滤波电容	13.2 μF
L_g	LCL 滤波器网侧电感	9 μH
f_s	变流器开关频率	16 kHz

表 A3　组串式光伏并网系统中的状态变量及其对应序号

Table A3　State variables and their indices in grid-connected string PV systems

序号	变量	序号	变量	序号	变量	序号	变量
1	Δu_{dc}	2	Δi_{id}	3	Δi_{iq}	4	Δu_{cd}
5	Δu_{cq}	6	Δi_{gd}	7	Δi_{gq}	8	Δu_{id}
9	Δu_{iq}	10	Δi_{gdm}	11	Δi_{gqm}	12	Δu_{gdm}
13	Δu_{gqm}	14	Δz_{pd}	15	Δz_{pcd}	16	Δz_{pq}
17	Δz_{pcq}	18	ΔQ_m	19	Δx_{pll}	20	$\Delta \theta_{pll}$
21	Δu_{pv}	22	Δi_B	23	Δz_{mppt}	24	Δu_{pvm}
25	Δi_{tx}	26	Δi_{ty}	27	Δi_{sx}	28	Δi_{sy}

表 A4　集中式光伏并网系统的主要参数

Table A4　Main parameters of centralized PV grid-connected system

符号	参数名称	取值
S_b	额定容量	100 MW
G	光照强度	800 W/m^2
C_{dc}	光伏直流侧电容	5 F
L_f	光伏滤波电感	1.02 μH
C_f	光伏滤波电容	0.039 3 F
T_m	测量滤波时间常数	0.001 s
K_{pd}	光伏直流外环比例增益	1
K_{id}	光伏直流外环积分增益	10
f_v	直流电压外环带宽	6 Hz
K_{pq}	光伏无功外环比例增益	1
K_{iq}	光伏无功外环积分增益	10
f_Q	无功外环带宽	2 Hz
K_{pc}	光伏电流内环比例增益	1
K_{ic}	光伏电流内环积分增益	43.5
f_{cc}	电流环带宽	190 Hz
K_{ppll}	光伏锁相环比例增益	50
K_{ipll}	光伏锁相环积分增益	1 000
f_{pll}	锁相环带宽	10 Hz
X_T	箱变阻抗	0.000 474 Ω