

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.05.013

双馈风场串补系统次同步振荡紧急控制策略

张鑫宇¹, 薛峰¹, 李碧君¹, 许剑冰¹, 徐海波¹, 李兆伟^{1,2}

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

2. 华北电力大学电气与电子工程学院, 北京 102206)

摘要:在新能源侧振荡抑制措施失效的情况下,双馈风电场与串补相互作用诱发的次同步振荡会造成大量风机脱网,对系统稳定性产生不利影响。现有振荡抑制措施无法保证在任何情况下都能可靠抑制振荡,因此需要网侧主动对风场进行紧急控制。文中基于频域阻抗判据,针对辐射型网络网侧选切过程中实时计算量过大的问题制定紧急控制策略,以达到降低计算量,减少决策时间的目的。在极坐标系下推导新能源侧频域阻抗实部与支路阻抗模值相角的关系,根据实部变化量分三步进行判断:首先排除“切除无效机组”;其次在余下的机组中筛选紧急控制作用有效的机组;最后根据复阻抗量的投影大小确定切除顺序以防过切。基于国内某风电场经串补送出电网实际参数,通过PSCAD仿真试验对所提策略的有效性进行仿真验证,仿真结果表明按照文中所述切除策略进行紧急控制可有效提升系统在次同步振荡过程中的系统阻尼,避免振荡快速发散。

关键词:双馈风机;大规模风电场;次同步振荡;阻抗法;紧急控制策略;风电场并网

中图分类号: TM712

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)05-0108-09

0 引言

在“双碳”目标的背景下,风电将继续保持迅猛的发展势头^[1-3]。我国风力资源富集地与负荷中心呈逆向分布,须采取措施保证风电远距离输送能力^[4-5]。作为一种经济且工程易实现的技术手段,串补电容能显著提高线路输送能力,但也引发了次同步振荡的风险^[6-8]。美国明尼苏达州、德克萨斯州都曾出现过双馈风机经串补电容线路送出生次同步振荡的现象^[9-10]。我国冀北沽源地区风电通过串补线路送出,在2012年—2016年也多次出现振荡频率为3~12 Hz的次同步振荡^[11-13]。目前主要通过改进风电控制环节和附加设备提升系统阻尼来抑制次同步振荡^[14],但电力系统的运行方式多变,运行条件复杂,很难保证所有工况下都能可靠消除次同步振荡。因此需要电网侧在风电场抑制措施失效的情况下能主动对风电场进行紧急控制,从而避免主网发生大规模振荡,保护主网稳定运行和相关电力设备安全。

当前双馈风电场与串补相互作用引发次同步振荡的机理还不明晰^[15],振荡源不明确^[16],且已有振荡溯源多以直驱风机强迫振荡为主^[17-18],因此针对此类事件的紧急控制策略研究较少。文献[19-20]制定了以功率振幅大小为主要判据,综合考虑

场站类型的多轮切机策略。文献[21]通过辨别切机导致的系统聚合阻抗实部增量大小来评价其对次同步振荡的抑制效果,将切机问题转化为求取最优切除率的问题。但文献[21]基于所有风机运行条件相同的假设,而实际系统中由于风机类型、运行参数和地理位置的差异,一般不满足假设条件,因此在工程应用层面还有改进空间。文献[22]通过指数拟合的方式确定次同步振荡的振荡模式和发散速率,并设计了振荡发散速率与风电机组切除台数的对应关系,提出了次同步振荡下风电场三轮切机策略。文献[22]中振荡发散速率与风电机组切除台数的对应关系仅适用于单一风电场,而现实中的次同步振荡往往由多个风电场与系统交互作用引发。文献[23]以实时监测收集次同步振荡信息为目的,提出基于次同步谐波传播通道的同步相量测量装置(phasor measurement unit, PMU)、次同步谐波监测装置(sub-synchronous oscillation measurement unit, SMU)子站的部署原则,构建了子站与广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)主站呈辐射型互联的广域次同步振荡检测系统,为次同步振荡抑制提供工程支持。

基于以上研究及其存在的问题,文中针对次同步振荡过程中的风电场选切问题展开研究。以提升系统阻尼为目的,基于频域阻抗判据和实测复阻抗模值、相角信息制定切除判据,提出了离线筛选紧急控制有效机群和确定切除顺序的方法。该策略算法易实现,可为振荡过程中电网侧选切风电场提供依据。

收稿日期:2023-01-11;修回日期:2023-03-25

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目“规模化新能源接入电网的宽频振荡评估、紧急控制及实时决策技术研究及系统研发项目”(5108-202218280A-2-273-XG)

文中首先介绍了频域阻抗判据,提出次同步振荡紧急控制机理。然后介绍电网侧次同步振荡分三步进行的紧急控制策略:(1)通过支路阻抗相角与风电场并联阻抗相角的关系排除不进行紧急切机控制的机群;(2)根据阻抗并联的数学关系提出一种遴选紧急控制有效机群的方法;(3)定义支路贡献系数、边界角、边界阻抗模值比和边界距离系数,并根据边界距离系数大小对紧急控制中的切机顺序进行排列。最后基于PSCAD实际电网模型的仿真结果验证了所提切机策略的有效性。

1 次同步振荡紧急控制机理

1.1 次同步振荡频域阻抗判据

双馈风电场经串补送出系统中,线路电感与串补装置构成的L-C电气振荡是该系统中次同步谐振(sub-synchronous resonance, SSR)的主要来源^[7]。在次同步频率下,双馈风电场呈感性负电阻,电网呈容性正电阻,风电场与电网可等效为一个聚合的RLC谐振电路^[24-25],在这个电路中阻尼比 σ 与谐振频率 f 由等效后的聚合电路参数唯一确定^[26],根据电路原理,可表示为:

$$\begin{cases} \sigma = \frac{R}{2L} \\ f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC} - \left(\frac{R}{2L}\right)^2} \end{cases} \quad (1)$$

当风电场阻抗并联后负电阻绝对值大于系统侧的正电阻时,就会诱发次同步振荡,聚合RLC谐振电路的负电阻越大,负阻尼也就越大。频域阻抗判据即基于此电路原理,根据电抗过零点时电阻正负判断系统稳定性:电抗过零点时,若电阻为负则系统失稳;若电阻为正则系统保持稳定^[27]。文献[28]讨论了此判据与李雅普诺夫第一方法判别系统稳定性的关系,证明了二者对临界情况的判断互为充要条件。

1.2 控制机理分析

在次同步主导频率下对并联于同一母线的风电场所呈现的阻抗进行分析。图1为系统阻抗示意,其中, n 个具有不同参数的风电场通过馈线并联于汇流母线,构成风电场次同步阻抗(下文称风电场群阻抗) Z_w ,经串补与无穷大电网相连。

串联补偿线路阻抗 Z_g 由线路电阻 R_{grid} 、线路电抗 X_{L_ssr} 和串联补偿电容 X_{C_ssr} 组成。

支路 i 对应的次同步阻抗 Z_i 可通过次同步频率电压 \dot{U}_{ssr} 与该支路次同步频率电流 \dot{I}_{i_ssr} 之比得到:

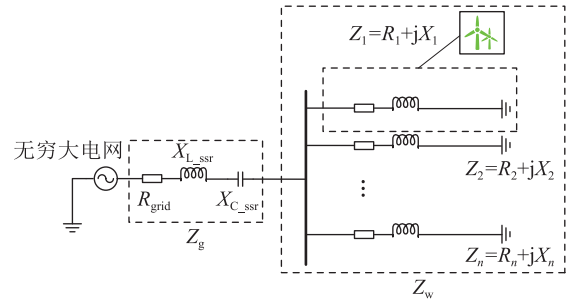


图1 系统阻抗示意

Fig.1 Schematic diagram of system impedance

$$Z_i = R_i + jX_i = \frac{\dot{U}_{ssr}}{\dot{I}_{i_ssr}} \quad (2)$$

式中: R_i 、 X_i 分别为支路 i 的电阻和电抗。

根据阻抗并联的数学关系可知,风电场群阻抗 Z_w 实部的数值可通过下式计算:

$$\begin{aligned} \frac{1}{Z_w} &= \frac{1}{R_1 + jX_1} + \frac{1}{R_2 + jX_2} + \dots + \frac{1}{R_n + jX_n} \quad (3) \\ \text{Re}(Z_w) &= \frac{|Z_w|}{|Z_1|} R_1 + \frac{|Z_w|}{|Z_2|} R_2 + \dots + \frac{|Z_w|}{|Z_n|} R_n \quad (4) \end{aligned}$$

基于频域阻抗判据的紧急控制策略的制定基础就是在振荡发散的过程中,切除汇流母线下属风电场,使系统次同步聚合阻抗的实部增大,从而提升系统阻尼。设母线下属支路 i 的次同步阻抗实部与支路阻抗模值之比为 k_i ,即:

$$k_i = \frac{R_i}{\sqrt{R_i^2 + X_i^2}} \quad (5)$$

k_i 代表支路 i 对风电场群阻抗实部的贡献程度。 k_i 即为支路 i 阻抗角余弦值,在感性负电阻场景下, k_i 绝对值越大则阻抗角越大。若不考虑风电场群阻抗模值的变化,则切除该支路后 Z_w 实部的增量增大。切除支路会导致 $|Z_w|$ 模值改变,因此需要一种简化的次同步振荡紧急控制算法,快速选取须切除的风电场支路,满足使系统阻尼增加的紧急控制需求。

2 基于频域阻抗判据的次同步振荡紧急控制策略

2.1 紧急切机控制无效机群的排除方法

当风电场支路过多时,按照式(4)严格计算切除不同风电场后的 $\text{Re}(Z_w)$ 会面临维数灾的问题。故下文介绍基于极坐标下并联阻抗实部与支路阻抗关系的紧急切机控制无效机群排除方法。

设阻抗模值和相角分别为 ρ_i 和 θ_i 的支路 i 和阻

抗模值和相角分别为 ρ_j 和 θ_j 的支路 j 并联于同一母线。在极坐标下表示为:

$$\begin{cases} Z_i = \rho_i e^{j\theta_i} \\ Z_j = \rho_j e^{j\theta_j} \\ 0^\circ < \theta_i - \theta_j < 90^\circ \end{cases} \quad (6)$$

则二者并联后阻抗为 Z_Σ :

$$Z_\Sigma = \frac{Z_i Z_j}{Z_i + Z_j} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} |Z_\Sigma| &= \\ |Z_i| |Z_j| e^{j(\theta_i + \theta_j)} & \\ \sqrt{|Z_i|^2 + |Z_j|^2 + 2|Z_i||Z_j|\cos(\theta_i - \theta_j)} \times e^{j\theta_\Sigma} & \end{aligned} \quad (8)$$

图 2 为两阻抗位置关系示意。由图 2 可知, Z_i 和 Z_j 的阻抗角 θ_Σ 满足 $\theta_j < \theta_\Sigma < \theta_i$ 。由此可推知 $\theta_j < \theta_i + \theta_j - \theta_\Sigma < \theta_i$ 。

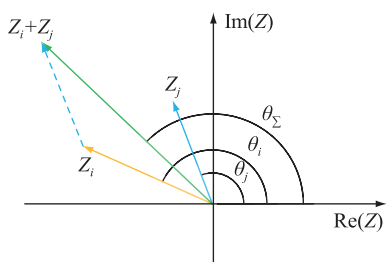


图 2 阻抗位置关系示意

Fig.2 Schematic diagram of impedance position relationship

定义支路贡献系数 T_{ij} 以表示支路 i 并联支路 j 后对支路 i 模值的放缩作用。计算如下:

$$T_{ij} = \frac{|Z_\Sigma|}{|Z_i|} = \frac{1}{\sqrt{1 + |Z_i/Z_j|^2 + 2|Z_i/Z_j|\cos(\theta_i - \theta_j)}} \quad (9)$$

当满足式(6)条件时可以得到以下结论:

(1) 夹角小于 90° 的两阻抗并联后阻抗角位于两阻抗角之间, 且模值小于任一参与并联的阻抗模值。

(2) Z_i 与 Z_j 并联后阻抗模值与原阻抗 Z_i 模值之比 $|Z_\Sigma|/|Z_i|$ 和 Z_i 与 Z_j 的夹角成正相关, 随 $|Z_j|$ 增大而增大。

(3) 同一母线下 n 个阻抗并联后的总阻抗, 其阻抗角位于最大和最小的 2 个支路阻抗角之间, 且模值小于任一阻抗模值。

由于幅值相等、方向相反的 2 个阻抗并联后的阻抗模值为无穷大, 因此, 切除母线下某一阻抗向量等价于并联一个方向相反模值相等的向量。将并联阻抗 Z_Σ 拆成 Z_{Σ_i} 与 Z_i 两部分, 则有:

$$Z_\Sigma = \frac{Z_{\Sigma_i} Z_i}{Z_{\Sigma_i} + Z_i} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \frac{Z_\Sigma(-Z_i)}{Z_\Sigma - Z_i} &= \frac{\frac{Z_{\Sigma_i} Z_i}{Z_{\Sigma_i} + Z_i}(-Z_i)}{\frac{Z_{\Sigma_i} Z_i}{Z_{\Sigma_i} + Z_i} - Z_i} = \\ \frac{Z_{\Sigma_i} Z_i(-Z_i)}{Z_{\Sigma_i} Z_i - Z_{\Sigma_i} Z_i - (Z_i)^2} &= Z_{\Sigma_i} \end{aligned} \quad (11)$$

模值放缩倍数由式(9)决定。由结论(3)和模值关系可知, 切除任意支路将会导致并联阻抗模值增大。

以风电场群阻抗为分割, 将第二象限分为区域 I 和区域 II, 切除不同区域的支路将会对 $\text{Re}(Z_w)$ 造成不同的影响。

如图 3 所示, 切除区域 I 支路(即与区域 I 支路的反向阻抗即图 3 中的 $Z_{I_}$ 并联)后风电场群阻抗的模值与阻抗角都将增大, 这将导致聚合阻抗的负实部绝对值增大, 从而使系统负阻尼增大。如图 4 所示, 切除区域 II 支路后风电场群阻抗模值增大, 阻抗角减小。切除 I 区阻抗的风电场群阻抗 Z_{w_I} 和切除 II 区阻抗的风电场群阻抗 Z_{w_II} 在该情况下的实部大小关系将无法判断。

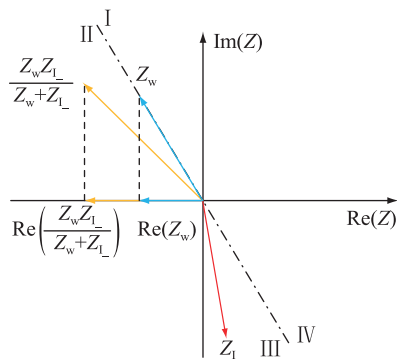


图 3 切除 I 区支路后 $\text{Re}(Z_w)$ 变化情况

Fig.3 Change of $\text{Re}(Z_w)$ after removing branch in area I

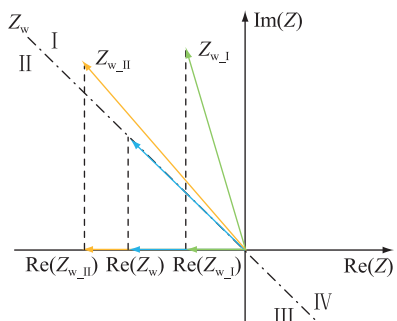


图 4 切除 II 区支路后 $\text{Re}(Z_w)$ 变化情况

Fig.4 Change of $\text{Re}(Z_w)$ after removing branch in area II

因此给出紧急切机控制无效机群的排除判据:若支路 i 的阻抗角 θ_i 与风电场群阻抗角满足关系 $\theta_i < \theta_w$, 则认定其为紧急控制无效机群并加以排除。

2.2 紧急控制有效机群的筛选方法

风电场群阻抗为 $Z_w = R_w + jX_w$ 。切除同一母线下参与并联的 Z_i , $Z_i = R_i + jX_i$, 此时风电场群阻抗为 Z_{w-i} , 若切除后可以满足 $\text{Re}(Z_{w-i}) \geq \text{Re}(Z_w)$, 即判定其为紧急控制有效机群。引入边界角的概念来筛选满足上述条件的风场支路。定义能使 Z_{w-i} 落于图 5 红色边界 l 上的阻抗角为边界角 θ_{edge} 。对模值固定的支路阻抗, 存在唯一的角度 θ_{edge} , 使得当此支路阻抗角满足 $\theta_{\text{edge}} < \theta_i < 180^\circ$ 时(即位于图 5 中 S_b 区域时), 切除此支路后的 Z_{w-i} 落在图 5 中 S_a 区域中。定义 $|Z_i|/|Z_w|$ 为支路阻抗模值比, θ_{edge} 由 θ_w 与 $|Z_i|/|Z_w|$ 共同决定。 $\text{Re}(Z_{w-i}) = \text{Re}(Z_w)$ 可表示为式(12)形式, θ_{edge} 可通过数值方法解出。

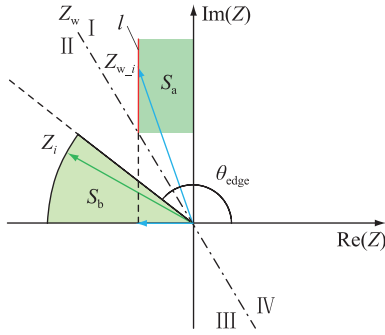


图 5 有效机群区域确定

Fig.5 Valid area determination

$$\begin{cases} C_1 = (\cos(\theta_{\text{edge}}) + \cos(\theta_w)) \times \\ (\cos(\theta_{\text{edge}})\cos(\theta_w) - \sin(\theta_{\text{edge}})\sin(\theta_w)) \\ C_2 = (\sin(\theta_{\text{edge}}) + \sin(\theta_w)) \times \\ (\cos(\theta_{\text{edge}})\sin(\theta_w) - \sin(\theta_{\text{edge}})\cos(\theta_w)) \\ C_3 = (\cos(\theta_{\text{edge}}) + \cos(\theta_w))^2 + \\ (\sin(\theta_{\text{edge}}) + \sin(\theta_w))^2 \\ \cos(\theta_w) = \frac{|Z_i|}{|Z_w|} \times \frac{C_1 - C_2}{C_3} \end{cases} \quad (12)$$

筛选紧急控制有效机组需要提前计算阻抗角与支路阻抗模值比所决定的边界角 θ_{edge} 。阻抗角的取值范围为 $[90^\circ, 180^\circ]$ 。以 $\theta_w = 95^\circ, 100^\circ, 105^\circ$ 为例, 当 $|Z_i|/|Z_w| \in [1, 50]$ 时, θ_{edge} 与 $|Z_i|/|Z_w|$ 的关系如图 6 所示。

随着支路阻抗模值的增加, 边界角迅速增大, 随后趋于稳定。工程应用中可根据图 6 中角度的变化特性确定不同区间的分度值, 提前计算不同 θ_w 对

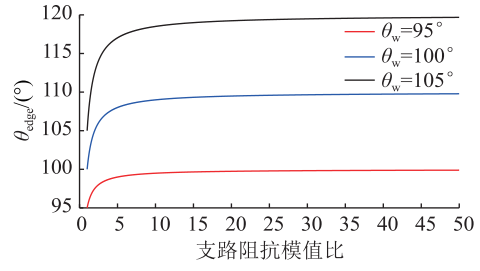


图 6 θ_{edge} 与 $|Z_i|/|Z_w|$ 关系曲线

Fig.6 Relation curve between θ_{edge} and $|Z_i|/|Z_w|$

应的策略表并存储。排除无效机组后, 进入次同步频率下 θ_w 所在区间上界对应的策略表。计算 $|Z_i|/|Z_w|$, 取其所在区间的上界为 θ_{edge} 。紧急控制有效机群的筛选判据可表示为: 若 $\theta_i > \theta_{\text{edge}}$, 则纳入紧急控制集合。上述取区间上界的策略是保守的, 保证了系统阻尼在控制作用下一定增加。

2.3 紧急控制切机排序方法

紧急控制有效机群选定后可能包含多条支路, 一次性全部切除存在过切风险, 因此要比较不同风电场切除后对系统阻尼的提升效果。本节提出一种对切除顺序进行确定的方法。假设切除区域 II 中的阻抗可以使得 Z_w 的模值不变, 即 $T = 1$ 。则切除后的并联阻抗应该在图 7 所示的红色弧线上。

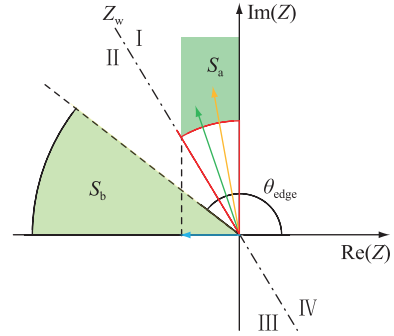


图 7 确定边界距离系数

Fig.7 Determining the boundary distance factor

据式(9)可得:

$$T = \frac{\left| \frac{Z_w Z_{i-}}{Z_w + Z_{i-}} \right|}{|Z_w|} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left| \frac{Z_w}{Z_{i-}} \right|^2 + 2 \left| \frac{Z_w}{Z_{i-}} \right| \cos(\theta_w - \theta_{i-})}} = 1 \quad (13)$$

式中: Z_{i-} 为支路阻抗 Z_i 的反向; θ_{i-} 为 Z_{i-} 的相角。由式(13)解得 $T=1$ 时, $|Z_w/Z_{i-}| = -2\cos(\theta_w - \theta_{i-})$ 。

定义 $B_i = -2\cos(\theta_w - \theta_{i-})$ 为边界阻抗模值比。则切除满足式(13)的支路将会使得并联阻抗模值落在图 7 所示红色弧线上, 此时聚合阻抗实部一定增大。但此条件比较严苛, 实际上只要使并联阻抗

切除后落于 S_a 中就能对电阻增大起到正向作用。现给出一种通过比较 B_i 相对大小来评价切除效果的方法。定义边界阻抗模值比 B_i 与实际阻抗模值比 $|Z_w/Z_{i-}|$ 之比 e_i 为边界距离系数,并以此衡量切除支路 i 后并联阻抗距离圆周距离的相对大小,优先切除 e_i 值较小的支路。

$$e_i = \frac{B_i}{|Z_w/Z_{i-}|} = \frac{2\cos(\theta_w - \theta_i)}{|Z_w/Z_{i-}|} = \frac{2}{|Z_w|} (|Z_i| \cos(\theta_w - \theta_i)) \quad (14)$$

其中, $2/|Z_w|$ 为常数,因此 e_i 与支路阻抗模值在风电场群阻抗模值上的投影大小成正比,故应优先切除经紧急控制有效机群选定后投影较小的支路阻抗。

完整的分三步进行的紧急控制策略如图 8 所示。当检测到振荡发生后,首先对主导频率进行辨识并计算该频率下支路阻抗相角 θ_i 与风电场群阻抗相角 θ_w ,排除紧急控制无效机组。当振荡越过预先设定的切除门槛时,根据策略表筛选紧急控制有效机组。最后,切除在风电场群阻抗模值上投影最小的支路,第一轮切机结束。重复执行上述策略,直至振荡收敛或切除全部满足切除条件的支路。

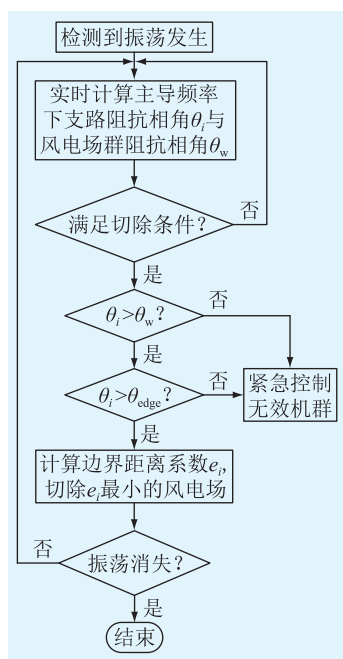


图 8 策略执行流程

Fig.8 Strategy execution flow chart

3 仿真验证

在 PSCAD 中搭建如图 9 所示的国内某风电场经串补送出系统。220 kV 母线 1 下接有 5 个风电场,分别为 A、B、C、D、E; 220 kV 母线 2 下接有 6 个

风电场,分别为 F、G、H、I、J、K,通过联络线与母线 1 相连。风机模型采用额定功率为 5 MW 的双馈风机平均值模型,仿真过程中所有风电场控制参数保持一致。风机经 0.6 kV/35 kV 变压器升压后汇集到母线,然后经 35 kV/230 kV 升压变压器升压后汇集至沽源 220 kV 母线,最后经变压器升压至 500 kV 后经串补上送至 G_1 电网与 G_2 电网。系统中 G_1 电网输电线路串补度设置为 48.15%, G_2 电网输电线路串补度设置为 53.73%。 G_1 电网与 G_2 电网用 525 kV 理想源替代。设置 2 个算例,在风电场侧出力水平和运行条件不同的情况下对策略进行验证。

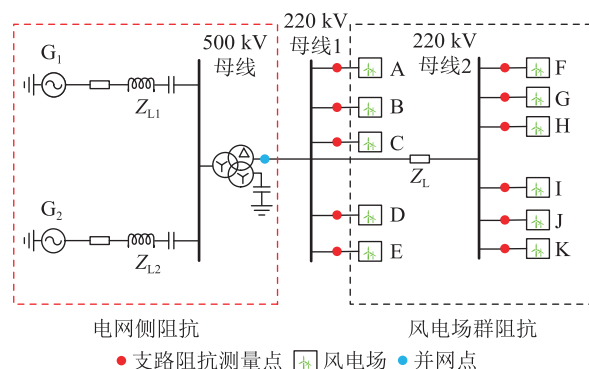


图 9 系统架构示意

Fig.9 Schematic diagram of system architecture

3.1 算例一

初始并网风机台数及风速设置如表 1 所示。

表 1 风电场出力情况(算例一)

Table 1 Wind farm output situation (case 1)

支路名称	并网风机台数	稳态出力/MW	初始风速/p.u.	调整后风速/p.u.
风电场 A	60	267.60	1.06	1.06
风电场 B	12	44.87	1.00	0.90
风电场 C	70	168.00	0.84	0.84
风电场 D	30	112.50	1.00	0.90
风电场 E	15	56.14	1.00	0.90

仿真过程中设置风电场 B、D 的风速为初始风速,即 1 p.u.。所有风电场转子电流内环比例积分参数设置为 $K_{pd} = K_{pq} = 0.23$, $T_{id} = T_{iq} = 0.02$ 。

如图 10 和图 11 所示,5 s 时降低风电场 B、D 风速,降至 0.9 p.u.,激发出主导频率为 13 Hz 的次同步振荡(相应有功振荡频率为 37 Hz,二者关于工频互补)。设置切除电流门槛值为 1 kA,当振荡主导频率电流大于门槛值时执行切除操作。振荡满足切除门槛时有功振幅为 120 MW。在图 9 所示测量点采集电压电流信息,利用快速傅里叶变换提取振荡主导频率电压 \dot{U}_{ssr} 与电流 \dot{I}_{ssr} ,根据 $Z = \dot{U}_{ssr} / \dot{I}_{ssr}$ 计算次同步阻抗。

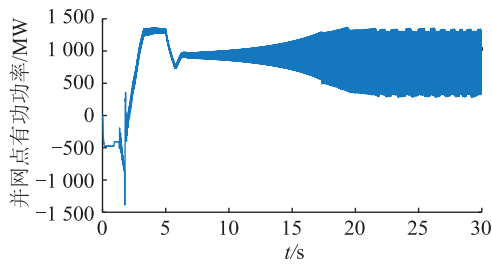


图 10 并网有功功率波形

Fig.10 Active power waveform at grid connection point

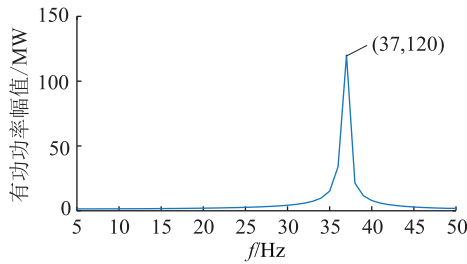


图 11 并网有功功率频谱

Fig.11 Spectrum of active power at grid connection point

各支路次同步阻抗数值及参数如表 2 所示。按照一次分组方法,风电场 A 与联络线支路阻抗角小于风电场群阻抗,位于图 3 所示区域 I 中,风电场 B、C、D、E 位于图 3 所示区域 II 中。

表 2 支路阻抗数值及其相关参数(算例一)

Table 2 Branch impedance values and related parameters (case 1)

支路名称	阻抗实部/ Ω	阻抗虚部/ Ω	阻抗角/ $(^\circ)$	阻抗模值/ Ω
风电场 A	-1.487	11.380	97.445	11.477
风电场 B	-9.919	45.975	102.175	47.033
风电场 C	-2.552	8.104	107.480	8.496
风电场 D	-3.762	21.015	100.149	21.349
风电场 E	-11.376	35.839	107.610	37.602
联络线	-0.054	4.473	90.692	4.473
风电场群阻抗	-0.265	1.912	97.879	1.930

区域 II 相关参数见表 3,按照二次分组计算边界角,风电场 B、D 的阻抗角不满足切除条件,不进行切除。风电场 C、E 满足切除条件,且风电场 C 的边界距离系数小于风电场 E 的边界距离系数,因此对该频率下系统阻尼的提升效果优于风电场 E。

当满足设定切除条件时对相应支路进行切除,并在切除 1 s 后对振荡的发散情况进行判断。取 1 s 的有功功率数据,记录其功率曲线上相邻的极大值并进行线性拟合,通过斜率判断振荡的发散速度。将起始数据点对齐至零点,取功率极大值点并进行

表 3 区域 II 相关参数(算例一)

Table 3 Relevant parameters in area II (case 1)

切除支路	阻抗角/ $(^\circ)$	边界角/ $(^\circ)$	边界距离系数
风电场 C	107.478	103.972	4.341
风电场 E	107.610	105.353	19.205
风电场 D	100.149	105.047	不计算
风电场 B	102.175	105.434	不计算

线性拟合,可得图 12 所示拟合曲线,取其斜率来反映振荡的发散速度,结果如表 4 所示。

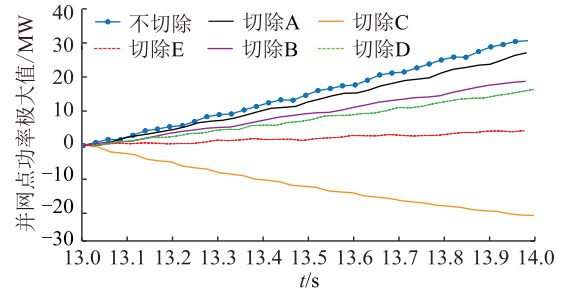


图 12 并网功率极大值拟合曲线(算例一)

Fig.12 Fitting curves of maximum power at grid connection point (case 1)

表 4 紧急控制后振荡发散速度(算例一)

Table 4 Dispersion rate of oscillation after emergency control (case 1)

切除支路	振荡频率/Hz	振荡发散速度/ $(\text{MW}\cdot\text{s}^{-1})$
不切除	37	30.92
风电场 A	37	27.02
风电场 B	37	19.73
风电场 C	37	-25.74
风电场 D	37	15.60
风电场 E	37	3.98
联络线	37	927.60

由图 12 可以看出,切除区域 II 支路的效果优于切除区域 I 支路,切除经过二次分组后筛选出来的支路对阻尼的提升更为理想,且切除边界距离系数更小的风电场 C 对阻尼的提升效果更明显。

3.2 算例二

不改变系统拓扑,改变风电场运行参数,如表 5 所示。并按照前述方式计算阻抗信息,各支路次同步阻抗数值及参数如表 6 所示。

表 5 风电场出力情况(算例二)

Table 5 Wind farm output situation (case 2)

支路名称	并网风机台数	稳态出力/MW	初始风速/p.u.	调整后风速/p.u.
风电场 A	40	149.5	1	0.9
风电场 B	32	120.0	1	0.9
风电场 C	50	187.3	1	0.9
风电场 D	30	112.5	1	0.9
风电场 E	35	131.3	1	0.9

表6 支路阻抗数值及其相关参数(算例二)

Table 6 Branch impedance values and related parameters (case 2)

支路名称	阻抗实部/ Ω	阻抗虚部/ Ω	阻抗角/ $^\circ$	阻抗模值/ Ω
风电场 A	-3.293 6	15.253 3	102.184 6	15.604 9
风电场 B	-6.260 2	15.879 9	111.515 5	17.069 3
风电场 C	-3.627 9	10.891 5	108.422 8	11.479 8
风电场 D	-3.769 3	21.084 0	100.135 9	21.349 0
风电场 E	-3.735 7	21.084 0	102.360 8	17.451 3
联络线	-0.051 5	4.486 2	90.657 1	4.486 5
风电场群阻抗	-0.273 1	1.886 8	98.236 6	1.906 4

在算例二中,除联络线外所有风电场都位于区域 II,须依靠边界角进一步进行筛选。区域 II 相关参数见表 7。可见,仅有风电场 B、C 符合切除条件,且风电场 C 边界距离系数更小。按相同方式绘制并网功率极大值点拟合曲线,可得图 13,取其斜率来反映振荡的发散速度,结果如表 8 所示。

表7 区域 II 相关参数(算例二)

Table 7 Relevant parameters in area II (case 2)

切除支路	阻抗角/ $^\circ$	边界角/ $^\circ$	边界距离系数
风电场 A	102.184 6	105.586 6	不计算
风电场 B	111.515 5	105.656 6	8.714 1
风电场 C	108.428 8	105.306 6	5.926 7
风电场 D	100.135 9	105.806 6	不计算
风电场 E	102.360 8	105.666 6	不计算

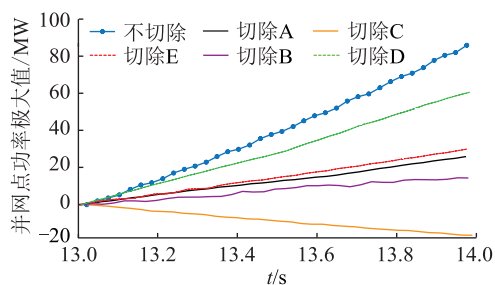


图13 并网点功率极大值拟合曲线(算例二)

Fig.13 Fitting curves of maximum power at grid connection point (case 2)

表8 紧急控制后振荡发散速度(算例二)

Table 8 Dispersion rate of oscillation after emergency control (case 2)

切除支路	振荡频率/Hz	振荡发散速度/ $(MW \cdot s^{-1})$
不切除	37	49.880
风电场 A	37	20.376
风电场 B	37	13.489
风电场 C	37	-30.782
风电场 D	37	38.128
风电场 E	37	22.602
联络线	37	984.190

由表 8 可知,在变换风电场出力后,按策略进行的紧急控制对阻尼提升依然有效。

4 结语

针对双馈风电场与串补作用引发的次同步振荡问题,文中基于频域阻抗判据提出了一种次同步振荡紧急控制策略来提升系统阻尼。提出一种排除切除无效机组的判据并在此基础上给出遴选紧急控制有效机群的离线算法,最终给出紧急控制切机的排序方法。相比于实时计算切除后系统次同步聚合阻抗的方式,文中策略所提方法在风机数目较多时计算量具有明显优势,能够节省计算时间以达到尽快对振荡进行控制的目的,相较于按振幅切除的策略,理论依据更强。理论分析和 PSCAD 仿真研究表明,文中所提紧急控制策略能够有效识别出切除后对振荡发散速率抑制明显的风电场,且切除后振荡的发散速率符合策略给出的排序。

文中策略算法简单,可用于次同步振荡下电网侧辅助决策及稳控装置判据。策略应用的前提是准确测量阻抗,因此须搭配阻抗测量装置。策略依据同一母线下多个风电场并联的结构推导得出,在理论上适用于 RLC 电路负阻尼振荡,但仍须进一步拓展其在其他拓扑及混合风电场下的应用形态。

参考文献:

- [1] SHI W H, QU J X, WANG W S. Wind power operation capacity credit assessment considering energy storage[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(1): 1-8.
- [2] WANG C, LI Y, FAN Y W, et al. Development of wind-energy modeling technology and standards[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(2): 206-216.
- [3] XU Y H, XU Y J, HUANG Y. Generation of typical operation curves for hydrogen storage applied to the wind power fluctuation smoothing mode[J]. Global Energy Interconnection, 2022, 5(4): 353-361.
- [4] 刘其辉,高瑜,郭天飞,等. 风电并网系统阻抗稳定性分析及次同步振荡因素研究[J]. 太阳能学报, 2022, 43(1): 89-100. LIU Qihui, GAO Yu, GUO Tianfei, et al. Research on impedance stability analysis and subsynchronous oscillation factors of wind power grid-connected system[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(1): 89-100.
- [5] LI Z M, XU Z, XIE Y W, et al. Two-stage ADMM-based distributed optimal reactive power control method for wind farms considering wake effects[J]. Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 251-260.
- [6] 陈晨,杜文娟,王海风. 风电场接入引发电力系统次同步振荡机理综述[J]. 南方电网技术, 2018, 12(1): 84-93. CHEN Chen, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Review on mechanism of sub-synchronous oscillations caused by grid-connected

- wind farms in power systems[J]. *Southern Power System Technology*, 2018, 12(1): 84-93.
- [7] 肖仕武, 田恬, 范丽霞, 等. 双馈风电场串补送出系统次同步振荡及参数调整分析[J]. *现代电力*, 2020, 37(3): 238-244.
XIAO Shiwu, TIAN Tian, FAN Lixia, et al. Subsynchronous oscillation analysis and parameter adjustment of doubly-fed wind farm system via series compensation[J]. *Modern Electric Power*, 2020, 37(3): 238-244.
- [8] 陈露洁, 徐式蕴, 孙华东, 等. 高比例电力电子电力系统宽频带振荡研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(7): 2297-2310.
CHEN Lujie, XU Shiyun, SUN Huadong, et al. A survey on wide-frequency oscillation for power systems with high penetration of power electronics[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(7): 2297-2310.
- [9] J R. Wind energy systems sub-synchronous oscillations: events and modeling[J]. *IEEE Power & Energy Society: Piscataway, NJ, USA*, 2020.
- [10] LEON A E, SOLSONA J A. Sub-synchronous interaction damping control for DFIG wind turbines[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(1): 419-428.
- [11] 董晓亮, 田旭, 张勇, 等. 沽源风电场串补输电系统次同步谐振典型事件及影响因素分析[J]. *高电压技术*, 2017, 43(1): 321-328.
DONG Xiaoliang, TIAN Xu, ZHANG Yong, et al. Practical SSR incidence and influencing factor analysis of DFIG-based series-compensated transmission system in Guyuan farms[J]. *High Voltage Engineering*, 2017, 43(1): 321-328.
- [12] 徐筱倩, 黄林彬, 汪震, 等. 双馈风电机组虚拟惯量控制对电力系统机电振荡的影响分析[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(12): 11-17, 43.
XU Xiaolian, HUANG Linbin, WANG Zhen, et al. Analysis on impact of virtual inertia control of DFIG-based wind turbine on electromechanical oscillation of power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(12): 11-17, 43.
- [13] 苗洁蓉, 解大, 王西田, 等. 双馈风电机组振荡模式与影响因素的关联分析[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(17): 5049-5060, 5286.
MIAO Jierong, XIE Da, WANG Xitian, et al. Correlation analysis between oscillation mode and impact factor of doubly-fed induction generator[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(17): 5049-5060, 5286.
- [14] 赵阳. 含双馈风电电力系统次同步振荡机理分析及抑制策略研究[D]. 重庆: 重庆大学, 2021.
ZHAO Yang. Analysis of sub-synchronous oscillation mechanism and research on suppression strategies of power system with DFIG-based wind power generation [D]. Chongqing: Chongqing University, 2021.
- [15] 郭劲东, 李云阁, 王敏, 等. 线路模型对仿真分析串补次同步振荡现象的影响分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(20): 180-179.
GUO Jindong, LI Yunge, WANG Min, et al. Influence analysis of line models on the simulation analysis of a series complement sub-synchronous oscillation phenomenon[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(20): 180-179.
- [16] 陈磊, 王文婕, 王茂海, 等. 利用暂态能量流的次同步强迫振荡扰动源定位及阻尼评估[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(19): 1-8.
CHEN Lei, WANG Wenjie, WANG Maohai, et al. Disturbance source location of subsynchronous forced oscillation and damping evaluation using transient energy flow[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(19): 1-8.
- [17] 陈剑, 杜文娟, 王海风. 基于对抗式迁移学习的含柔性高压直流输电的风电系统次同步振荡源定位[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(22): 4703-4715.
CHEN Jian, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Location method of subsynchronous oscillation source in wind power system with VSC-HVDC based on adversarial transfer learning[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(22): 4703-4715.
- [18] 陈剑, 杜文娟, 王海风. 采用深度迁移学习定位含直驱风机次同步振荡源机组的方法[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(1): 179-190.
CHEN Jian, DU Wenjuan, WANG Haifeng. A method of locating the power system subsynchronous oscillation source unit with grid-connected PMSG using deep transfer learning [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(1): 179-190.
- [19] 陈军, 王琛, 南东亮, 等. 新能源汇集地区次/超同步振荡监测告警及控制系统研究[J]. *电气技术*, 2018, 19(8): 72-76.
CHEN Jun, WANG Chen, NAN Dongliang, et al. Research on sub/super-synchronous oscillation detecting, alarming and control technology used in the new energy pooling area[J]. *Electrical Engineering*, 2018, 19(8): 72-76.
- [20] 刘革明, 白杨, 任祖怡, 等. 次同步振荡监测控制系统的研究与实现[J]. *电力系统保护与控制*, 2018, 46(2): 131-136.
LIU Geming, BAI Yang, REN Zuyi, et al. Research and implementation on monitoring and controlling system of sub synchronous oscillation [J]. *Power System Protection and Control*, 2018, 46(2): 131-136.
- [21] XIE X R, ZHAN Y, SHAIR J, et al. Identifying the source of subsynchronous control interaction via wide-area monitoring of sub/super-synchronous power flows[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2020, 35(5): 2177-2185.
- [22] 卓毅鑫, 李凌, 赵成斌, 等. 一种基于振荡发散速率的次同步振荡风电场精准切机策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(5): 164-172.
ZHUO Yixin, LI Ling, ZHAO Chengbin, et al. A precision wind farm tripping strategy under sub-synchronous oscillation situation based on oscillation divergence rate [J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(5): 164-172.
- [23] 邱衍江, 张新燕, 张超, 等. 新能源汇集地区广域次同步振荡监测系统研究与构建[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(1): 88-94.

- QIU Yanjiang, ZHANG Xinyan, ZHANG Chao, et al. Research and construction of wide-area subsynchronous oscillation monitoring system in new energy influx area[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(1):88-94.
- [24] LIU H K, XIE X R, ZHANG C Y, et al. Quantitative SSR analysis of series-compensated DFIG-based wind farms using aggregated RLC circuit model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1):474-483.
- [25] 刘华坤, 谢小荣, 何国庆, 等. 新能源发电并网系统的同步参考坐标系阻抗模型及其稳定性判别方法[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14):4002-4007, 4278.
- LIU Huakun, XIE Xiaorong, HE Guoqing, et al. Synchronous reference frame based impedance model and stability criterion for grid-connected renewable energy generation systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14):4002-4007, 4278.
- [26] 廖坤玉, 陶顺, 姚黎婷, 等. 考虑励磁的 DFIG 静止坐标系输入阻抗的频域建模与时变特性研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(16):4886-4897, 4994.
- LIAO Kunyu, TAO Shun, YAO Liting, et al. Study on frequency-domain modeling and time-varying characteristics of DFIG input impedance with excitation under static reference frame [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(16):4886-4897, 4994.
- [27] 王伟胜, 张冲, 何国庆, 等. 大规模风电场并网系统次同步振荡研究综述[J]. 电网技术, 2017, 41(4):1050-1060.
- WANG Weisheng, ZHANG Chong, HE Guoqing, et al. Overview of research on subsynchronous oscillations in large-scale wind farm integrated system [J]. Power System Technology, 2017, 41(4):1050-1060.
- [28] 曾锋, 李崇涛, 舒进, 等. 基于阻抗法的稳定性判据论证及其适用性分析[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(8):146-154.
- ZENG Feng, LI Chongtao, SHU Jin, et al. Demonstration of stability criterion based on impedance method and analysis on its applicability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(8):146-154.

作者简介:



张鑫宇

张鑫宇(1998),男,硕士在读,研究方向为新能源并网发电稳定性分析(E-mail:1208000-181@qq.com);

薛峰(1971),男,博士,研究员级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析工作;

李碧君(1966),男,博士,研究员级高级工程师,从事电力系统安全稳定分析工作。

Emergency control strategy for subsynchronous oscillation of DFIG-based wind farms with a series-compensated line

ZHANG Xinyu¹, XUE Feng¹, LI Bijun¹, XU Jianbing¹, XU Haibo¹, LI Zhaowei^{1,2}

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

2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: When the oscillation suppression measures on the new energy side fail, the sub-synchronous oscillation induced by the interaction between the double-fed wind farm and the series compensation will result in grid disconnection of a large number of wind-driven generators, causing adverse effect on system stability. Since the existing measures cannot guarantee reliable oscillation suppression under any circumstances, it is necessary to take the initiative to conduct emergency control of the wind field at the network side. On the basis of frequency domain impedance, an emergency control strategy is formulated to address the problem of excessive real-time calculation during slicing of radial network, so as to reduce the amount of calculation and decision-making time. The relationship between the real part of the frequency domain impedance and the mode value, phase angle of branch impedance at the new energy side under the polar coordinate system is deduced, followed by a three-step judgement depending on the change of the real part. Firstly, the 'suspension of invalid units' is excluded. Secondly, the valid units with effective emergency control are selected from the rest units. Thirdly, the order of suspension is determined based on the size of projection of the complex impedance, so as to prevent excessive suspension. On the basis of the actual parameters of transmitted grid after series compensation at a domestic wind field, the effectiveness of the proposed strategy is subject to PSCAD simulation. The simulation result shows that emergency control with adoption of the proposed strategy herein can effectively improve the system damping during the sub-synchronous oscillation and prevent rapid divergence of oscillation.

Keywords: doubly-fed induction generator; large-scale wind farms; sub-synchronous oscillation; impedance method; emergency control strategy; wind farm integrated

(编辑 方晶)