

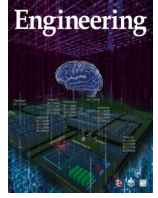


ELSEVIER

Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng



Research

Active Support of Power System to Energy Transition—Perspective

解决未来低惯量电力系统的频率控制难题——英国视角

洪启腾*, Md Asif Uddin Khan, Callum Henderson, Agustí Egea-Àlvarez, Dimitrios Tzelepis, Campbell Booth

Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow G1 1XW, UK

ARTICLE INFO

Article history:

Received 27 August 2020

Revised 10 January 2021

Accepted 29 March 2021

Available online 24 June 2021

关键词

快速频率控制

惯量模拟

同步补偿

低惯量系统

摘要

为实现全球艰巨的脱碳目标,电力系统需大规模整合可再生能源发电,这大大降低了系统惯量。除了系统惯量的降低,英国的输电系统还有一些特有的难题:其容量相对较小,同时又与其他输电系统分离,并且可再生资源在整个系统中的分布很大程度上不均匀。本文聚焦英国的输电系统,就低惯量系统中频率控制的相关挑战以及可能的解决方案提出了见解和建议。本文重点讨论了在不同时间尺度上发挥作用的三种主要技术:同步调相机、惯量模拟和快速频率响应。文中借鉴了英国最近的研究和开发项目,评估了其相对优势和局限性及其在解决未来低惯量系统频率控制难题方面的作用。

© 2021 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. 引言

由于通过逆变器并网的可再生能源发电的不断普及,许多电力系统的系统惯量水平正在显著降低[1]。近年来,运行低惯量系统已成为一个众所周知的难题[2],也有文献对可能的频率控制解决方案进行了全面的综述[3]。

然而,与其他许多国家相比,英国的输电系统面临着一些独特的挑战:系统的规模相对较小——2019年英国输电系统的总发电能力约为110 GVA,负载水平为20~50 GW [4–5]。尽管高压直流(HVDC)互连正迅速增加(从目前的8条线路共约8 GVA总容量到2028年超过30条线路共超过30 GVA容量),但是该系统实际上与其他输电系统相互分离[6]。与当前水平相比,预计到2025年惯量水平将进一步下降40% [7]。

英国输电系统的可再生资源分布很大程度上不均匀,英国北部(苏格兰)可再生能源发电相对较多,而大部分电力需求在南部。电力通过容量有限的输电通道传输,导致系统遭受干扰期间频率和相对角度的短期区域差异日益明显。

本文提出了对于解决由系统惯量降低带来的挑战的观点和见解,重点是在不同时间尺度上发挥作用的三种主要技术:同步调相机(SynCon)、惯量模拟(IE)和快速频率响应(FFR)。本文主要侧重讨论频率控制技术,较少涉及其他相关的低惯量系统中的可操作性问题和机遇。

2. 过渡到低惯量系统的主要挑战

定义惯量的“高”或“低”是相对主观的——它只在

* Corresponding author.

E-mail address: q.hong@strath.ac.uk (Q. Hong)

涉及一组特定的系统条件时才有意义（如整体系统容量、最大的发电机组、输入/负载损耗，以及通过逆变器并网的能源提供的负载百分比）。Ratnam等[3]描述了目前网络运营商采用的几种做法，其中量化矩阵被用来表示当前（某种程度已经令人担忧）和预期的系统惯量水平。

图1总结了英国电力系统中与频率控制相关的主要挑战，图中呈现了时间轴（即从历史上的高惯量系统到未来极低惯量的情况）以及随着系统的发展可能面临的各种挑战。该图仅作指示用，并不涉及确切的特定惯量水平和（或）时间细节。本节重点关注前四个挑战，这些问题在英国已经十分明显。

2.1. 频率偏差的控制

英国电气系统的许多历史干扰导致了低频事件的发生（最初的事件是发电损失）。如今使用同步发电机（SG）的常规一次调频响应，在有效确保频率最低点高于法定下限方面已经存在挑战。随着惯量水平的持续下降，控制频率，特别是以有效和经济的方式控制频率可能会变得更加困难。研究表明，使用常规一次调频响应已经显得不足，而且若在未来仍提供一次调频响应可能会大大增加运营成本；因此，电力系统可能需要不同的、更快的频率响应技术[8-9]。

2.2. 基于频率变化率(RoCoF)与主电网失步的继电器的安全性

RoCoF继电器在英国被广泛用于检测LoM情况并对该情况作出反应。当测量出的RoCoF超过预设定的RoCoF和时延阈值时，RoCoF继电器会断开分布式能源(DER)[10]。历史上，英国使用的设置是没有时间延迟的 $0.125 \text{ Hz}\cdot\text{s}^{-1}$ ，这个值是在大型SG主导的高惯量系统的背景下设置的。随着系统惯量的降低，在 $0.125 \text{ Hz}\cdot\text{s}^{-1}$ 阈值范围内操作系统变得越来越有难度，导致RoCoF突破预设定值的瞬时“不平衡”功率在不断变小。

确保RoCoF继电器在非LoM干扰下的安全和稳定是英国电力系统保持所需的最小惯量的主要约束[7]。一般来说，有三种可能的解决方案：①在功率不平衡事件期间

对RoCoF进行限制；②更新设定值；③寻找新的LoM保护方法。英国已经采用了方案1，该方案通过保持所需的惯量水平或限制最大发电机组的输出来限制RoCoF；然而，很显然这只是一个临时解决方案。2017—2018年英国为实现这一目标花费了6000万英镑，而这一花费在2018—2019年大幅增加至1.5亿英镑。

目前在英国方案2也正在被采用，将设定值更新为 $1 \text{ Hz}\cdot\text{s}^{-1}$ ，时延阈值为 0.5 s 。新的设定值可能会在不久的将来缓解RoCoF的安全问题；然而，这没有从根本上解决问题，因为一些国家已经开始规划RoCoF超过 $1 \text{ Hz}\cdot\text{s}^{-1}$ 时系统的条件[12]。进一步放宽RoCoF设置会降低LoM事件检测的可靠性，从而使这主要的保护功能失效。因此，必须考虑方案3或更经济的方法来对RoCoF作出限制/增强惯量（方案1）。

2.3. 频率和RoCoF测量的准确性

由于低惯量导致的更快的系统动态会要求更快速的测量（即测量算法中群时延更小）；然而，这通常伴随着在频率和RoCoF测量时相关显著的误差，尤其是在瞬变之后紧接着的一段时期。这显然是不可取的，因为这会影响依赖测量结果来进行决策的监控和控制系统的性能。

虽然滤波可以减轻测量误差，但它也可能会延迟决策的制定过程。最终，测量精度和随之而来的操作速度之间总会有一个折中。在具有较高RoCoF水平的低惯量系统中，由于在突破频率限制之前能用于做出缓解反应的时间较少，情况会变得更加严重。这可能会导致发电机组级联跳闸、低频减载，还可能会导致局部或全部区域停电。

2.4. 频率和RoCoF的区域差异

在系统的暂态期间，不同区域的频率和RoCoF从来不是真正一致的值。然而，系统惯量的减少意味着频率和RoCoF的区域差异将变大（这已被证实），这导致了对事后频率管理和响应的地区性考量有所担忧、有所要求[9, 13-15]。

未来，随着SG及其电力系统稳定器(PSS)的逐步退役，预计该系统在干扰期间和之后会显示出更多的振荡

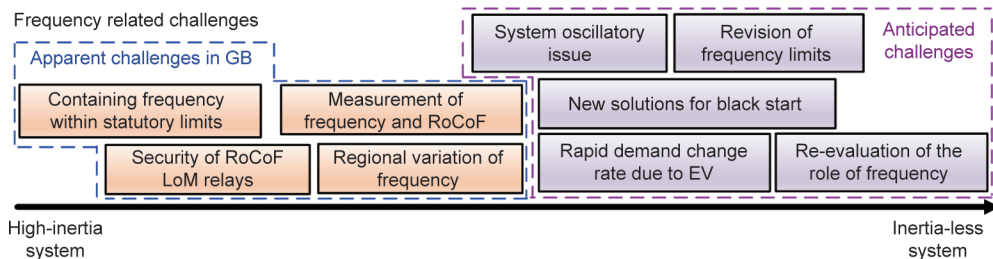


图1. 随系统惯量降低所面临的挑战的时间轴。RoCoF：频率变化率；LoM：与主电网失步；EV：电动汽车。

性质[16]。电动汽车（EV）的普及可能会导致需求的快速变化，这也要求更快的频率响应[17]。这可能需要对现有的频率阈值进行修改，特别是低频需求断开（LFDD）（减载）阈值。

如文献[18]所述，在低惯量条件下，现有的LFDD限制可能导致不必要和过度的需求断开。初始低频事件的风险可能导致随后的过频事件和过频保护跳闸，致使进一步级联事件的发生，最终导致全面停电。

随着热电厂的退役，需要寻找新的解决方案来使系统在完全或部分停运后能够恢复[16]。如果系统在SG较少或在极端的没有SG的情况下运行，则系统的动态特性将不再受摆动方程的控制[19]。必须重新定义/重新评估频率的作用，还需考虑系统中基于摆动方程的特性不再适用的事实。然而，人们普遍认为，至少在可预见的未来，大型系统可能永远不会以真正的零惯量运行[2]。

除了图1所示的与频率相关的挑战外，英国系统还面临着故障等级显著降低的问题[20]，并且电能质量问题也愈发受到关注。可再生能源的使用也带来了电压控制方面的难题。故障级别的降低可能还会影响保护系统的可靠性。这不仅是由于故障等级的降低和显著变化导致的，逆变器的控制策略及其“背后”的能源所定义的故障特征的不同可能也会加剧这一影响[21]。

3. 应对低惯量系统的挑战

如图2所示，频率干扰通常是由故障引起的，在输电网中，故障通常需要保护系统在140 ms [5]以内清除。这可能会导致发电/需求的损失，致使故障清除后整体功率不平衡。受制于LoM RoCoF继电器的设置和功率不平衡的程度，还可能会有后续DER的损失。

通常情况下，SG在几秒钟内的一次调频响应被用于控制频率偏差，紧接着的二次和三次响应用于将频率恢复

到正常水平，并且继续运行经济上最优的系统调度。如果一次调频响应没有有效限制频率偏差，那可能引发LFDD，并可能导致其他级联问题；在最坏的情况下，这可能会导致停电事故。

很明显，在许多情况下，在一次调频响应影响之前的时间框架内可能会发生多个事件（其中许多是因果相关的），因此，未来低惯量系统背景下的反应性解决方案需要在常规一次调频响应之前就有所行动。此外，可能还需要加强事前系统监测和评估功能，以持续监控和报告系统的状态和韧性，这一功能还将指示如何提高韧性和如何应对未来的任何干扰。这是一个新的研究领域，仍在被积极地探索。

3.1. 事前解决方案

英国为事前阶段部署了一个广域监控系统，这一系统作为VISOR项目的一部分，被用来增强实时系统感知[22]。VISOR系统能够通过加强频率、电压和角度监测来识别潜在的操作风险（如区域间振荡）。随着通过逆变器并网的能源的日益普及，保护系统的可靠性评估也成为英国调查研究的关键所在，包括检查保护系统整定的有效性[23]、评估增加逆变器对保护性能产生的影响以及相应缓和措施的研究[21,24-25]。

3.2. 事后解决方案

本节将重点介绍三种技术，它们在初始事件发生后的不同时间尺度上发挥作用，即SynCon提供瞬时和固有惯量支持的技术、接近瞬时反应的IE（惯量模拟）技术（少于20 ms）和可在数百毫秒的时间范围内响应的FFR技术。对于停电情况下的事后操作，英国也在测试DER提供黑启动的能力[16]；不过这不属于本文的讨论范围。

3.2.1. 同步补偿技术

SynCon本质上是无负载的同步电机（SM）（通常在驱动模式下运行，但如果频率下降，可以瞬间切换到发电

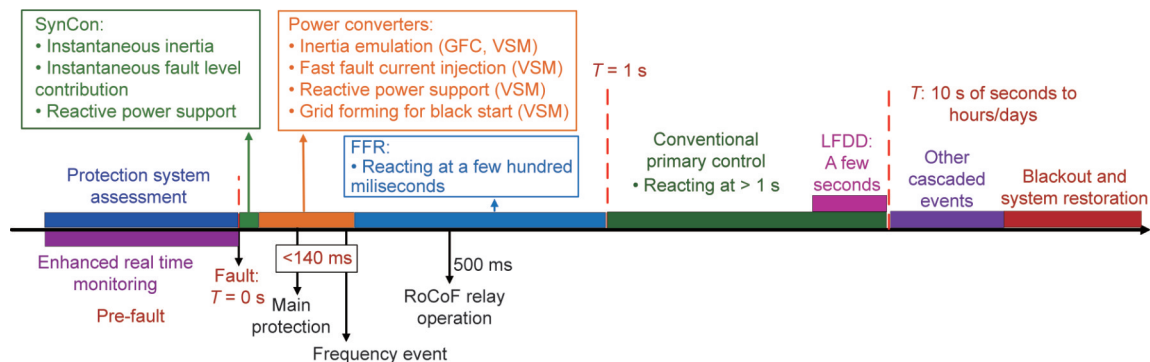


图2. 在干扰期间和干扰后可能经历的个体事件的时间轴。GFC：电网跟随控制；VSM：虚拟同步机；T：时间。

模式)。这项技术很成熟，已经使用了几十年，通常用于无功功率支持[26]。SynCon 能为系统提供其固有的惯量，对功率不平衡可做出即时响应，并有助于对 RoCoF 的限制[27-28]。

除了惯量之外，SynCon 还能够提供许多其他服务以应对挑战，并且如第2节所述还能进行频率控制。SynCon 有助于短路水平（SCL）以提高系统强度[29-30]，并为电力系统保护[31]提供支持，为具有强大过载和故障穿越能力的动态电压调节提供无功支持[32-33]，以及为振荡阻尼[34]提供支持。这些都是该技术“复兴”的主要原因，并且该技术在全球范围内引发研究兴趣（如英国[29]、丹麦[35]和美国[36]）。

特别是在英国，PHOENIX 项目负责设计和演示混合 SynCon 和静态同步补偿器（STATCOM）系统，称为混合同步调相机（H-SC）。图3给出了 H-SC 装置的布置概要，其中 SynCon 和 STATCOM 单元通过三绕组变压器连接到高压（HV）母线，并通过主控制器进行协调。140 MVA 的 H-SC 机组已经安装在苏格兰的尼尔斯顿变电站[37]。选择这一安装地址是基于广泛研究第2节所讨论的挑战后的决定。

H-SC 和协调控制方案的设计旨在结合 SynCon 和 STATCOM 的相对优势；因此，它优化了整体性能并使收益最大化。在 H-SC 装置的布置中，SynCon 主要提供系统惯量和 SCL，因为 STATCOM 无法有效提供这些。与电力电子设备相比，强大的过载能力有利于在严重的低压情况下提供有效的电压支持。

STATCOM 主要为电压调节提供“快速”的无功功率。当出现故障和切换现象时，STATCOM 可快速交换无功功率，协助将电压维持在一定范围内。相对而言，STATCOM 也更适合缓解电能质量问题，因为它有更快的响应能力（通常在毫秒级）。当采用先进的控制方案时，

它可以：①作为有源谐波滤波器（即在广泛的频谱范围内抑制谐波）；②最大限度防止瞬态电流和电压；③平衡（由非线性负载的不平衡运行引起的）相电流；④缓解工业和家用系统中可能产生闪烁效应的电压波动。

3.2.2. 逆变器的 IE 技术

来自逆变器的模拟惯量（通常也称为“合成惯量”）已经被广泛地研究以及发表，并且研究人员已经提出了几种控制拓扑，它们的功能和复杂性有所不同[38]。电网跟随控制（GFC）似乎是并网转换器最常见的方法，它可以通过一个额外的控制回路提供惯量响应[39-40]。GFC 通常需要通过锁相环（PLL）测量电网频率。然而，PLL 可能将无法应用于低惯量系统中，因为低惯量系统中频率变化有所增加（使其难以可靠地连续跟踪频率/角度）而且它们易受信号噪声的影响。任何形式的模拟惯量都需要非常快速且可靠的响应，否则控制器可能会对整个系统产生有害的（而不是支持性的）影响[2]。也有报道称 PLL 调谐会影响整个系统的稳定性[41]。

除了 GFC，另外一种可以实现 IE 技术的是虚拟同步机（VSM），这是一种电网构建式控制技术。这一技术在英国以及其他因惯量下降而担忧的地区引起了研究人员的极大兴趣[42-44]，并于 2019 年进行了一个以 VSM 模式运行的 69 MW 并网风力发电厂的试验[45]。除了提供惯量外，VSM 还可以通过模拟 SG 在电网干扰期间的行为（如无功功率/电压支持）来增加系统支持[46]。虚拟同步机 VISMA [47]和同步逆变器[48]代表了第一代 VSM，并详细地再现了 SM 的行为，包括在经典 SM 机电方程中定义的所有行为。对于不同的能源，针对这些控制器已经进行了一些研究[49-51]。研究人员也研究了更简单的仅基于摆动方程[52]的结构来重现 SM 的行为，该研究得到了类似的结果。

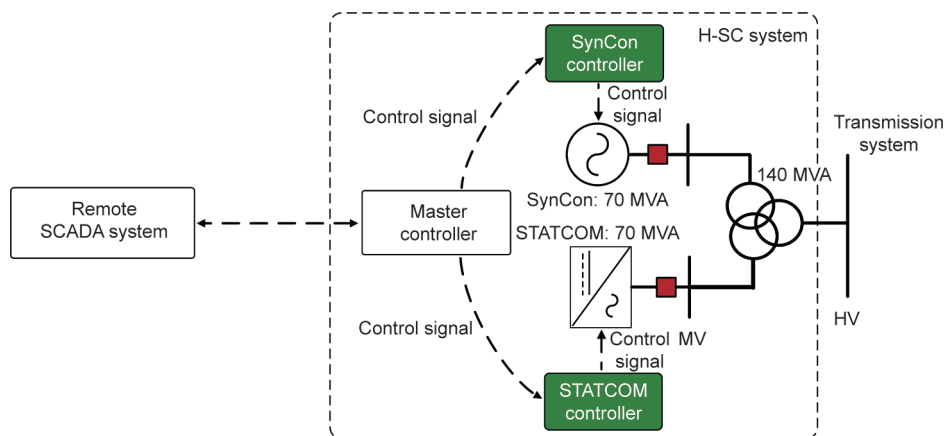


图3. PHOENIX 项目 H-SC 装置的布置概要。SCADA：监控和数据采集；MVA：兆伏安；MV：中压；HV：高压。

GFC和VSM可能需要额外的能量来提供持续且有用的模拟惯量水平。有些方法以非最佳方式（在“最大功率点”之外）运行发电资源，以便在需要惯量响应时为额外的有功功率提供动态余量。然而，这并不是一个最具经济性的选择。电池储能解决方案（BESS）是最受欢迎的额外有功功率来源之一，目前研究人员正在对该方案进行研究和测试，以确定最佳的尺寸、位置等[53]。

3.2.3. 快速频率响应

通常，快速频率响应（FFR）是指提供比由SG提供的一次调频响应更快响应的频率控制方案。常规的一次调频响应所需的响应时间因国家而异；在英国，它通常需要在2 s内激活，并在初始事件[54]发生后的10 s内交付全部所需的有功。目前，国际上没有公认的FFR标准。在本研究中，我们认为FFR应在事件发生后的500 ms内激活，有功交付需在1 s内完成。考虑到这些标准，FFR实际上应该主要由逆变器并网的能源（如HVDC、BESS等）提供[17,55]。

根据激活机制的不同，FFR可以分为两种主要类型，即通过功率基准的下垂机制和直接有功控制信号阶跃变化机制。下垂型FFR与具有下垂控制的传统调节器很相似，但逆变器的优势在于不具有涡轮机动态引起的延迟，因此可以提供与SG相比较快的响应。

在英国，增强频率响应（EFR）服务是一种下垂型响应，用于解决惯量减少的问题。EFR主要由BESS提供，它需在500 ms以内激活，并在小于1 s内完成交付[49]。下垂控制是一种分布式控制，它的优点在于不需要与其他下垂控制单元进行通信协调。然而，下垂控制的输出功率基准值会随频率偏差的程度成比例变化。因此，当干扰较大时，频率可能会显著偏离以使基准值通过下垂特性来进行调整，来满足所需的功率不平衡。

直接功率基准变化法通常由频率幅度和（或）RoCoF触发。该方法设置了阈值，当违反阈值时，系统将注入/收回固定量的功率。与下垂控制器相比，这种类型的控制

的优点在于激活后它将以最快的速度对目标功率做出反应。然而，这种控制方式只能在频率控制中起到促进作用，因为它只能减少功率不平衡，却不能将频率调节到理想的水平，因为其响应与偏差不成比例（在下垂控制的情况下是成比例的，尽管如前所述它也有缺点）。为了达到最佳性能，所有参与调频的资源之间可能需要相互协调。

例如，风电场即使在最大功率点运行时也能提供快速的电力注入，但只能维持很短的时间。因此，另一种资源需要用来与来自风力的响应相协调，以避免由风电场有功输出下降（以重新加速涡轮机）可能引起的第二次频率骤降。这可能会对通信和相对复杂的广域协调和聚合控制器有所需求。

3.2.4. 未来频率控制解决方案的比较

表1列出了在解决频率控制难题时，前几节所讨论的各种技术（即SynCon、带有GFC和VSM的IE以及FFR）的优势比较（基于相对主观的指标）。除非特别强调，否则本文假设这些解决方案的容量大小相同，并将根据其有效性进行比较。

从成本角度来看，通过在现有基于逆变器的能源上部署专用控制算法，可以相对经济地实现IE和FFR方案。SynCon的部署需要安装专门的新机组或对退役的SG进行转换，这一方案相对更为昂贵。此外，为使这些方案有效地进行频率调节，系统需要有足够的总容量。为了整合可再生能源，系统中预计会安装的基于逆变器的能源将快速增加，预计大量此类能源可能通过IE和FFR来支持未来的频率控制，而SynCon方案则需要大量的专用容量（通过改造现有电厂或安装新电厂）。然而，正如第3.2.1节所述，SynCon部件的关键特质是它与SG相似，所以除了频率控制外，它还能提供一系列额外的服务。

SynCon是一项已经在电力系统中使用了几十年的成熟的技术。而IE和FFR则是在过去十年中新引入的。现在对使用GFC和VSM的IE已经进行了积极试验[45,56-57]；因此，随着最近大规模试验的进行，技术的成熟度

表1 SynCon、带有GFC和VSM的IE以及FFR在低惯量系统中的频率控制能力比较

Solution	Cost	TRL	Frequency control challenges					
			Limit RoCoF	Frequency nadir	Regional behavior	System oscillation	Rapid Demand change	Black start
SynCon	High	9	Strong	Weak	Medium	Medium	Medium	Supporting
IE with GFC	Low	7 ^a	Strong	Medium	Medium	Medium	Strong	Supporting
IE with VSM	Low	7	Strong	Medium	Medium	Medium	Strong	Grid forming sources
FFR	Low	8-9	Medium	Strong	Weak	Weak	Strong	Supporting

TRL: technology readiness level.^aGFC is a mature technique by itself, but the use of GFC for IE is still during trialing stage and has not yet been widely adopted.

在不断提高。预计在不久的将来，带有GFC和VSM的IE将在频率调节中发挥更积极的作用。相比而言，FFR技术更成熟，因为它已经作为一种辅助服务在不同国家得到使用/推广（如英国的EFR服务）[58]。

限制系统的RoCoF对于频率控制和确保RoCoF继电器的稳定性而言都至关重要，这能避免分布式发电不必要和不期望的跳闸。由于SynCon可以在功率不平衡时提供瞬时惯量来限制RoCoF，因此它在提高无延迟的RoCoF继电器的安全性方面特别有应用价值。现在在英国仍有一定比例的RoCoF继电器使用无刻意延迟的整定。

更新RoCoF继电器设置是一项浩大的任务并且是一个正在进行的过程。由于固有的测量延迟会对IE/FFR的功能产生影响，因此它们仍然难以有效地降低无延迟的RoCoF继电器误操作的风险。然而，随着RoCoF继电器在推荐设置中新的变化（例如，在英国延迟0.5 s），IE有望在未来以足够快的反应来限制RoCoF，以减轻误操作风险。

SynCon没有连接的原动机，所以它们的惯量相对较低（通常为2~3 s [28]），尽管添加飞轮可以增加它们的惯量（但也增加了加速功率要求这一不利的方面）。相反，IE可以相对容易地调整惯性常数，提供一个灵活的模拟惯性水平。FFR主要是为了帮助重新平衡供需关系；然而，它也可以间接限制RoCoF，特别是如果它能在RoCoF继电器的延时设置内做出反应。因此，它也可以为减少RoCoF继电器误操作的风险提供支持。

为了有效应对频率最低点的挑战，限制RoCoF和快速向系统注入持续的额外功率（或在发生过频事件中减少功率）是主要的协助手段。FFR的设计专门满足了这些需求；因此，它能有效地将频率控制在要求范围内，从而在需求/发电快速变化时提高系统的稳健性。

SynCon和IE，无论是提供“真正的”还是模拟的惯量，都只能为系统提供短期支持，而不能提供持续的额外功率输入。因此，它们在限制预期频率最低点方面的功效相对较低（尽管它们确实为其他资源的部署“争取时间”，一定程度上缓解了频率最低点较低时的情况）。由于IE能够灵活地调整模拟的惯性常数，相比具有类似容量的SynCon，它能调整出更大的惯量，因此，它在这方面更为有效。

就频率和RoCoF的区域行为而言，可再生能源发电和同步发电在整个系统中的非均匀地理分布[14-15]是关键因素。因此，如果SynCon的位置和大小合适，它们可以有效地缓解大型系统中的区域性特征。IE在理论上也可以缓解非均匀的区域行为；但是，这一点还未被充分的

研究所证实[13]。FFR主要针对系统的频率和RoCoF做出反应设计，所以它本身并不解决区域行为问题。然而，如果控制得当，它可以考虑到系统内的区域行为，并部署有可能减轻系统内区域行为的位置响应。

在英国，考虑到事件的位置影响，EFCC项目使用了同步相量测量装置的广域监测数据，以实现快速和协调的反应[9]。与此类系统相关的主要挑战是需要在大范围内进行实时数据的通信。要达到所需的性能水平需要大量的资金投入。然而，由于对于提供此类性能有许多需求，因此投资这样的通信基础设施在未来可能是合理的。

对于系统越来越多的振荡行为，SynCon可以用传统的PSS（类似于SG中使用的PSS [34]）来稳定振荡阻尼。参考文献[59-60]认为带有传统PSS的SynCons对阻尼没有十分有效的表现；但是，加强对SynCon自动电压调节器（AVR）的控制，可以提高阻尼的性能。通过对逆变器的控制器进行设计和参数调整，可以相对容易地改变阻尼系统振荡。电力逆变器提供的阻尼可能与具有类似惯性常数的SM的阻尼有很大的不同[46]，这增加了系统运行的灵活性。FFR本身不提供振荡阻尼，因为其控制算法通常用于重新平衡系统。因此FFR通常没有设置评估振荡模式并对其做出反应的内置机制。

对于因EV的普及造成的预期的快速需求变化，SynCon可能只起到辅助解决问题的作用。虽然它们可以提供短期的惯性功率来帮助限制RoCoF，但它们显然不能提供持续的额外功率来满足增长的需求。对于IE来说，由于许多电力系统中逆变器的总容量不断增加且总容量十分可观，逆变器的总模拟惯量可以有效进行频率控制并且限制RoCoF。使用快速响应的IE限制RoCoF也为启动其他的储备电源提供了更多的时间；因此，它通常会在需求（或发电输出）快速变化时增强稳定性。FFR的设计旨在发生电力不平衡时能够迅速采取行动，并且能够快速和持续地提供电力，以解决任何电力不平衡的问题（比如这里提到的需求快速变化的情况）。

电力系统的黑启动期间的频率控制是一个特别的挑战，因为在恢复过程中（特别是在早期阶段），系统相对较小，因此对任何干扰都很敏感。此外，随着大型火力发电厂不断退役，DER将在支持系统黑启动方面发挥关键作用，而这些DER通常比大型火力发电机的惯性要小。SynCon可以通过提供惯量支持稳定新建立的网络（或独立子网络）。类似地，IE和FFR可以在恢复过程中对任何电力不平衡做出反应，为黑启动提供支持。特别是，VSM具有构建电网的功能，并有可能在未来电网停电事故后对系统的恢复发挥重要作用（目前，基于逆变器的能

源通常不能启动一个孤岛系统)。

4. 总结

很明显, 电力系统惯量的降低肯定会对系统频率控制和其他运行问题带来巨大挑战。从频率控制的角度来看, 如果纯粹依靠 SynCon, 则需引入大量 SynCon 来全面管理和减轻 SG 停止运作的影响。基于逆变器并网的能源可以通过有效的控制以提供 IE 和 FFR, 这有望协助解决许多频率控制的挑战; 这些技术相对而言更为经济。

然而, 未来频率控制将不再是一个相对独立的功能, 它必须与其他系统可操作性参数 (如故障水平和无功功率特性) 一起考虑。因此, 未来频率控制解决方案的选择必须考虑更广泛的系统架构及系统内的主动控制技术和设备的组合。

在 SG 极其有限的情况下, SynCon 无疑将发挥关键作用, 因为它们有能力为系统提供一系列理想的特性。由于逆变器的增加及其较高的可控性和灵活性, 它们在应对未来系统的运行挑战时也将发挥更积极的作用。未来所部署解决方案的确切性质和组合将会是以市场为导向的, 并将受到个别电力系统特性的巨大影响。在所有情况下, 实施最佳解决方案的关键在于协调各种不同的技术, 只有这样才能继续提供可靠、稳健和有恢复能力的电力系统, 就像那些在发达国家已经稳定运行了几十年的电力系统一样。

Acknowledgements

This work is jointly funded by National Grid ESO via the projects Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) and Demonstration of Virtual Synchronous Machine Control of a Battery System, and SP Energy Networks via the PHOENIX project.

Compliance with ethics guidelines

Qiteng Hong, Md Asif Uddin Khan, Callum Hender-son, Agustí Egea-Àlvarez, Dimitrios Tzelepis, and Campbell Booth declare that they have no conflict of interest or financial conflicts to disclose.

References

- [1] Zhu J, Booth CD, Adam GP, Roscoe AJ, Bright CG. Inertia emulation control strategy for VSC-HVDC transmission systems. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28(2):1277–87.
- [2] Milano F, Dörfler F, Hug G, Hill DJ, Verbič G. Foundations and challenges of lowinertia systems (invited paper). In: *Proceedings of 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*; 2018 Jun 11–15; Dublin, Ireland. New York: IEEE; 2018. p. 1–25.
- [3] Ratnam KS, Palanisamy K, Yang G. Future low-inertia power systems: requirements, issues, and solutions—a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;124:109773.
- [4] Future energy scenario. Report. Warwick: National Grid ESO; 2020 Jul.
- [5] System operability framework 2016. Report. Warwick: National Grid; 2016 Nov.
- [6] Interconnector register by 30 July 2020 [Internet]. Warwick: National Grid ESO; c2021 [cited 2020 Aug 26]. Available from: <https://data.nationalgrideso.com/data-groups/connection-registers>.
- [7] Operating a low inertia system—a system operability framework document. Report. Warwick: National Grid ESO; 2020 Feb.
- [8] Hong Q, Nedd M, Norris S, Abdulhadi I, Karimi M, Terzija V, et al. Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia. *J Eng* 2019;16:1696–702.
- [9] Hong Q, Karimi M, Sun M, Norris S, Bagleybter O, Wilson D, et al. Design and validation of a wide area monitoring and control system for fast frequency response. *IEEE Trans Smart Grid* 2020;11(4):3394–404.
- [10] Tzelepis D, Dyško A, Booth C. Performance of loss-of-mains detection in multigenerator power islands. In: *Proceedings of 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*; 2016 Mar 7–10; Edinburgh, UK. London: IET; 2016. p. 1–6.
- [11] Operability strategy 2019. Report. Warwick: National Grid ESO; 2019.
- [12] ENTSO-E System Protection & Dynamics Sub Group. Frequency stability evaluation criteria for the synchronous zone of continental Europe. Report. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); 2016 Mar.
- [13] Poolla BK, Bolognani S, Dörfler F. Optimal placement of virtual inertia in power grids. *IEEE Trans Automat Contr* 2017;62(12):6209–20.
- [14] Xu T, Jang W, Overbye TJ. Investigation of inertia’s locational impacts on primary frequency response using large-scale synthetic network models. In: *Proceedings of 2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*; 2017 Feb 23–24; Champaign, IL, USA. New York: IEEE; 2017. p. 1–7.
- [15] Martínez-Sanz I, Chaudhuri B, Junyent-Ferré A, Trovato V, Strbac G. Distributed vs. concentrated rapid frequency response provision in future Great Britain system. In: *Proceedings of 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*; 2016 Jul 17–21; Boston, MA, USA. New York: IEEE; 2016. p. 1–5.
- [16] Brown G. Distributed restart: Ofgem project progress. Report. Warwick: National Grid ESO; 2020 Dec.
- [17] Operability impact of distributed storage and electric vehicles—a system operability framework document. Report. Warwick: National Grid ESO; 2020 Apr.
- [18] Low frequency demand disconnection. Report. Bristol: Western Power Distribution; 2018 Jun.
- [19] Kundur P. *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill Professional; 1994.
- [20] System operability framework—whole system short circuit levels. Report. Warwick: National Grid ESO; 2018 Dec.
- [21] Li R, Zhu J, Hong Q, Booth C, Dyško A, Roscoe A, et al. Impact of low (zero) carbon power systems on power system protection: a new evaluation approach based on a flexible modelling and hardware testing platform. *IET Renew Power Gener* 2020;14(5):906–13.
- [22] Cai D, Wall P, Osborne M, Terzija V. Roadmap for the deployment of WAMPAC in the future GB power system. *IET Gener Transm Distrib* 2016;10(7):1553–62.
- [23] Hong Q, Booth C, Dyško A, Catterson V. Design of an intelligent system for comprehensive validation of protection settings. In: *Proceedings of 13th International Conference on Development in Power System Protection*. Edinburgh, UK; London: IET; 2016. p. 1–7.
- [24] Fang Y, Jia K, Yang Z, Li Y, Bi T. Impact of inverter-interfaced renewable energy generators on distance protection and an improved scheme. *IEEE Trans Ind Electron* 2019;66(9):7078–88.
- [25] Jia J, Yang G, Nielsen AH, Rønne-Hansen P. Impact of VSC control strategies and incorporation of synchronous condensers on distance protection under unbalanced faults. *IEEE Trans Ind Electron* 2019;66(2):1108–18.
- [26] Oliver JA, Ware BJ, Carruth RC. 345 MVA fully water-cooled synchronous condenser for Dumont station part I. Application considerations. *IEEE Trans*

[1] Zhu J, Booth CD, Adam GP, Roscoe AJ, Bright CG. Inertia emulation control

- Power Appar Syst 1971;PAS-90(6):2758–64.
- [27] Moeini A, Kamwa I. Analytical concepts for reactive power based primary frequency control in power systems. *IEEE Trans Power Syst* 2016; 31(6): 4217–30.
- [28] Nguyen HT, Yang G, Nielsen AH, Jensen PH. Combination of synchronous condenser and synthetic inertia for frequency stability enhancement in lowinertia systems. *IEEE Trans Sustain Energy* 2019;10(3):997–1005.
- [29] Tzelepis D, Hong Q, Booth C, Papadopoulos PN, Ramachandran J, Yang G. Enhancing short-circuit level and dynamic reactive power exchange in GB transmission networks under low inertia scenarios. In: *Proceedings of 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST); 2019 Sep 9–11; Porto, Portugal*. New York: IEEE; 2019. p. 1–6.
- [30] Marrazi E, Yang G, Weinreich-Jensen P. Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power. *J Mod Power Syst Clean Energy* 2018;6(1):17–26.
- [31] Tzelepis D, Tsotsopoulou E, Nikolaidis V, Dyško A, Papaspiliotopoulos V, Hong Q, et al. Impact of synchronous condensers on transmission line protection in scenarios with high penetration of renewable energy sources. In: *Proceedings of 15th International Conference on Developments in Power System Protection; 2020 Mar 29–Apr 1; Manchester, UK; 2020*.
- [32] Igbinovia FO, Fandi G, Ahmad I, Muller Z, Tlustý J. Modeling and simulation of the anticipated effects of the synchronous condenser on an electric-power network with participating wind plants. *Sustainability* 2018;10(12):4834.
- [33] Rousis AO, Tzelepis D, Pipelzadeh Y, Strbac G, Booth CD, Green TC. Provision of voltage ancillary services through enhanced TSO-DSO interaction and aggregated distributed energy resources. *IEEE Trans Sustain Energy* 2021; 12(2):897–908.
- [34] Katsuya Y, Mitani Y, Tsuji K. Power system stabilization by synchronous condenser with fast excitation control. In: *Proceedings of 2000 International Conference on Power System Technology; 2000 Dec 4–7; Perth, WA, Australia*. New York: IEEE; 2020. p. 1563–8.
- [35] Jia J, Yang G, Nielsen AH, Gevorgian V. Investigation on the combined effect of VSC-based sources and synchronous condensers under grid unbalanced faults. *IEEE Trans Power Deliv* 2019;34(5):1898–908.
- [36] Zhou G, Wang D, Atallah A, McElvain F, Nath R, Jontry J, et al. Synchronous condenser applications: under significant resource portfolio changes. *IEEE Power Energy Mag* 2019;17(4):35–46.
- [37] Hume C. PHOENIX project progress report 2019. Report. Glasgow: SP Energy Networks; 2020 Feb.
- [38] D' Arco S, Suul JA. Virtual synchronous machines—classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. In: *Proceedings of 2013 IEEE Grenoble Conference; 2013 Jun 16–20; Grenoble, France*. New York: IEEE; 2013. p. 1–7.
- [39] Morren J, de Haan SWH, Kling WL, Ferreira JA. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *IEEE Trans Power Syst* 2006; 21(1):433–4.
- [40] Bao W, Wu Q, Ding L, Huang S, Terzija V. A hierarchical inertial control scheme for multiple wind farms with BESSs based on ADMM. *IEEE Trans Sustain Energy* 2021;12(2):751–60.
- [41] Wang X, Harnefors L, Blaabjerg F. Unified impedance model of grid-connected voltage-source converters. *IEEE Trans Power Electron* 2018;33(2):1775–87.
- [42] Demonstration of virtual synchronous machine control of a battery system [Internet]. London: Energy Networks Association (ENA); 2019 Jun [cited 2020 Aug 26]. Available from: https://www.smarternetworks.org/project/nia_ngso-0026.
- [43] Control and protection challenges in future converter dominated power systems [Internet]. London: Energy Networks Association (ENA); 2013 Oct [cited 2020 Aug 26]. Available from: https://www.smarternetworks.org/project/nia_nget-0106.
- [44] Hybrid grid forming converter [Internet]. London: Energy Networks Association (ENA); 2018 Nov [cited 2020 Aug 26]. Available from: https://www.smarternetworks.org/project/nia_ngso0019.
- [45] Roscoe A, Brogan P, Elliott D, Kneuppel, Gutierrez I, Campion JCP, et al. Practical experience of operating a grid forming wind park and its response to system events. In: *Proceedings of 2019 18th Wind Integration Workshop; 2019 Oct 16–18; Dublin, Ireland; 2019*.
- [46] ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources. High penetration of power electronic interfaced power sources and the potential contribution of grid forming converters. Report. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE); 2020 Jan.
- [47] Beck HP, Hesse R. Virtual synchronous machine. In: *Proceedings of 2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation; 2007 Oct 9–11; Barcelona, Spain*. New York: IEEE; 2007. p. 1–6.
- [48] Zhong QC, Weiss G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Trans Ind Electron* 2011;58(4):1259–67.
- [49] Meng L, Zafar J, Khadem SK, Collinson A, Murchie KC, Coffe F, et al. Fast frequency response from energy storage systems—a review of grid standards, projects and technical issues. *IEEE Trans Smart Grid* 2020;11(2):1566–81.
- [50] Vasudevan KR, Ramachandaramurthy VK, Babu TS, Pouryekt A. Synchronverter: a comprehensive review of modifications, stability assessment, applications and future perspectives. *IEEE Access* 2020;8: 131565–89.
- [51] Natarajan V, Weiss G. Synchronverters with better stability due to virtual inductors, virtual capacitors, and anti-windup. *IEEE Trans Ind Electron* 2017;64 (7):5994–6004.
- [52] D' Arco S, Suul JA, Fosso OB. A virtual synchronous machine implementation for distributed control of power converters in SmartGrids. *Electr Power Syst Res* 2015;122:180–97.
- [53] Beltran H, Harrison S, Egea-Álvarez A, Xu L. Techno-economic assessment of energy storage technologies for inertia response and frequency support from wind farms. *Energies* 2020;13(13):3421.
- [54] Firm frequency response (FFR)—interactive guidance. Report. Warwick: National Grid ESO; 2017 Dec.
- [55] Li Z, Wei Z, Zhan R, Li Y, Tang Y, Zhang XP. Frequency support control method for interconnected power systems using VSC-MTDC. *IEEE Trans Power Syst* 2021;36(3):2304–13.
- [56] DS3 system services qualification trials process outcomes and learnings. Report. Dublin: EirGrid; 2017 Nov.
- [57] Dyško A, Egea-Álvarez A, Hong Q, Khan A, Ernst P, Singer R, et al. Testing characteristics of grid forming converters part III: inertial behaviour. In: *Proceedings of 2020 19th Wind Integration Workshop; 2020 Nov 11–12; online conference*.
- [58] System needs and product strategy. Report. Warwick: National Grid ESO; 2017 Jun.
- [59] Nguyen HT, Yang G, Nielsen AH, Jensen PG, Pal B. Applying synchronous condenser for damping provision in converter-dominated power system. *J Mod Power Syst Clean Energy*. In press.
- [60] Nguyen HT, Yang G, Nielsen AH, Jensen PG. Hardware- and software-in-the-loop simulation for parameterizing the model and control of synchronous condensers. *IEEE Trans Sustain Energy* 2019;10(3):1593–602.