储能XXXX

适应并网新型储能暂态行为特征分析的多时间尺度联合仿真技术

毛善祥[1,2]，刘牧阳[1,2*]，葛琛琛[1,2]，陈俊儒[1,2]，钟伟麟[1,2]
（[1]新疆新型电力系统风光集中消纳运行与控制工程技术中心，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市 830000；[2]新疆大学电气工程学院，新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市 830000）

摘 要：以锂电池、超级电容和飞轮为代表的新型储能通过电力电子变流器接入电网，其快速电磁暂态与大电网机电动态相互耦合，传统机电暂态仿真难以准确反映储能接口动态，而全电磁暂态仿真又存在计算量大、工程适用性不足等问题。针对上述矛盾，提出一种面向并网新型储能暂态行为分析的多时间尺度跨平台联合仿真方法。该方法将储能及其变流器置于电磁暂态环境，将主网架置于机电暂态环境，通过受控源信号映射实现电压、频率、相位和功率等边界量交互，并采用事件驱动的混合时序策略，在稳态阶段并行推进、强扰动阶段串行校正，以兼顾计算效率和数值稳定性。基于MATLAB/Simulink和DOME搭建联合仿真平台，并在WSCC 9母线系统和基于中国西部某拟建区域电网规划蓝本构建的算例中进行验证。结果表明，在基准工况下，所提方法与全电磁暂态仿真的频率最低点误差为0.0031 Hz，推进1 s模型时间所需的计算耗时由249.6 s降至117.6 s；在不同负荷扰动位置及5～20 ms机电侧交互步长下，频率最低点误差为0.0015～0.0050 Hz，频率轨迹均方根误差不超过0.0102 Hz。同时，该方法能够反映抽水蓄能、电池、超级电容和飞轮在有功缺额、有功盈余及电压暂降事件下不同的响应速度、功率支撑、持续作用和约束触发特征。该方法为高比例新能源系统中新型储能并网暂态分析提供了兼具精度、效率和扩展性的仿真技术路径。

关键词：新型储能；多时间尺度仿真；联合仿真；电磁暂态仿真；机电暂态仿真；信号映射
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0550
中图分类号：TP 391.9　　文献标志码：A　　文章编号：2095-4239（XXXX）XX-1-20

Multi-timescale Co-simulation Technology for Transient Analysis of New Energy Storage Systems Integrated with the Grid

MAO Shanxiang[1,2], LIU Muyang[1,2*], GE Chenchen[1,2], CHEN Junru[1,2], ZHONG Weili[1,2]
([1]Engineering Research Center of Xinjiang for Operation and Control of Large-scale Wind and Solar Power Integration in New-type Power Systems, Urumqi 830000, China; [2]School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi, Xinjiang 830000, China)

Abstract: New energy storage systems, represented by lithium-ion batteries, supercapacitors, and flywheels, are commonly integrated into power grids through power electronic converters. Their fast electromagnetic transients are strongly coupled with the electromechanical dynamics of large-scale power systems. Conventional electromechanical transient simulation is difficult to accurately describe the converter-interface dynamics of new

收稿日期：2026-06-29；修改稿日期：2026-08-02。
基金项目：国家自然科学基金资助项目（52267009）。
第一作者：毛善祥（1999—），男，博士研究生（在读），研究方向为电力系统仿真，Email：107556524319@stu.xju.edu.cn；通信作者：刘牧阳，教授，研究方向为电力系统多时间尺度建模与仿真技术、新型电力系统控制与运行机理，E-mail：muyang.liu@xju.edu.cn.
引用本文：毛善祥, 刘牧阳, 葛琛琛, 等. 适应并网新型储能暂态行为特征分析的多时间尺度联合仿真技术[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-20.
Citation：MAO Shanxiang, LIU Muyang, GE Chenchen, et al. Multi-timescale Co-simulation Technology for Transient Analysis of New Energy Storage Systems Integrated with the Grid[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-20.

energy storage systems, whereas full electromagnetic transient simulation suffers from high computational burden and limited engineering scalability. To address this problem, this paper proposes a multi-timescale cross-platform co-simulation method for transient behavior analysis of grid-connected new energy storage systems. In the proposed method, the energy storage system and its converter are modeled in an electromagnetic transient simulation environment, while the main grid is modeled in an electromechanical transient simulation environment. Boundary variables, including voltage, frequency, phase angle, and power, are exchanged through controlled-source-based signal mapping. An event-driven hybrid temporal coordination strategy is further adopted, where parallel execution is used during steady-state operation and serial correction is activated during severe disturbances, thereby improving both computational efficiency and numerical stability. A co-simulation platform is developed based on MATLAB/Simulink and DOME, and case studies are conducted on the WSCC 9-bus system and a regional power-grid test case developed from the planning blueprint of a proposed system in western China. The results show that, under the benchmark condition, the frequency-nadir error between the proposed method and full electromagnetic transient simulation is 0.0031 Hz, while the wall-clock time required to advance 1 s of simulated time is reduced from 249.6 s to 117.6 s. Across the tested load-disturbance locations and electromechanical-side interaction time steps of 5–20 ms, the frequency-nadir error ranges from 0.0015 to 0.0050 Hz, while the root-mean-square error of the frequency trajectory remains below 0.0102 Hz. The proposed method also characterizes the differences in response speed, power support, support duration, and constraint activation among pumped storage, batteries, supercapacitors, and flywheels under active-power deficits, active-power surpluses, and voltage-sag events. The method provides a scalable simulation approach with improved accuracy and efficiency for transient analysis of new energy storage integration in high-renewable power systems.

Keywords: new energy storage systems; multi-timescale simulation; co-simulation; electromagnetic transient simulation; electromechanical transient simulation; signal mapping

0 引 言

新型储能技术是解决高比例新能源电力系统安全稳定运行挑战的关键支撑，通过构网型控制等先进技术手段，可有效缓解新能源发电的波动性与间歇性带来的稳定性挑战。相比传统调节技术，新型储能在电压/频率主动支撑、系统惯量响应及功角稳定控制等多维度展现出更强的调节能力，可显著提升电网的调节灵活性和安全裕度，为构建新型电力系统提供必要的动态稳定保障[1]。然而，受到变流器开关暂态、滤波器动态以及调制策略等因素的影响，新型储能的暂态过程具有明显的时变和非线性特征[2-3]。在大规模储能并网后，储能与电网间、多元储能间的相互作用及时空耦合效应愈发显著，使得系统整体动态行为呈现出高度的非线性与复杂性，传统的单一尺度仿真方法已难以准确刻画其全景暂态过程。已有研究通过飞轮—抽水蓄能以及蓄电池—变速抽水蓄能的协同控制，验证了不同功率和能量特性储能在频率调节过程中的互补作用[4-5]。

传统电力系统以同步机为主导，其电磁暂态与机电暂态的时间尺度上差异明显，二者耦合程度相对较低，可采用电磁、机电分离的暂态仿真分析方法[6-8]。此时新型储能装机容量占比小，电磁暂态过程持续时间短，对整体大电网的稳定性影响有限。从工程应用角度，可主要依靠机电暂态仿真从大电网尺度评估系统安全稳定性，重点从系统层面分析

电压调节和频率控制等动态过程，满足实际运行需求。随着新型储能控制技术日益成熟，接入电网规模不断扩大，其动态行为直接影响甚至重塑了传统电网的电磁、机电暂态过程，打破了电磁与机电暂态之间的过渡[6]。因此亟需发展适应新型储能规模化并网的高精度仿真分析技术。

在将新型储能纳入现代电力系统仿真体系方面，存在将储能等效为PQ或PV节点的简化方法以及建立标准模型的方法[9-12]。其本质仍是将储能模型强行降维入大电网的网络方程中。然而，这类方法难以准确刻画储能系统的变流器控制动态特性[13]。具有惯量、电压、频率支撑能力的新型储能参与电力系统毫秒级至中长期的全动态过程，不仅直接影响系统的电压、电流分布，还通过功率平衡作用于系统的频率和功角动态特性[14]，其快速动态响应特性与电网间的交互动态[15]难以被机电暂态仿真捕捉。然而，鉴于变流器控制环与机械部分之间的强耦合效应，适用于新型储能仿真的电磁模型难以直接嵌入方程数量庞大的多机系统实施电磁仿真分析[16]。同时，储能详细模型需要经过控制器或实测响应校核，才能为系统级暂态分析提供可信的动态边界。已有研究采用硬件在环测试对储能电站电磁暂态模型的电压、电流和功率响应进行了校核[17]。

为解决上述矛盾，机电-电磁暂态混合仿真已成为分析含高比例新型储能系统的关键技术路径。部分研究提出基于单一平台的多速率方法，根据动态时间尺度将系统划分为若干子系统，并对各子系统采用不同的积分步长。该方法虽解决了传统EMT仿真的部分痛点，但在面对新型储能并网时，在工程实用性方面存在局限。

首先，现代电力系统装备种类繁多，新型储能等新装备通常包含由厂商提供的特有控制策略，且常因商业秘密被处理为黑盒模型。在开展暂态分析上，单一电力系统分析软件的模型库是封闭的，几乎不可能涵盖一个复杂场景中所需的所有新型储能模型。其次，机电仿真平台的解算架构被高度优化为用于构建和解算大规模电力系统的网络方程，以分析系统的全局动态。而新型储能及其控制则是基于信号流的多域物理模型，耦合了电化学域，机械域，控制域等复杂异构模块。单一解算器难以同时为机电域电磁时间尺度的运行提供适合的仿真算法。此外，从工具的角度来看，已在成熟平台模型库中验证过的模型及仿真算法，即使迁移到其他工具，也将因底层框架的构建不同需要进行功能或精度上的妥协[18]。

针对上述问题，一种可行思路不是将不同物理域的模型强制迁移至同一平台，而是保留模型所在的原生仿真环境，通过标准化边界变量实现跨平台协同。该方式使储能及其变流器继续采用适合快速开关暂态和多域控制系统的电磁暂态求解器，大规模电网则继续采用适合网络方程求解的机电暂态工具；对于厂商封装模型，仅需开放必要的输入输出端口，无需获取其内部控制实现。因而，跨平台联合仿真可同时缓解模型库封闭、解算器适配和成熟模型迁移损失等问题。

现有多时间尺度仿真方法可概括为单平台多速率仿真和跨平台联合仿真两类。单平台多速率方法在统一求解环境中对快、慢状态采用不同积分步长，数据交换开销较低，但通常要求各子系统模型能够在同一平台内实现，难以直接复用不同工具中的成熟模型或厂商封装模型。跨平台联合仿真则保留各子系统的原生模型和求解器，通过接口交换边界量，更适合电磁暂态储能模型与大规模机电暂态电网模型协同运行，但会引入接口离散误差和平台同步开销。

按照接口求解方式，跨平台联合仿真可进一步分为迭代强耦合和非迭代弱耦合。迭代强耦合在单个宏步长内反复更新接口变量，能够减小边界不一致误差，但也会增加子平台调用次数和收敛判断开销[19-20]。非迭代弱耦合每个宏步长仅交换一次数据，计算开销较低且易于实现模型复用，但边界量通常在步间保持不变或由历史量外推，宏步长过大时可能产生附加时滞和数值误差[21]。

在时序组织方面，全串行推进能够及时利用另一子系统的最新输出，但两个平台需要全程相互等待；全并行推进能够减少等待时间，却会在接口处形成一个宏步长的数据滞后。可变步长、误差估计和事件驱动方法尝试根据暂态过程调整步长或耦合方式，以缓解精度与计算开销之间的矛盾[22-24]。总体而言，现有方法仍难以同时兼顾异构模型复用、接口计算开销以及强扰动期间的数值稳定性。本文因此采用直接信号映射与事件驱动混合时序相结合的方式：在非事件区间并行推进以降低平台等待，

在预定义暂态事件区间切换为串行校正，以减小扰动阶段的边界滞后。

综上，本文面向新型储能详细模型与大规模电网模型在平台、求解器及时间尺度上的异构性，提出一种多时间尺度跨平台联合仿真方法。本文的主要工作如下：1）构建电磁暂态储能子系统与机电暂态电网子系统的跨平台协同框架，使不同物理域模型保留在原生平台中运行，通过标准化边界接口实现成熟模型及厂商封装模型的复用；2）提出基于受控源的非迭代边界量映射方法，分析宏步长下的接口离散误差及其数值稳定性影响，并采用由预定义场景事件触发的混合时序策略，在非事件区间并行推进、暂态事件区间串行校正；3）在WSCC 9母线系统中验证方法的准确性、计算效率及步长敏感性，并基于区域电网算例，分析抽水蓄能、电池、超级电容和飞轮在有功缺额、有功盈余及电压暂降事件中的响应速度、功率支撑、持续作用和约束触发特征，讨论多类型储能在不同暂态时间尺度下的互补规律。

1 并网新型储能系统详细建模

本章将为并网新型储能系统构建一个结构化的通用模型框架，包括直流耦合与背靠背两种通用并网接口框架以及不同种类储能单元的参数化物理模型。在分析不同储能时，仅需调用相应的接口，并通过修改模型参数，即可灵活地表征不同种类与规格的新型储能的暂态物理特性。

并网结构如图1所示。

1.1 基于直流耦合结构的储能并网建模

直流耦合结构的储能系统包含储能、直流环节模型、直交变流器电路及控制模型。拓扑和控制框图如图1所示[25]。图中，L_b为储能侧滤波器电感，C_{dc}为直流电容，V_{dc}为直流母线电压，i_{ess}为储能电流，V_{ess}为储能电压；R_f，L_f和C_f分别为滤波环节的滤波电阻、电感和电容，i_c为直交变流器外送电流，V_c为直交变流器输出端电压；m_{dc}，m_c分别为直流变流器和直交变流器的占空比；i_d，i_q，i_{dref}，i_{qref}分别为电网电流的dq轴分量及其参考值，u_{ed}，u_{eq}分别为电网电压的dq轴分量，ω为锁相环输出电网电压频率；e_d，e_q分别为直交变流器电压的dq轴分量；R_g，L_g分别为电网至公共连接点（Point of Common Coupling, PCC）间阻抗、电感，i_g为PCC点外送电流；V_g和V_{pcc}分别为电网和PCC点电压。文中用下标*d*、*q*表示相关参数的*d*、*q*轴分量，下标*ref*表示相关参数的参考值。

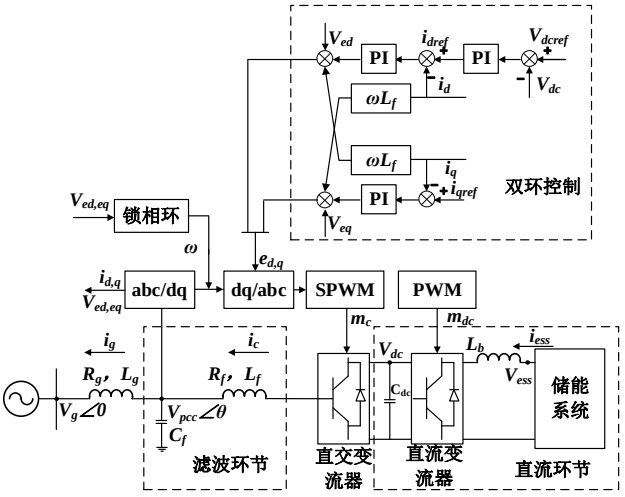


图1 直流耦合并网结构

Fig. 1 DC-coupled grid integration structure

1.1.1 直流环节模型

直流环节由直流变流器和直流母线组成。直流环节用于升高储能系统电压，与直流母线匹配后连接至直交变流器，模型可表示为：

$$m_{dc}V_{dc} = V_{ess} - L_b\frac{di_{ess}}{dt} \tag{1}$$

$$\frac{1}{2}C_{dc}\frac{dV_{dc}^2}{dt} = -V_{ess}i_{ess} - \frac{3}{2}\left(V_{pcc,d}i_{g,d} + V_{pcc,q}i_{g,q}\right) \tag{2}$$

直流环节的控制通常采用电压-电流双闭环控制，其控制系统模型为：

$$\begin{cases} i_{dcref} = K_{dvp}\left(V_{dcref} - V_{dc}\right) + K_{dvi}\varepsilon_{dc} \\ \dfrac{d\varepsilon_{dc}}{dt} = V_{dcref} - V_{dc} \end{cases} \tag{3}$$

$$\begin{cases} m_{dc} = K_{dip}\left(i_{dcref} - i_{ess}\right) + K_{dii}\gamma_{dc} \\ \dfrac{d\gamma_{di}}{dt} = i_{dcref} - i_{ess} \end{cases} \tag{4}$$

式中：ε_{dc}、γ_{dc}分别为电压环、电流环误差积分；K_{dvp}、K_{dvi}分别为直流环节电压控制的比例、积分控制增益；K_{dip}、K_{dii}分别为直流环节电流控制的比例、积分控制增益。

1.1.2 直交变流器电路模型

交直流电路模型由变流器、滤波电路及电网阻抗组成，PCC点与电网的功率交换为：

$$\begin{cases} P_g = V_g\cos(\theta_g-\theta)i_{g,d} + V_g\cos(\theta_g-\theta)i_{g,q} \\ Q_g = V_g\sin(\theta_g-\theta)i_{g,q} - V_g\sin(\theta_g-\theta)i_{g,d} \\ \dfrac{L_g}{\omega_N}\dfrac{\mathrm{d}i_{g,d}}{\mathrm{d}t} = V_{pcc,d} - V_g\cos(\theta_g-\theta) - \\ \quad R_g i_{g,d} + \omega_g L_g i_{g,q} \\ \dfrac{L_g}{\omega_N}\dfrac{\mathrm{d}i_{g,q}}{\mathrm{d}t} = V_{pcc,q} - V_g\sin(\theta_g-\theta) - \\ \quad R_g i_{g,q} - \omega_g L_g i_{g,d} \end{cases} \tag{5}$$

式中：P_g，Q_g分别为注入电网的有功、无功功率；ω_N为电网的频率基值；θ_g，θ分别为电网和变流器电压相位。

滤波电路用于形成高电位点，消除开关动作引起的谐波，滤波器动态方程为：

$$\begin{aligned} \frac{L_f}{\omega_N}\frac{\mathrm{d}i_{c,d}}{\mathrm{d}t} &= V_{c,d} - V_{pcc,d} - R_f i_{c,d} + \omega_g L_g i_{c,q} \\ \frac{L_f}{\omega_N}\frac{\mathrm{d}i_{c,q}}{\mathrm{d}t} &= V_{c,q} - V_{pcc,q} - R_f i_{c,q} + \omega_g L_g i_{c,d} \\ \frac{C_f}{\omega_N}\frac{\mathrm{d}V_{pcc,q}}{\mathrm{d}t} &= i_{c,d} - i_{g,d} + \omega_g C_f V_{c,q} \\ \frac{C_f}{\omega_N}\frac{\mathrm{d}V_{pcc,q}}{\mathrm{d}t} &= i_{c,q} - i_{g,q} + \omega_g C_f V_{c,d} \end{aligned} \tag{6}$$

1.1.3 直交变流器控制模型

本研究中直交变流器采用双闭环PI控制，分为电压外环和电流内环。电压外环控制用于稳定变流器输入电压，电流内环利用PI调节器实现对并网电流的控制，设定iqref为0，使变流器运行于单位功率因数下。电压外环控制和电流内环控制的模型分别为：

$$i_{dref} = \left(k_{avp} + \frac{k_{avi}}{s}\right)[V_{dc} - V_{dcref}] \tag{7}$$

$$\begin{cases} e_d = \left(k_{aip} + \dfrac{k_{aii}}{s}\right)\left[i_{dref} - i_d\right] - \omega L_f i_q + u_{eq} \\ e_q = \left(k_{aip} + \dfrac{k_{aii}}{s}\right)\left[i_{qref} - i_q\right] - \omega L_f i_d + u_{ed} \end{cases} \tag{8}$$

式中，k_{avp}、k_{avi}分别为电压外环的比例、积分控制增益；k_{aip}、k_{aii}分别为电流内环的比例、积分控制增益。

1.1.4 电池储能模型

电池储能具有较高的能量密度和毫秒级的响应速度，在电网发生扰动期间，电池储能系统可在极短时间内精准调节有功功率以维持储能系统和电网安全稳定。此外，电池储能也可以作为电网较长时间尺度调节的能量源，实现电网削峰填谷和紧急备用等辅助服务功能。常见的储能电池有铅酸、镍铬、锂电池等，其动态特性通常使用改进Shepherd模型表征，Shepherd模型的充放电模型如下所示[26]：

$$E_{batt} = \begin{cases} E_0 - K\cdot\dfrac{1}{1-\mathrm{SoC}}\cdot(I_t + I^*) + A\cdot\exp(-B\cdot I_t) \\ \qquad I^* > 0 \\ E_0 - K\cdot\dfrac{1}{1-\mathrm{SoC}}\cdot I_t - K\cdot\dfrac{1}{0.1+\mathrm{SoC}}I^* \\ \qquad +A\cdot\exp(-B\cdot I_t)I^* < 0 \end{cases} \tag{9}$$

Shepherd模型一般可嵌入等效电路模型，简化模型计算，整体等效为一个电压源及内阻，其基本电路和荷电状态的模型为：

$$\begin{cases} i_t = \dfrac{I_{batt}}{3600} \\ I^* = \dfrac{I_{batt} - I^*}{T_{batt}} \\ 0 = E_{batt} - R_{batt}\cdot I_{batt} - V_{batt} \\ SoC = \dfrac{Q_0 - I_t}{Q_n} \end{cases} \tag{10}$$

式中，I_{batt}，V_{batt}，R_{batt}，E_{batt}分别为储能电池的电流、端电压、等效内阻和电势；T_{batt}为电池爬坡时间常数；I^*为滤波电流；I_t为提取容量，用于表示当前容量与初始容量的差异；Q_0和Q_n分别为初始容量和最大容量。E_0，A，B，K为此模型的经验系数。

1.1.5 超级电容储能模型

超级电容相较于储能电池而言功率密度更高，能够在微秒级尺度实现大功率充放电。此外，超级电容的循环寿命极长，即使在频繁的大功率充放电场景中也能保持较好的性能稳定性。但受限于工艺技术，超级电容能量密度较低，难以满足长时间能量存储的需求，因此其应用主要集中在动态缓冲、快速调频等场景。

超级电容采用基于Gouy－Chapman－Stern理论的非线性端电压模型进行描述[27]，其充放电关系如下：

$$E_{sc} = \frac{N_S Q_T d}{N_p N_e \varepsilon\varepsilon_0 A_i} + \frac{2N_e N_S RT}{F}\sinh^{-1}\left(\frac{Q_T}{N_p N_e^2 A_i\sqrt{8RT\varepsilon\varepsilon_0 c}}\right) \tag{11}$$

式中，C_{rated}，V_{rated}分别为串并联电容数量，其余参数为经验系数或基本物理常数。

该充放电模型同样可嵌入等效电路模型，整体等效为一个电压源及内阻，其基本电路和荷电状态的模型为：

$$\begin{cases} I_t = \dfrac{I_{sc}}{3600} \\ 0 = E_{sc} - R_{sc} \cdot i_{sc} - V_{sc} \\ SoC = \dfrac{Q_0 - I_t}{C_{rated} V_{rated}} \end{cases} \tag{12}$$

式中，I_{sc}，V_{sc}，R_{sc}，E_{sc}分别为超级电容的电流、端电压、等效内阻和电势；C_{rated}，V_{rated}分别为额定电容值和额定电压值。

1.2 基于背靠背结构的储能并网建模

背靠背结构由两个三相全桥变流器及直流电容组成，与转子三相绕组直接相连的为转子侧变流器（Rotor-Side Converter，RSC），与感应电机的定子侧相连的是电网侧变流器（Grid-Side Converter，GSC）。背靠背结构如图2所示。图中，P_s为定子有功功率，i_{rd}和i_{rq}分别为定子电流的dq轴分量，ψ_s为定子磁链；L_s，L_r，L_m分别为定、转子绕组的自感以及互感；V_{rd}，V_{rq}分别为RSC侧端口电压的dq轴分量；i_{rd}，i_{rq}分别为RSC侧端口电流的dq轴分量；e_{rd}，e_{rq}分别为RSC控制调制信号的dq轴分量。V_{gcd}，V_{gcq}分别为GSC侧端口电压的dq轴分量；i_{gcd}，i_{gcq}分别为GSC侧端口电流的dq轴分量。e_{gcd}，e_{gcq}分别为GSC控制调制信号的dq轴分量。

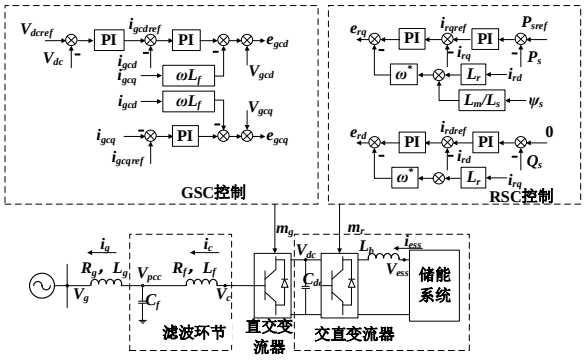


图2 背靠背并网结构

Fig. 2 Back-to-back grid-tied structure

背靠背和直流耦合存在部分相同的结构，因此本节重点说明背靠背结构的控制部分。

1.2.1 转子侧变流器控制

转子侧变流器的主要目的是实现转子转速对风速的响应，采用功率外环和电流内环的双层级联控制，功率外环和电流内环的模型分别为：

$$\begin{cases} V_{rq} = (i_{rqref} - i_{rq})(k_{rp1} + \dfrac{k_{ri1}}{s}) + (i_{rd}L_r + \dfrac{\psi_s L_m}{L_s})\omega^* \\ V_{rd} = (i_{rdref} - i_{rd})(k_{rp1} + \dfrac{k_{ri1}}{s}) - i_{rq}L_r\omega^* \end{cases} \tag{13}$$

$$\begin{cases} i_{rdref} = (P_s - P_{sref})\left(k_{rp2} + \dfrac{k_{ri2}}{s}\right) \\ i_{rqref} = (0 - Q_s)\left(k_{rp2} + \dfrac{k_{ri2}}{s}\right) \end{cases} \tag{14}$$

式中，k_{rp1}，k_{ri1}，k_{rp2}，k_{ri2}分别是转子侧变流器功率外环和电流内环控制器的PI参数。

1.2.2 网侧变流器控制

网侧变流器的控制需要实现对电网侧有功功率的调节，控制方式同样为双层级联控制，模型为：

$$\begin{cases} e_{gd} = V_{gcd} + \omega L_f i_{gcq} - (i_{gcdref} - i_{gcd})\left(k_{gp1} + \dfrac{k_{gi1}}{s}\right) \\ e_{gq} = V_{gcq} - \omega L_f i_{gcd} - (i_{gcqref} - i_{gcq})\left(k_{gp2} + \dfrac{k_{gi2}}{s}\right) \\ i_{gdref} = (V_{dcref} - V_{dc})\left(k_{gp3} + \dfrac{k_{gi3}}{s}\right) \end{cases} \tag{15}$$

变流器直流电容的动态方程可以表示为：

$$C_{dc}V_{dc}\frac{dV_{dc}}{dt} = P_g + P_r = V_{gcd}i_{gcd} + V_{gcq}i_{gcq} + V_{rd}i_{rd} + V_{rq}i_{rq} \tag{16}$$

式中，k_{gp1}，k_{gi1}，k_{gp2}，k_{gi2}分别为网侧变流器d、q轴电流内环的比例、积分增益；k_{gp3}，k_{gi3}为直流电压外环的比例、积分增益；P_g和P_r分别为网侧变流器与转子侧变流器同直流电容之间的交换功率。

1.2.3 飞轮储能

飞轮储能是一种功率型机械储能，其原理是利用高速旋转的飞轮储存机械能，并通过变速方式与风力发电机进行能量交换。从动态特性来看，飞轮储能的放电特性类似于超级电容，能够在极短时间内提供大功率输出。但由于依靠动能存储能量，飞轮储能能量密度较低，因此适用于高频扰动补偿和暂态功率调节等高功率密度服务。由于附着于风力发电机转子，飞轮储能的动态性能受到机械转矩变化速率的约束，一定程度上减缓了飞轮的功率调节速度。

飞轮储存的能量可以计算为：

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2 \tag{17}$$

飞轮的当前充电状态可以根据转子的物理最大角速度$\omega_{max}{}^2$计算：

$$\mathrm{SoC} = \frac{\omega^2}{\omega_{max}^2} \tag{18}$$

飞轮的物理行为与转子的物理行为一致，其动态特性可以通过一组典型的风力涡轮机和涡轮机转子传动系统的非线性模型来描述[28]。该模型在一定程度上简化了飞轮储能的物理传动过程，其中发电机、传动轴和变速箱被视为一个等效质量块，而飞轮和风力发电机转子被视为另一个质量块，构建双质量块模型。该模型假设飞轮与风力发电机转子同步运动，并将二者作为一个具有相同扭矩作用的单一系统进行分析。

$$\begin{cases} P_m = \dfrac{1}{2}\rho_r \pi R^2 v^3 C_p(\beta,\lambda) \\ C_p(\beta,\lambda) = C_1\left(\dfrac{C_2}{\lambda_i} - C_3\beta - C_4\beta^{C_4} - C_5\right)e^{-\frac{C_6}{\lambda_i}} \\ \dfrac{1}{\lambda_i} = \dfrac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \dfrac{0.003}{1+\beta^3} \\ \lambda(v,\omega) = \dfrac{\omega R}{v} \\ \dfrac{d\omega}{dt} = \dfrac{T_m - T_e}{J} \\ 0 = \dfrac{P_m}{\omega} - T_m \end{cases} \tag{19}$$

2 新型储能–电网联合仿真框架

2.1 联合仿真原理

大规模新型储能并网后，系统的稳态和暂态过程在频带上存在显著差异。根据Nyquist采样定律，采样信号频率至少为原始信号频率的2倍，以避免原始信息丢失和混叠现象。同时，为了准确捕捉仿真过程中电气量的快速变化并保证仿真精度，仿真步长对应的采样频率通常设定为系统最高频率的10倍。因此对电网整体分析时必须采用微秒级小步长进行电磁仿真。然而，这种步长设置在求解大规模电力系统时会显著增加计算负担，延长仿真时间，甚至可能导致求解失效[29-30]。为解决这一问题，在耦合仿真中将不同动态变化的区域划分为多个解算环境分别求解，从而大幅降低计算压力，系统划分示意图如图3所示。

对图3中的储能系统建立伴随电路模型，以接口滤波电容为例，建立微分方程：

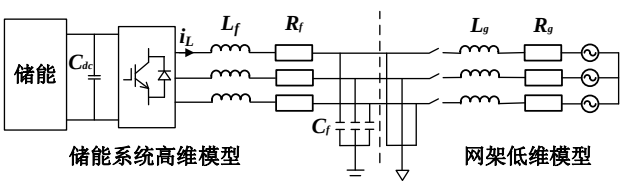


图3 系统划分基准

Fig. 3 System partitioning criteria

$$i_C(t) = C_{dc}\frac{dV_C(t)}{dt} \tag{20}$$

在数值仿真中将时间离散化为步长为Δt的微元，取欧拉法近似求解，得：

$$V_C(t+\Delta t) = V_C(t) + \frac{\Delta t}{c} i_C(t) \tag{21}$$

将式（21）按泰勒公式展开，以分析欧拉离散下电容电压的局部截断误差。欧拉方法保留泰勒展开的前两项，局部截断误差从第三项开始，具体如式（22）和式（23）所示。

$$V_C(t+\Delta t) = V_C(t) + \Delta t\frac{dV_C(t)}{dt} + \frac{\Delta t^2}{2}\frac{d^2V_C(t)}{dt^2} + O(\Delta t^3) \tag{22}$$

$$\epsilon_c(t) = \frac{\Delta t^2}{2}\frac{d^2V_C(t)}{dt^2} + O(\Delta t^3) \tag{23}$$

代入到式（23）中，其中A为幅值，Φ为相角，将式（23）重写为：

$$\epsilon_c(t) = -\frac{\Delta t^2}{2}A\omega_c^2 sin(\omega t + \phi) + O(\Delta t^3) \tag{24}$$

同理，可得到电网部分和储能系统部分的动态局部响应局部偏差。

$$\begin{aligned} \epsilon_s(t) &= -\frac{1}{2}A\omega_s^2 sin(\omega_s t + \phi)\Delta t^2 + O(\Delta t^3) \\ \epsilon_g(t) &= -\frac{1}{2}A\omega_g^2 sin(\omega_g t + \phi)\Delta t^2 + O(\Delta t^3) \end{aligned} \tag{25}$$

式中，ω_s和ω_g分别代表储能侧和电网侧设备行为的基本频率。

现代电力系统的动态行为呈现出多时间尺度紧密耦合特性，如图4所示[3,25]。根据不同动态行为的时-频特性，将其划分为高频、次/超频时间尺度及低频时间尺度，分别对应电磁暂态、机电暂态及中长期动态过程。将图4中各行为的特征频率代入到式（25）的局部误差中，鉴于储能侧行为频率ω_s较高，步长Δt轻微变化即会导致误差随特征频率和步长的增加而显著增大；对于低频主导的电网侧动态，特征频率ω_g通常在几十Hz内，误差积累的速度远慢于储能系统。在一定范围内步长变化对误差影响有限，可以适当增大步长来减少计算压力。

从动力学特性出发，储能系统和大电网系统的动态行为使用不同的数学建模方式，其时域仿真计算中积分步长和数值计算上的需求都有不同。然而，二者在行为上相互影响，并具有一定同步性。为保障准确求解储能系统暂态仿真模型，采用如图3所示的划分方法，以接口的数据通信将不同模型集成入同一仿真环境。

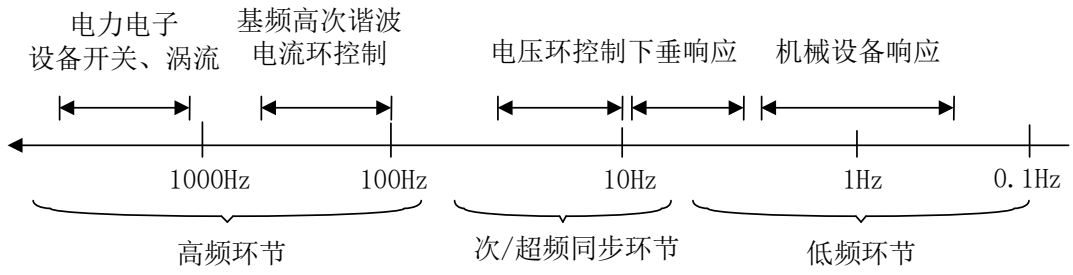


图4 电力系统装备行为频带范围

Fig. 4 Operating frequency band range of power system equipment

2.2 异构平台仿真框架构建

基于2.1节所述原理，建立了图5所示的多维耦合仿真框架。该框架可为不同动态特性的异构环境匹配适宜的解算器。针对新型储能系统及其电力电子接口，其动态过程快、非线性强，选用电磁暂态建模及对应算法以求解精密的电磁暂态。针对主网架的机电动态，其时间尺度相对较慢，则选用机电暂态建模，保证大规模系统求解的计算效率。异构环境之间通过应用编程接口（Application Programming Interface,API）进行耦合。在图5的框架下，平台可按照需求任意调整环境内部软件构成，利用不同工具的独特优势，同时确保内部模型与算法的可复用性。

具体而言，该框架不要求将储能的电化学模型、变流器控制模型及厂商封装控制逻辑迁移至机电暂态平台，而是使其继续运行于原生电磁暂态环境，仅通过规定的电压、频率、相位及功率边界量与电网侧交换信息。由此，厂商黑盒模型只需开放必要的输入输出端口，无需公开内部控制细节；大规模电网和新型储能系统也可分别采用适合其方程结构及时间尺度的求解器。同时，已经在原平台验证的模型和算法可以直接复用，减少跨工具模型重构可能引起的功能缺失和参数偏差。

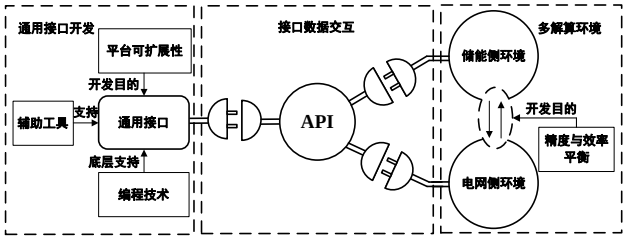


图5 多维耦合仿真框架

Fig. 5 Multidimensional Coupling Simulation Framework

3 联合仿真关键技术与运行流程

本章探讨所提新型储能-电网联合仿真框架的计算架构，从数据交互和时序协同两个维度，详细阐述实现该框架的关键技术，并介绍其整体运行流程。

3.1 数据交互接口关键技术

3.1.1 信号传递与映射机制

传统多平台数据交互通常采用等值法，将储能系统和大电网系统分别简化为等效电路，并在每个交互时刻传递序分量的等值信号，实现两个系统之间的动态交互[31]。然而，这一过程不可避免地会简化甚至丢失部分动态特性，在动态行为耦合强、非线性显著的情况下，等值模型缺乏精确描述电磁暂态行为的能力。

为减少等值模型参数辨识和网络重构带来的附加误差，本文采用基于受控源的直接信号映射方法，将接口边界量映射至目标仿真环境中的受控源对象。该方法不对储能内部模型进行再次等值，但仍会受到离散采样、步间数据保持及子系统数值积分误差的影响。原理如图6所示。

如图6所示，为实现跨平台的数据交互，本文采用受控源法在接口处传递信号。具体地，由储能侧的电磁暂态仿真环境计算出的电气信息，被用作机电暂态仿真环境中对应受控源的输入。通过这种方式，储能系统在大电网模型中的作用被等效为一个动态注入源，从而实现了快、慢两种动态过程的耦合。同时，电网侧环境以电压、功角和频率为储能侧系统提供电气边界条件、相位边界条件和源荷变化趋势，驱动储能侧的快动态响应。通过每个仿真步的信号交互，保留了储能与电网之间的物理联系，确保子系统间的边界条件一致。

通过状态量映射，接口物理量与子系统内部控

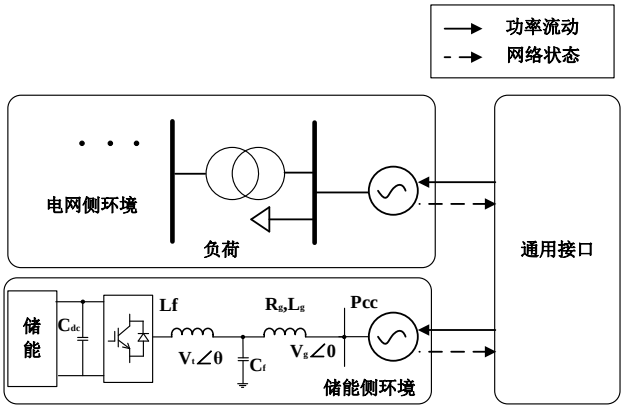


图6 基于受控源的信号传递方法

Fig. 6 Signal transmission method based on controlled source

制变量相互分离，避免了跨平台网络重构对原生模型结构的干扰。接口数据按照统一的量纲、方向和时间戳进行传递，从而保持两侧边界量在离散交互时刻的一致性。

3.1.2 接口离散误差与数值稳定性分析

受控源映射避免了将储能系统重新构造为戴维南或诺顿等值模型，但跨平台离散交互仍会引入数据保持误差。设接口变量为$x(t)$，机电侧宏观步长为H，在区间$[t_k,t_{k+1})$内采用上一交互时刻的边界值$x(t_k)$。若接口变量连续可微，且满足$\|\dot{x}(t)\|\leq M_x$，则区间内的接口保持误差满足：

$$\left\| x(t)-x(t_k) \right\| \leqslant M_x H,\ t\in\left[t_k,t_{k+1}\right) \tag{26}$$

由此可见，在接口变量变化率有界的条件下，单步边界量误差上界与机电侧宏步长成正比。该误差经子系统状态映射传播后，可写成如下递推形式：

$$\left\| e_{k+1} \right\| \leqslant \rho \left\| e_k \right\| + C\cdot H \tag{27}$$

式中，e_k为第k个交互时刻的状态偏差；ρ表示耦合系统在当前运行点附近对既有误差的传播系数；C为与接口变量变化率及子系统映射灵敏度有关的有界常数。当子系统在所研究运行区间内局部稳定且满足$0\leqslant\rho<1$时，有

$$\left\| e_k \right\| \leqslant \rho^k \left\| e_0 \right\| + \frac{C\cdot H\left(1-\rho^k\right)}{1-\rho} \leqslant \rho^k \left\| e_0 \right\| + \frac{C\cdot H}{1-\rho} \tag{28}$$

因此，在接口变量变化率有界、子系统局部稳定且数据映射连续的条件下，多次信号交互不会必然导致误差无界累积，但其误差上界随宏步长H增大。对于采用定步长积分的机电侧模型，接口边界量在一个宏步长内保持不变，跨平台数据传输和执行顺序还会形成附加时滞。宏步长过大时，边界量的幅值误差和相位滞后可能共同削弱耦合系统的数值阻尼，在低阻尼或强耦合运行状态下表现为相邻交互步之间的非物理振荡，严重时将影响仿真收敛。

由此，机电侧宏步长需要结合积分方法、接口变量变化速率及系统运行状态选取。本文在预定义暂态事件区间采用串行校正，以减小强扰动阶段的边界滞后；在非事件区间采用并行推进，以降低不必要的平台等待开销。

3.1.3 数据交互的时序协同

异构平台间的数据交互时序，直接影响联合仿真的计算效率与数值稳定性。在实际应用中，串行时序虽能保证最高的交互精度，但两个平台必须等待对方完成计算，牺牲了并行运算的效率；反之，并行时序虽能提升计算速度，却可能因数据交换的延迟，在系统动态剧烈变化时引入误差甚至导致发散。

本文面向已预先定义扰动序列的离线暂态仿真，负荷变化、设备切除、短路投入及故障切除等事件的执行时刻由仿真场景调度器给定。因此，混合时序的切换判据采用场景事件标志，而非根据电压偏差、频率偏差或功率变化率设置在线识别阈值。设第k个宏步的事件状态标志为：

$$s_e(k)=\begin{cases}1, & t_k\in\left[t_{event},t_{clear}\right]\\ 0, & \textit{其他时段}\end{cases} \tag{29}$$

当$s_e(k)=0$时，两个子系统采用并行时序推进；当预定义事件投入、$s_e(k)=1$时，联合仿真在下一宏步切换为串行校正；事件切除或预定义暂态事件区间结束后，事件标志复位，仿真重新恢复并行推进。该判据直接来源于离线仿真场景配置，不需要额外整定电压、频率或功率变化率阈值。具体流程如图7所示。

如图7所示，在非事件区间内，两个子系统采用对方在上一交互时刻输出的边界量，并行完成当前宏步计算。进入预定义暂态事件区间后，时序切换为串行模式：电网侧首先推进一个机电侧宏步，并将更新后的电压、频率和相位边界量传递至储能侧；储能侧完成对应的N个电磁微步后，将更新后的有功和无功功率返回电网侧。事件区间结束后，接口队列使用最新时间戳数据完成同步，随后恢复并行推进。该策略通过仅在扰动区间增加顺序等

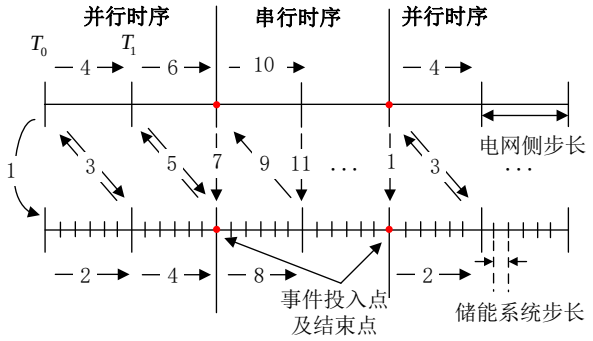


图7 混合时序流程

Fig. 7 Hybrid Temporal Workflow

待，避免全程串行带来的额外计算开销。

3.2 仿真运行流程

结合上文提到的数据交互方法和接口通讯方法，本文所提出的联合仿真整体运行流程如图8所示。

图8展示了数据接口与两个子平台协同运行的流程图设计，该仿真框架遵循以下几个步骤：

1）计算网络初始状态，设置两个子环境所在仿真环境的起始时间为T_0；

2）在电网侧启动仿真，步长为T_g，将电网侧推进1个步长，检测结果是否收敛；

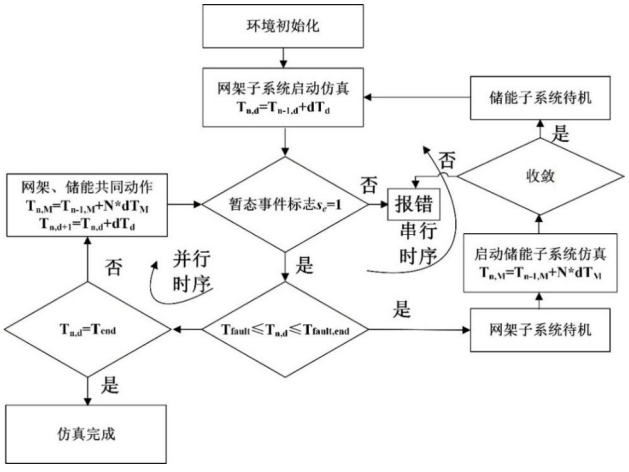


图8 联合仿真整体运行流程

Fig. 8 Integrated Co-simulation Workflow

3）读取场景调度器输出的事件状态标志$s_e(k)$。当$s_e(k)$=0时，储能侧与电网侧采用并行时序推进；当$s_e(k)$=1时，按照电网侧更新边界量、储能侧执行对应电磁微步并返回功率量的顺序进行串行校正；

4）保持2）到3）的循环，环境时间持续累加，直到环境时间达到预设值T_{end}；

为了与电网侧设定的仿真步长T_g保持一致，储能侧将以定步长Ts执行N次仿真。在数据交换的过程中，接口建立数据队列充当缓冲机制，按顺序对生成数据进行排队，从而解决不同环境仿真步长差异所引起的数据错位等问题。如图8所示，在暂态过程开始时将切换至串行机制，每一次循环中分别在储能侧和电网侧判断一次数据收敛，快速检测并消除数值上的不稳定因素，确保当一方出现误差时可以及时纠正结果偏差。

4 案例分析

为评估第二、三章所构建的联合仿真方法的有效性，本章选取WSCC 9母线系统与基于我国西北某拟建区域电网规划蓝本构建的算例，分别开展准确性、计算效率、参数敏感性及功能性验证。

4.1 WSCC 9母线系统：准确性与参数敏感性验证

4.1.1 基准工况下的准确性与计算效率

为定量评估本文所构建的联合仿真方法的有效性，本节选取WSCC 9母线系统作为测试算例，其拓扑结构如图9所示。以电池储能为例，接入系统的8号母线。选取了适合电磁暂态及机电暂态仿真计算的一阶显式欧拉方法及定雅可比矩阵牛顿法，分别配置于商业软件MATLAB/Simulink及开源电力系统仿真软件DOME[32]，以图9所示框架构建耦合仿真环境。硬件环境均在配备了NVIDIA GeForce RTX 4070 Ti SUPER GPU与Intel Core i7-13700KF CPU的硬件平台上执行。

如图9所示，统一在系统的负荷2处设置负荷突增事件，触发时间设置为0.5 s，负荷的有功功率增加30%。为从准确性和高效性两个维度进行全面对比，本节设置了以下三种仿真模式：

场景1：采用MATLAB/Simulink开展全电磁暂态仿真，仿真步长设置为1 μs；

场景2：采用DOME开展机电暂态仿真，仿真步长设置为10 ms；

场景3：开展机电暂态（DOME）与电池储能电磁暂态（MATLAB/Simulink）联合仿真，机电暂态仿真步长为10 ms，电磁暂态仿真步长为1 μs。

三种场景的动态响应仿真时长均设置为50 s。本文将模型时间轴所表示的物理过程持续时间称为“仿真时长”，将计算机完成相应仿真任务所消耗的

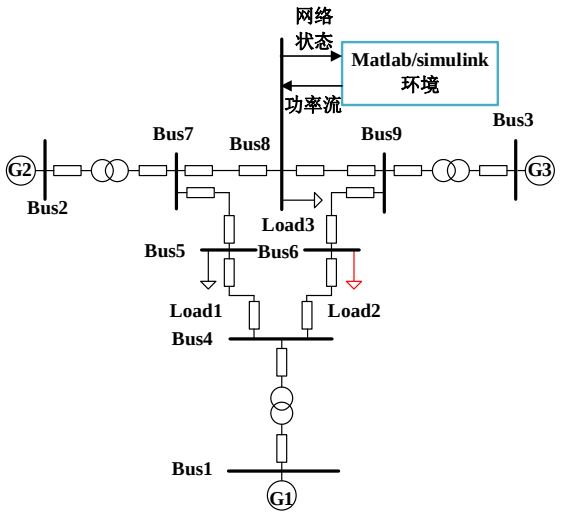


图9 WSCC 9母线系统模型

Fig. 9 WSCC 9-bus Test System

实际运行时间称为“计算耗时”。图10和表1基于完整的50 s动态响应结果进行准确性分析；为在相同基准下比较不同方法的计算效率，表2进一步统计各方法将模型时间推进1 s所需的实际计算耗时。

三种场景计算所得的系统频率动态响应曲线如图10所示。

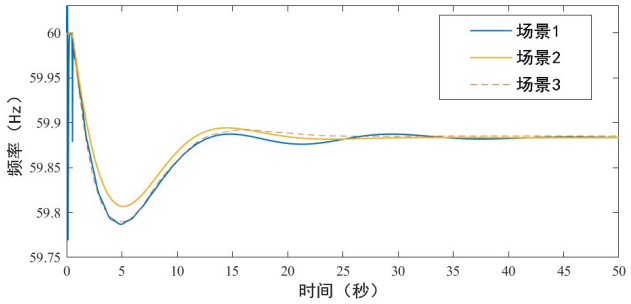


图10 不同仿真场景下的系统频率响应对比

Fig. 10 Comparison of system frequency responses under different simulation scenarios

从图10可以看出，在所设基准工况下，联合仿真所得系统频率响应与全电磁暂态仿真结果保持较高一致性，二者在频率下降、最低点及扰动后恢复阶段具有相近的动态趋势。相比之下，全机电暂态仿真由于未保留储能变流器接口的快速动态，其频率最低点和动态恢复过程与全电磁暂态基准存在较明显偏差。表1提取了三种场景中关键物理指标的关键信息。其中，准稳态稳定时间定义为频率首次进入并保持在最终稳态频率±0.01 Hz频带内的时间。

表1 关键暂态物理指标对比

Table 1 Comparison of Key Transient Physical Indicators

	全电磁仿真	全机电仿真	本文方法
频率最低点/Hz	59.7868	59.8067	59.7899
到达最低点时间/s	4.9103	5.1300	4.9900
准稳态频率/Hz	59.8835	59.8833	59.8853
准稳态稳定时间/s	11.4543	15.6300	11.5000

由表1可知，全机电暂态仿真的频率最低点高于全电磁暂态基准，且准稳态稳定时间明显延后，说明忽略储能接口快速动态会影响对系统频率暂态路径及恢复时间的刻画。相比之下，联合仿真在频率最低点和稳定时间方面均与全电磁暂态结果较为接近。

在计算效率方面，表2给出了相同软硬件环境下，三种方法将模型时间推进1 s所需的实际计算耗时。对于1 s模型时间，全机电暂态仿真需要完成100个10 ms步长的计算，而全电磁暂态仿真需要完成10^6个1 μs步长的计算。由表2可知，全电磁暂态仿真、联合仿真和全机电暂态仿真推进1 s模型时间所需的计算耗时分别为249.6、117.6和0.06 s。联合仿真的计算耗时约为全电磁暂态仿真的47.1%，表明其在该基准工况下保持主要频率动态精度的同时，能够降低实际计算开销。

表2 仿真环境及单位仿真时长计算耗时对比

Table 2 Comparison of simulation environments and wall-clock time per 1 s of simulated time

	全电磁仿真	联合仿真	全机电仿真
电网仿真环境	MATLAB	DOME	DOME
储能仿真环境	MATLAB	MATLAB	DOME
电网仿真步长	-	10 ms	10 ms
储能仿真步长	1 μs	1 μs	-
推进1 s模型时间所需计算耗时/s	249.6	117.6	0.06

从计算复杂度理论看，设电网规模为N，储能模型规模为M（$M<<N$）,求解N阶网络仿真的复杂度为$O(N^k)$，求解M阶网络仿真的复杂度为$O(M^k)$。则全电磁仿真的总计算时间T_{EMT}可记为：

$$T_{EMT} \propto \left(\frac{T_{sim}}{h_{emt}}\right) \cdot O(N^k) \tag{30}$$

式中，T_{sim}为总仿真时间，h_{emt}为电磁暂态步长。

本文的仿真模式下，总耗时可分为电网计算时间 T_{Grid}，储能计算时间 T_{Stor} 及接口开销时间 T_{Inter}。

$$T_{Grid} \propto \left(\frac{T_{\mathrm{sim}}}{h_{rms}}\right) \cdot O\left(N^{k}\right) \tag{31}$$

$$T_{\mathrm{ESS}} \propto \left(\frac{T_{\mathrm{sim}}}{h_{emt}}\right) \cdot O\left(M^{k}\right) \tag{32}$$

$$T_{\mathrm{Inter}} \propto \left(\frac{T_{\mathrm{sim}}}{h_{rms}}\right) \cdot C \tag{33}$$

式中，h_{rms} 为机电暂态步长，C 为单次跨平台接口调用的固定开销。

本框架的核心效率增益来源于对 $O(N^k)$ 项的乘数因子的降低，由上述公式可知，当电网规模扩大时，总耗时均由 $O(N^k)$ 项主导，而在接口变量维度固定且储能子系统规模远小于电网规模的条件下，随着电网规模增大，电网侧网络方程求解将逐渐成为主要计算开销，接口调用在总耗时中的相对占比随之降低。实际加速效果仍受模型规模、求解器实现、步长设置及跨平台通信开销等因素共同影响。

4.1.2 不同负荷扰动位置下的准确性验证

为检验扰动位置变化对联合仿真准确性的影响，在保持储能接入位置、控制参数、扰动时刻及有功功率增量不变的条件下，分别在 Load 1、Load 2 和 Load 3 处设置负荷突增事件。三种工况的事件触发时刻均为 0.5 s，有功功率增量统一取原 Load 2 基准有功功率的 30%，即 $\Delta P=0.3P_{\mathrm{Load2,0}}$，以避免不同负荷基准值造成扰动幅值不一致。全电磁暂态仿真步长保持为 1 μs，联合仿真的机电侧及数据交互步长保持为 10 ms，其余模型和控制参数与 4.1.1 节一致。不同负荷扰动位置下的系统频率响应如图 11 所示。

为避免仅采用频率最低点评价仿真精度，进一步采用频率轨迹均方根误差（root mean square error，RMSE）、最低点绝对误差及最低点时刻误差进行量化。相关指标分别定义为：

$$E_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N}\left(f_{co}(k) - f_{EMT}(k)\right)^{2}} \tag{34}$$

$$E_{\mathrm{nadir}} = \left|f_{\mathrm{nadir,co}} - f_{\mathrm{nadir,EMT}}\right| \tag{35}$$

$$E_{t} = \left|t_{\mathrm{nadir,co}} - t_{\mathrm{nadir,EMT}}\right| \tag{36}$$

式中，$f_{co}(k)$ 和 $f_{\mathrm{EMT}}(k)$ 分别为同一时间轴上联合仿真与全电磁暂态仿真的频率；N 为采样点数；f_{nadir} 和 t_{nadir} 分别为频率最低点及其出现时刻。为定量评价不同负荷扰动位置下联合仿真的频率轨迹准确性，分别统计全电磁暂态仿真与联合仿真的频率最低点、最低点绝对误差、最低点时刻误差以及频率轨迹均方根误差，结果如表 3 所示。

由图 11 和表 3 可知，改变负荷扰动位置后，三种工况的系统频率响应均经历了频率下降、到达最低点并逐渐恢复的动态过程，联合仿真所得频率轨迹与全电磁暂态仿真结果总体保持一致。在 Load 1、Load 2 和 Load 3 工况下，频率最低点绝对误差分别为 0.0036 Hz、0.0031 Hz 和 0.0024 Hz，频率轨迹 RMSE 分别为 0.005379 Hz、0.005112 Hz 和 0.004980 Hz。其中，Load 1 工况的频率最低点误

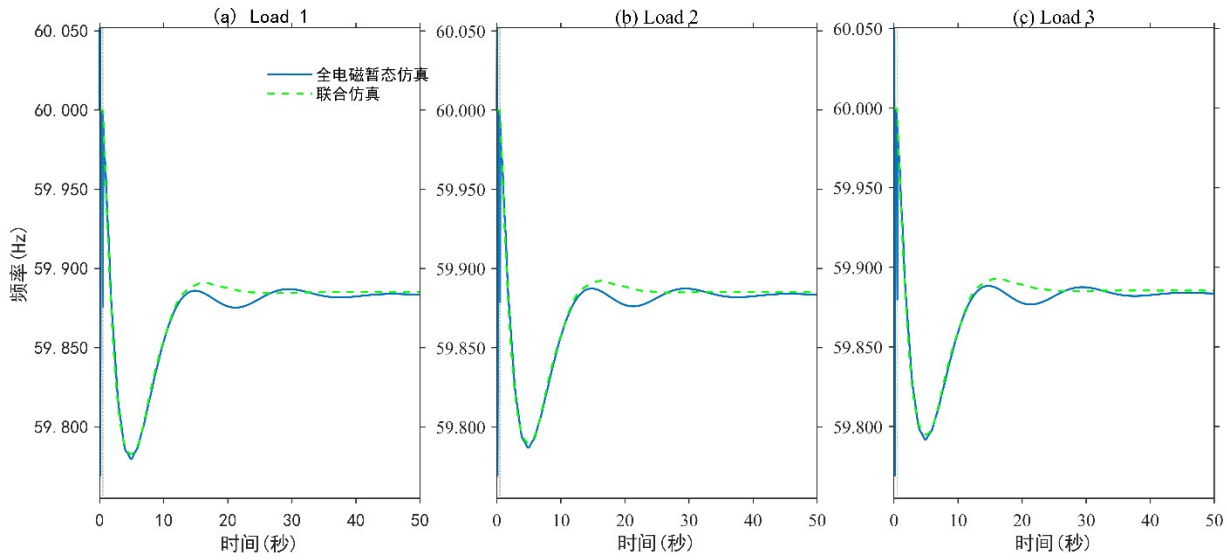


图 11 不同负荷扰动位置下的频率响应对比

Fig. 11 Comparison of frequency responses under different load disturbance locations

表3 不同负荷扰动位置下的频率响应误差

Table 3 Frequency-response errors under different load disturbance locations

扰动位置	全电磁最低点/Hz	联合仿真最低点/Hz	最低点误差/Hz	最低点时刻误差/s	RMSE/Hz
Load 1	59.7842	59.7878	0.0036	0.001	0.005379
Load 2	59.7868	59.7899	0.0031	0.080	0.005112
Load 3	59.7891	59.7915	0.0024	0.079	0.004980

差和RMSE最大，分别为0.0036 Hz和0.005379 Hz，但仍保持在较小范围内。三种工况的最低点时刻误差分别为0.001 s、0.080 s和0.079 s，说明所提联合仿真方法在扰动位置改变后仍能够较好地跟踪系统频率最低点及其恢复趋势。

三种工况采用相同的有功功率增量，因此系统频率的整体变化仍主要由系统有功功率不平衡、同步机惯量及调频过程共同决定，不同扰动位置下的频率曲线总体形态较为接近。与此同时，扰动位置变化会改变扰动点与储能接入点之间的网络电气联系，进而影响局部母线电压、功率传输过程及储能的暂态功率响应，使不同位置下的频率最低点和最低点出现时刻存在一定差异。上述差异还与系统初始潮流和网络阻抗分布有关，并非仅由扰动点与储能接入点之间的物理距离决定。

综上，在所测试的三种负荷扰动位置下，联合仿真的频率最低点误差不超过0.0036 Hz，频率轨迹RMSE不超过0.005379 Hz，表明所提方法对负荷扰动位置变化具有较好的适应性。

4.1.3 机电侧交互步长敏感性分析

为分析机电侧步长及平台交互周期对联合仿真精度和效率的影响，保持4.1.1节Load 2负荷突增工况及电磁暂态步长1 μs不变，将机电侧及接口交互步长分别设置为5 ms、10 ms和20 ms。对于每一个机电侧宏观步长，电磁暂态环境执行的微步数满足$N=T_g/T_s$，因此三种工况对应的电磁微步数分别为5000、10000和20000。全电磁暂态仿真结果在三种工况中作为统一参考基准。不同机电侧交互步长下的联合仿真频率响应如图12所示。

为进一步量化机电侧交互步长变化对联合仿真误差的影响，分别计算不同步长下的频率最低点绝对误差、最低点时刻误差和频率轨迹RMSE，结果如表4所示。

由图12和表4可知，随着机电侧交互步长由5 ms增大至20 ms，联合仿真频率响应与全电磁暂态仿真基准之间的偏差逐渐增大。5、10和20 ms工况下的频率最低点绝对误差分别为0.001543、0.003076和0.004962 Hz，频率轨迹RMSE分别为0.002579、0.005112和0.010181 Hz；相应的

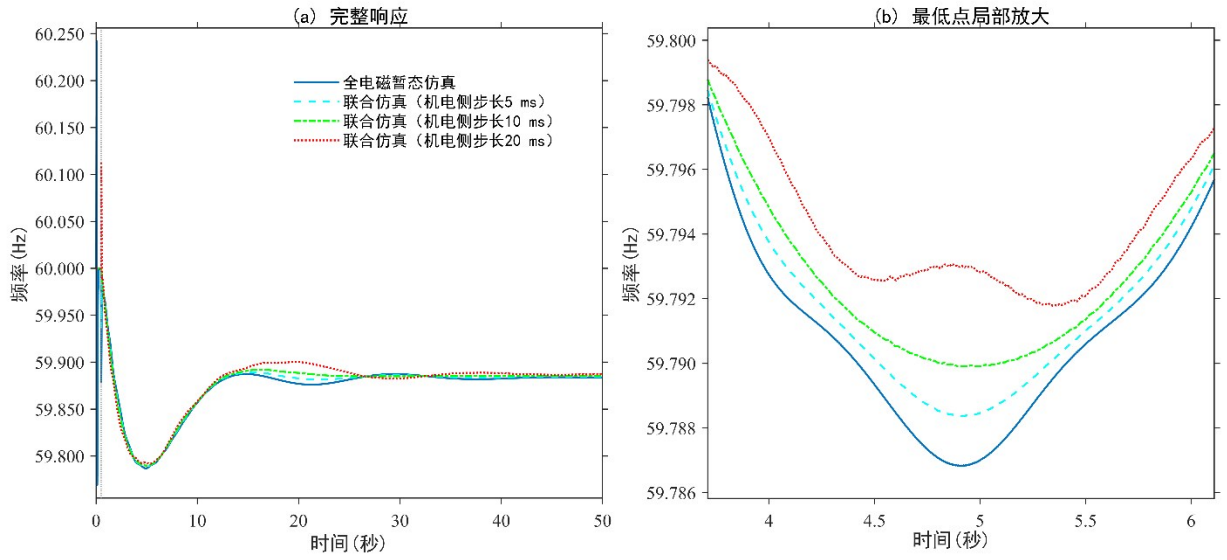


图12 不同机电侧交互步长下的频率响应对比

Fig. 12 Comparison of frequency responses under different electromechanical-side communication steps

表4 不同机电侧交互步长下的精度与计算效率

Table 4 Accuracy and computational efficiency under different electromechanical-side communication steps

机电侧交互步长/ms	全电磁最低点/Hz	联合仿真最低点/Hz	最低点误差/Hz	最低点时刻误差/s	RMSE/Hz	计算耗时/s
5	59.786825	59.788368	0.001543	0.006	0.002579	120.4
10	59.786825	59.789901	0.003076	0.080	0.005112	117.6
20	59.786825	59.791787	0.004962	0.435	0.010181	116.9

最低点时刻误差分别为0.006、0.080和0.435 s。由此可见，增大机电侧交互步长会同时增加频率幅值误差和时间偏差，其中最低点出现时刻对交互步长的变化更为敏感。

其原因在于，跨平台边界量在一个机电侧宏步长内采用上一交互时刻的数据进行保持。随着交互步长增大，电压、频率和功率等边界量的更新时间间隔延长，扰动快速变化阶段的数据保持误差随之增加，该结果与3.1.2节的接口离散误差分析一致。在计算效率方面，5、10和20 ms工况的实际计算耗时分别为120.4、117.6和116.9 s，随着交互步长增大，总耗时仅降低约2.9%。这是因为联合仿真的主要计算开销来自储能侧电磁暂态模型的微步积分，机电侧求解及接口交互在总耗时中的占比较小。综合来看，5 ms虽然具有更高精度，但平台交互次数较多；20 ms的计算耗时改善有限，而频率轨迹RMSE和最低点时刻误差明显增大；10 ms在保持较小频率误差的同时减轻了平台交互负担，因此本文将其作为后续区域电网算例的机电侧交互步长。

因此，在本文测试的5～20 ms步长范围内，减小机电侧交互步长能够提高联合仿真的频率轨迹准确性，而10 ms步长在保持较小频率误差的同时具有较好的计算效率，可作为后续区域电网算例联合仿真的合理步长配置。

4.2 区域电网算例下多类型储能暂态行为分析

本节以中国西部某拟建高比例可再生能源区域电网的规划蓝本为基础，构建包含抽水蓄能、风力发电、电池储能、超级电容和飞轮储能等设备的区域电网算例，用于分析多类型储能在典型扰动下的暂态响应及协同支撑特征。区域电网算例的拓扑结构如图13所示。

如图13所示，该系统包含一个抽水蓄能电站，多个风力发电厂（建模方法见[33]），以及多个超级电容、锂电池储能电站。区域2到区域4的风力发电厂中涡轮机额定容量分别为1.5MW、2MW、1MW，在当前运行方式下，每组风电集群分别贡献风电总渗透率的40%、35%、25%。该系统中风电的总体渗透率为26.2%。

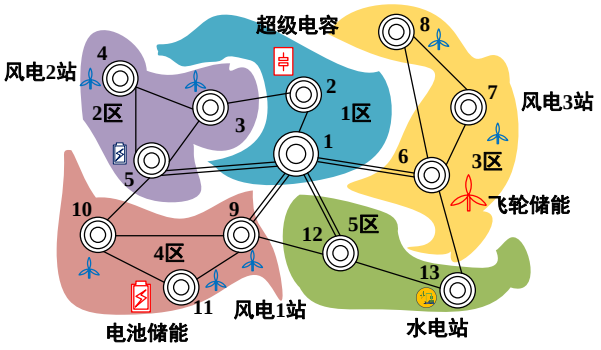


图13 中国西部某区域电网算例结构

Fig. 13 Structure of a regional power-grid test case in western China

设置风机脱网、负荷中断和三相短路三类暂态事件，分别对应系统有功功率缺额、有功功率盈余和母线电压暂降。通过比较不同储能组合下的频率、电压及储能出力，分析抽水蓄能、电池、超级电容和飞轮在放电支撑、功率吸收及快速电压支撑过程中的动态差异。DOME中电网机电暂态仿真步长设置为10 ms，MATLAB/Simulink中新型储能电磁暂态仿真步长设置为1 μs。

（1）频率事件：风机脱网

受到风速变化的影响，风力发电机可能因为过载或欠载而导致意外的风机脱网，考虑区域2中汇集点4处的风机集群B（1MW）意外脱网。为展示多元储能的不同暂态特性，考虑如下场景：

场景1：电力系统未接入储能；

场景2：电力系统中仅接入抽水蓄能；

场景3：电力系统中接入抽水蓄能与电池储能；

场景4：电力系统中接入抽水蓄能、电池储能以及超级电容。

场景5：电力系统中接入抽水蓄能、电池储能以及飞轮储能。

上述场景下的系统频率响应如图14所示。抽水蓄能，锂电池，超级电容和风机的出力特性如图15，16，17所示。图18展示了接口处传递的功率流。

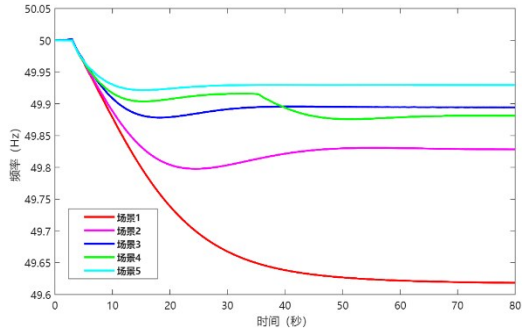


图14　不同脱网场景下系统频率变化

Fig. 14　System frequency variations under different wind-turbine tripping scenarios

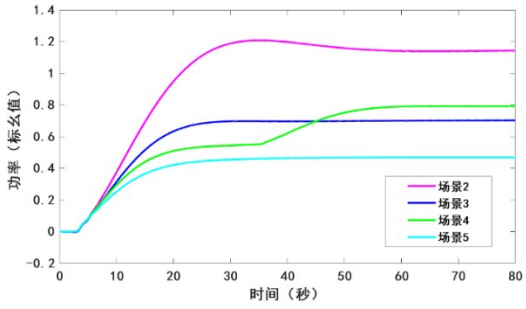


图15　不同脱网场景下抽水蓄能出力变化

Fig. 15　Output variations of pumped storage under different wind-turbine tripping scenarios

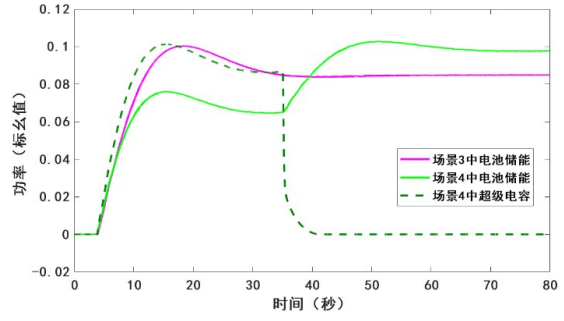


图16　不同脱网场景下电池-超级电容出力变化

Fig. 16　Output variations of battery-supercapacitor hybrid systems under different wind-turbine tripping scenarios

图14—18反映了有功功率缺额下不同储能的放电支撑特征。未接入储能时，风机脱网引起的有功缺额主要由常规机组承担，系统频率下降幅度较大；随着储能类型增加，扰动初期的功率缺额能够更快得到补偿，频率最低点和恢复过程随之改善。

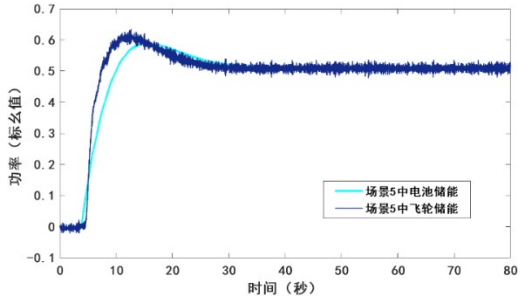


图17　不同脱网场景下电池-飞轮出力变化

Fig. 17　Output variations of battery-flywheel hybrid systems under different wind-turbine tripping scenarios

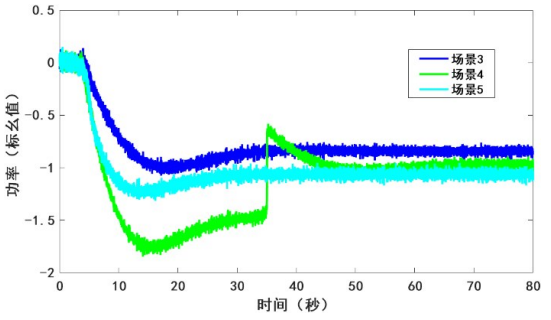


图18　不同脱网场景下接口处功率流

Fig. 18　Power flow at the interconnection point under different wind-turbine tripping scenarios

抽水蓄能具有较强的持续有功支撑能力，但其功率爬升受到水力和调速环节限制，主要作用于相对较慢的频率恢复阶段。电池储能通过变流器快速提高有功输出，在响应速度和持续支撑之间表现出较好的协调性。超级电容在扰动初期能够迅速输出功率，但受可用能量限制，其有功贡献在达到荷电状态约束后明显减弱，随后由电池和抽水蓄能继续承担功率缺额。图16和图18在约35 s处出现的功率转移，体现了快速功率型储能退出后由能量型储能接续支撑的过程。

飞轮储能同样具有较高的瞬时功率调节能力，但其动作过程受到控制死区、转速及机械转矩动态的影响。图17表明，飞轮动作时刻晚于电池，但动作后能够较快提高有功输出。上述结果说明，在持续时间较长的功率缺额事件中，单一储能难以同时满足快速抑制频率变化和持续补偿能量缺额的需求，多类型储能组合能够形成扰动初期快速支撑与后续持续支撑之间的时间尺度互补。

（2）频率事件：负荷中断

大型负荷突然切除会造成短时有功功率过剩，可能引发系统频率升高、机组超速、功率振荡及设备过载等问题。设置区域2中汇集点3处负荷出现负荷中断事件（有功需求降低30%）。当载荷率降低时，相应的系统频率上升，此时抽水蓄能在电动机状态，不参与频率调节，因此，考虑如下运行场景：

场景1：电力系统未接入储能；

场景2：电力系统中接入电池储能；

场景3：电力系统中接入电池储能与超级电容；

场景4：电力系统中接入电池储能与飞轮储能。

四种场景下的系统频率响应如图19所示。锂电池，超级电容和风机的出力特性如图20，21所示。图22展示了接口处传递的功率流。

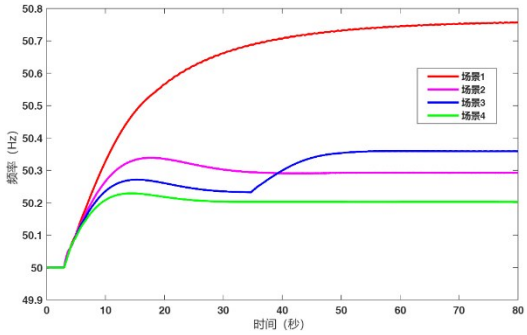


图19 不同负荷事件下系统频率变化

Fig. 19 System frequency variations under different load events

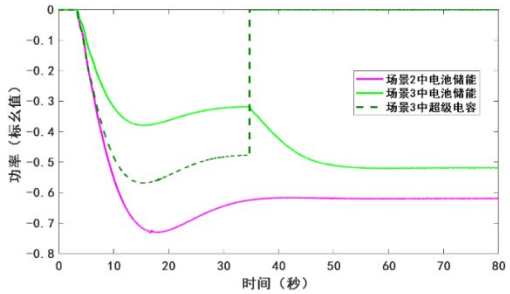


图20 不同负荷事件下电池-超级电容出力变化

Fig. 20 Output variations of battery-supercapacitor hybrid systems under different load events

图19—22反映了有功功率盈余下不同储能的充电吸收特征。负荷中断后，系统有功功率出现短时盈余，频率随之升高。电池、超级电容和飞轮通过增大充电功率或降低输出功率吸收盈余能量，使频率峰值和后续偏差得到抑制。

电池储能能够在扰动后快速改变功率方向，并

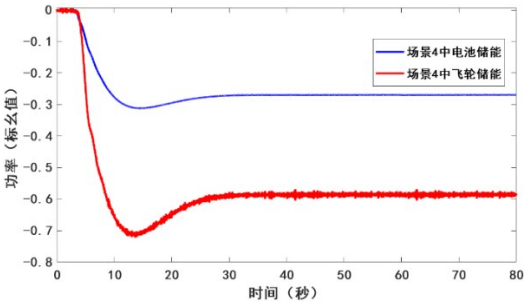


图21 不同负荷事件下电池-飞轮出力变化

Fig. 21 Output variations of battery-flywheel hybrid systems under different load events

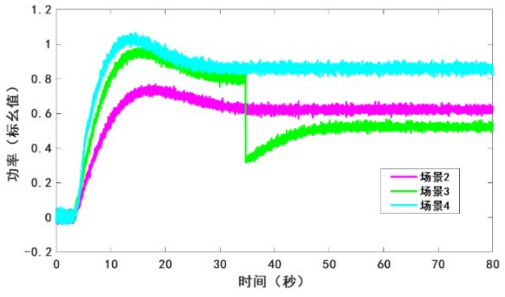


图22 不同负荷事件下接口处功率流

Fig. 22 Power flow at the interconnection point under different load events

在较长时间内维持功率吸收，适合承担持续性的功率平衡调节。超级电容在事件初期具有较快的充电响应，但其可吸收能量受到端电压和荷电状态约束。图20和图22中约35 s处的功率转折表明，超级电容达到约束后退出持续吸收，剩余盈余功率转由电池及系统其他调节资源承担。

飞轮储能的充电吸收能力受到转速和机械能量容量限制，其短时功率调节能力较强，但持续吸收能力弱于电池。与风机脱网工况相比，同一储能在负荷中断过程中需要反向调节功率，说明储能暂态行为不仅取决于其功率和能量特性，还受到扰动方向、初始荷电状态及控制限幅的共同影响。

（3）电压事件：三相短路故障

三相短路故障对响应速度要求较高，在低惯量系统中容易进一步衍变为系统解列等严重故障。对于可能出现的大扰动，需要具有高功率密度的能量源对其进行专项支撑。在区域3中汇集点8处发生三相短路故障，故障持续时间为0.1 s，随后由保护装置进行切除，并考虑如下运行场景：

场景1：电力系统不接入储能；

场景2：电力系统中接入电池储能；

场景3：电力系统中接入电池储能与超级电容；

场景4：电力系统中接入电池储能与飞轮储能；

四种场景下汇集点8处的母线电压响应如图23所示。锂电池，超级电容和风机的出力特性如图24，25所示。图26展示了接口处传递的功率流。

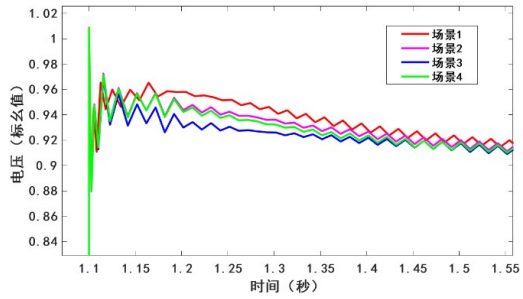


图23　不同故障场景下系统电压变化

Fig. 23　System voltage variations under different fault scenarios

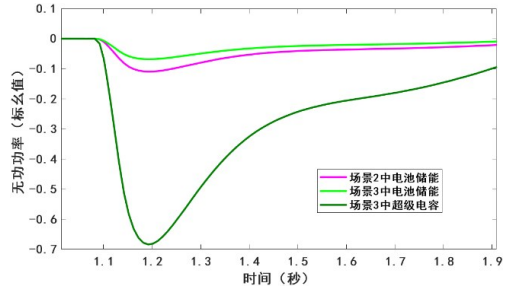


图24　不同故障场景下电池-超级电容出力变化

Fig. 24　Output variations of battery-supercapacitor hybrid systems under different fault scenarios

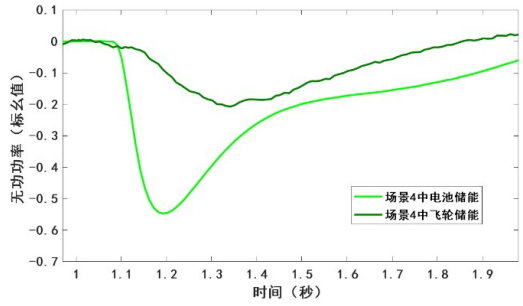


图25　不同故障场景下电池-飞轮出力变化

Fig. 25　Output variations of battery-flywheel hybrid systems under different fault scenarios

图23—26反映了短路故障期间不同储能的快速电压支撑特征。由于故障持续时间仅为0.1 s，储能在该过程中主要承担瞬时功率和无功支撑，其短时功率响应能力比持续能量容量更为关键。接入储能后，故障期间母线电压跌落得到不同程度的改善，故障切除后的电压恢复过程也更加平缓。

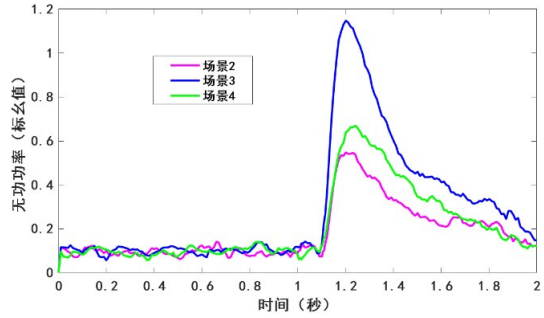


图26　不同故障场景下接口处功率流

Fig. 26　Power flow at the interconnection point under different fault scenarios

超级电容通过电力电子接口快速响应功率指令，在故障初期承担了较大比例的瞬时支撑功率，使电池所需承担的快速功率变化减小。与持续时间较长的频率事件不同，短路过程中超级电容的能量容量尚未成为主要限制因素，因此其高功率、短时响应特征能够得到充分发挥。

飞轮储能虽然具有较高功率密度，但其功率变化仍受到机械转矩和转速动态约束，在极短故障时间内的响应幅度低于超级电容。图26中故障投入和切除时刻的接口功率均能随系统状态变化而调整，且波形保持收敛，说明所提联合仿真方法能够反映不同储能系统在快速电压暂态过程中的响应差异。

4.3　讨论

由上述三类扰动可见，不同储能的暂态作用受到功率密度、能量容量、控制方式及内部状态约束的共同影响。超级电容适合承担扰动初期的快速功率和电压支撑，但持续作用时间受到能量容量和端电压限制；电池储能兼具较快的响应速度和中短时能量调节能力；飞轮储能适于短时功率平衡，但其动作过程受到转速、机械转矩及控制死区影响；抽水蓄能的响应相对较慢，却能够提供持续时间较长的功率支撑。多类型储能协同的主要作用，是利用上述时间尺度差异形成扰动初期快速抑制与后续持续恢复之间的功率接替，而不是简单叠加储能容量。不同储能的暂态行为特征归纳如表5所示。

表5反映的是本文模型设置和测试工况下不同储能的相对特征。具体响应仍会受到额定容量、控制参数、初始荷电状态及接入位置等因素影响。

从仿真方法看，单平台多速率方法能够避免跨工具通信，但受到统一建模环境的限制；迭代强耦

表5 多类型储能暂态行为特征对比

Table 5 Comparison of transient-response characteristics of different energy-storage technologies

储能类型	响应速度	瞬时功率能力	持续支撑能力	主要约束	适用暂态过程
抽水蓄能	较慢	中	强	水力及调速环节	持续频率恢复与能量平衡
电池储能	较快	较强	中—强	SOC、电流及功率限幅	双向调频与中短时支撑
超级电容	快	强	弱	能量容量及端电压	扰动初期抑制与快速电压支撑
飞轮储能	较快	强	中—弱	转速、转矩及控制死区	短时频率支撑与功率平滑

合方法能够减小接口边界误差，但需要增加宏步内迭代和收敛判断；非迭代并行联合仿真易于保留原平台模型，但强扰动期间可能受到边界量滞后的影响。本文不改变两侧平台的原有求解器，而是采用直接信号映射和事件驱动时序协调，在非事件区间减少平台等待，在事件区间使用更新后的边界量。在相同算例和软硬件环境下，本文方法相对全电磁暂态仿真的频率最低点误差为0.0031 Hz，推进1 s模型时间所需的计算耗时由249.6 s降至117.6 s；相较全机电暂态仿真，本文方法的计算耗时较高，但频率最低点及准稳态稳定时间更接近全电磁暂态基准。本文方法的增量在于保留异构平台原生模型的同时，将非迭代信号映射与事件驱动的并行—串行时序协调相结合，以减少非事件区间的平台等待，并降低暂态事件区间的边界滞后。对于其他联合仿真方案，由于模型规模、软件实现和硬件环境并不相同，本文仅从耦合机制和适用条件进行比较，不作跨文献数值性能排序。

表2统计的实际计算耗时包含子平台求解、接口调用、数据转换和本地进程通信等整体开销，但本文未进一步分离单次通信延迟及其在总耗时中的占比，因而不对通信开销作独立量化。当前两个平台部署在同一计算机；对于远程分布式仿真或硬件在环应用，还需进一步考虑网络传输延迟及其波动。随着电网规模扩大，本文方法仍仅对储能详细模型执行电磁暂态微步求解，因此相较全电磁暂态仿真的计算优势有望更加明显。但弱电网、低阻尼及较强控制耦合可能增强接口误差的传播，宏步长和时序方式仍需结合具体运行状态选取。

5 结 论

为突破新型储能并网分析中仿真规模-仿真效率-准确性的三角制约，本文提出一种多时间尺度联合仿真方法，解决了新型储能的多域物理模型及电力网络的机电模型难以在仿真中高效、稳定耦合的问题。本文首先在电磁环境下建立了新型储能的精细化通用模型，并针对模型特点构建了跨平台仿真框架，以非迭代的接口信号传递机制降低通信开销，事件驱动的时序切换方法规避收敛风险，保障了跨平台仿真的高效率及数值稳定性。本文采用成熟商用软件与科研开源软件联合构建了该联合仿真平台实例，基于标准测试系统验证该方法对比全电磁仿真的精度与效率差异，并在基于规划蓝本构建的区域电网算例中，验证其捕捉多类型储能主要暂态动态及其与电网交互过程的能力，获得以下结论：

1）所提框架通过受控源信号映射、事件驱动的混合时序及数据缓冲机制，实现了电磁暂态储能模型与机电暂态电网模型的稳定协同。基准工况下，联合仿真的频率最低点误差为0.0031 Hz，推进1 s模型时间所需的计算耗时较全电磁暂态仿真降低52.9%；在不同负荷扰动位置下，频率最低点误差不超过0.0036 Hz。步长敏感性结果表明，增大机电侧交互步长会增加接口离散误差，而10 ms能够兼顾频率响应精度与平台交互开销。

2）区域电网算例表明，多类型储能在不同扰动下呈现明显的暂态时间尺度差异。超级电容主要承担扰动初期的快速功率和电压支撑，电池兼顾快速响应与中短时能量调节，飞轮的短时功率响应受到控制死区和机械动态约束，抽水蓄能则主要承担较长时间尺度的持续功率平衡。不同储能之间的功率接替表明，快速功率型储能与能量型储能协同能够兼顾扰动初期抑制和后续持续恢复。

3）基于标准化接口实现了DOME与MATLAB/Simulink两种异构平台的协同运行，原平台中的模型和算法无需跨工具重构，为后续接入其他仿真平台及构网型风电、光伏和直流设备的详细模型提供了扩展基础。

参 考 文 献

[1] 郑外生,饶宏.新型电力系统柔性构网技术及其应用[J/OL].电力系统自动化,1-10[2025-03-28].
Zheng Waisheng, Rao Hong. Flexible Grid-Forming Technologies for New Power Systems and Their Applications[J/OL]. Automation of Electric Power Systems,1-10[2025-03-28].

[2] 舒印彪,张正陵,汤涌,等.新型电力系统构建的若干基本问题[J].中国电机工程学报,2024,44(21):8327-8341.
Shu Yinbiao, Zhang Zhengling, Tang Yong, et al. Fundamental Issues of New-type Power System Construction[J]. Proceedings of the CSEE, 2024,44(21):8327-8341.

[3] Wang G, Fu L, Hu Q, et al. Small-signal synchronization stability of grid-forming converter influenced by multi time-scale control interaction[J]. Energy Reports, 2023, 9: 597-606.

[4] 秦昊,秦立军,白雪辰,等.辅助抽水蓄能调频的飞轮控制策略[J].储能科学与技术,2022,11(12):3915-3925.
QIN Hao, QIN Lijun, BAI Xuechen, et al. A control strategy of flywheel energy storage system participating frequency regulation with pumped storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(12): 3915-3925.

[5] 李世春,谢佳宏,刘浩斌,等.基于蓄电池与变速抽水蓄能混合储能的电网调频协同控制策略[J].储能科学与技术,2025,14(11):4277-4288.
LI Shicun, XIE Jiahong, LIU Haobin, et al. Frequency regulation cooperative control strategy of power grid based on hybrid energy storage of storage battery and variable speed pumped storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14 (11): 4277-4288.

[6] 袁小明,程时杰,胡家兵.电力电子化电力系统多尺度电压功角动态稳定问题[J].中国电机工程学报,2016,36(19):5145-5154+5395.
Yuan Xiaoming, Cheng Shijie, Hu Jiabing. Multi-time Scale Voltage and Power Angle Dynamics in Power Electronics Dominated Large Power Systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016,36(19):5145-5154+5395.

[7] 李亚楼,张星,胡善华,等.含高比例电力电子装备电力系统安全稳定分析建模仿真技术[J].电力系统自动化,2022,46(10):33-42.
Li Yalou, Zhang Xing, Hu Shanhua, et al. Modeling and Simulation Technologies for Security and Stability Analysis in Power Systems with High Penetration of Power Electronic Devices[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022,46(10): 33-42.

[8] 陈鹏伟,卢亮,刘念,等.直流配电系统动态相量-电磁暂态混合仿真与误差机理分析[J].中国电机工程学报,2023,43(06):2283-2295.
Chen Pengwei, Lu Liang, Liu Nian, et al. Dynamic Phasor-electromagnetic Transient Hybrid Simulation and Error Mechanism Analysis of DC Distribution System[J]. Proceedings of the CSEE, 2023,43(06):2283-2295.

[9] 王皓怀,汤涌,侯俊贤,等.潮流计算和机电暂态仿真中风光储联合发电系统的实用等值方法[J].中国电机工程学报,2012,32(01):1-8+25.
Wang Haohuai, Tang Yong, Hou Junxian, et al. Equivalent Method of Integrated Power Generation System of Wind, Photovoltaic and Energy Storage in Power Flow Calculation and Transient Simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2012,32(01):1-8+25.

[10] 戴汉扬,肖雄,宋新立,等.适用于大电网动态仿真的电化学储能电站多场景仿真建模及应用[J].电网技术,2023,47(05):1828-1837.
Dai Hanyang, Xiao Xiong, Song Xinli, et al. Multi Scenarios Simulation Modeling and Applications of Battery Energy Storage Station for Bulk Power System Dynamic Simulation[J]. Power System Technology,2023,47(05):1828-1837.

[11] 薛宇石,徐少华,李建林,等.PI控制下储能并网PCS多机并联稳定性分析[J].高电压技术,2018,44(01):136-144.
Xue Yushi, Xu Shaohua, Li Jianlin, et al. Stability Analysis of Grid-connected Multi-parallel PCS for Energy Storage System Under PI Control[J]. High Voltage Engineering,2018,44(01):136-144.

[12] 刘星宇,徐少华,李相俊,等.基于测试标准的大规模储能电站建模与仿真[J].电源技术,2021,45(02):208-213.
Liu Xingyu, Xu Shaohua, Li Xiangjun, et al. Equivalent modeling and simulation of large-scale energy storage power station based on test procedures[J]. Chinese Journal of Power Sources, 2021, 45(02):208-213.

[13] 张琛.新能源发电系统的电磁动态特性及稳定性分析[D].上海交通大学,2018.
Zhang Chen. Electromagnetic dynamics and stability analysis of renewable energy power generation systems[D]. Shanghai Jiao Tong University ,2018.

[14] 叶小晖,刘涛,吴国旸,等.电池储能系统的多时间尺度仿真建模研究及大规模并网特性分析[J].中国电机工程学报,2015,35(11):2635-2644.
YE Xiaohui, LIU Tao, WU Guoyang, et al. Multi-time scale simulation modeling and characteristic analysis of large-scale grid-connected battery energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2635-2644.

[15] 李相俊,胥国毅,赵珊珊,等.大型储能电站建模与应用展望[J].高电压技术,2024,50(06):2397-2409.
Li Xiangjun, Xu Guoyi, Zhao Shanshan, et al. Modeling and Application Prospect of Large-scale Energy Storage Power Station[J]. High Voltage Engineering, 2024,50(06):2397-2409.

[16] Herath N, Filizadeh S, Toulabi M S. Modeling of a modular multilevel converter with embedded energy storage for electromagnetic transient simulations[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2019, 34(4): 2096-2105.

[17] 郝守礼,樊育锋,郝旭芃,等.基于ADPSS-HIL的储能电站电磁暂态模型及校核[J].储能科学与技术,2025,14(5):2000-2009.
HAO Shouli, FAN Yufeng, HAO Xupeng, et al. Electromagnetic transient modeling and calibration of energy storage unit based on ADPSS-HIL[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(5): 2000-2009.

[18] Faruque M O, Dinavahi V, Steurer M, et al. Interfacing issues in multi-domain simulation tools[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 27(1): 439-448.

[19] Palensky P, Van Der Meer A A, Lopez C D, et al. Cosimulation of intelligent power systems: Fundamentals, software architecture,

numerics, and coupling[J]. IEEE Industrial Electronics Magazine, 2017, 11(1): 34-50.

[20] Melgoza E, Escarela-Perez R, Guardado J L, et al. Strong coupling of an electromagnetic transients program and a finite element magnetic field solver including eddy currents[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 32(3): 1414-1421.

[21] Benedikt M, Watzenig D, Hofer A. Modelling and analysis of the non-iterative coupling process for co-simulation[J]. Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems, 2013, 19(5): 451-470.

[22] López C D, van der Meer A A, Cvetković M, et al. A variable-rate co-simulation environment for the dynamic analysis of multi-area power systems[C]//2017 IEEE Manchester PowerTech. IEEE, 2017: 1-6.

[23] Gomes C. Property preservation in co-simulation[D]. University of Antwerp, 2019.

[24] Tang J, Xie N, Lu B, et al. RESEARCH ON A HYBRID TIME-EVENT-DRIVEN CO-SIMULATION FRAMEWORK BASED ON THE FMI STANDARD[J]. International Journal of Mechatronics and Applied Mechanics, 2024 (18): 222-231.

[25] 段玉,陈军,刘震,等.面向新型电力系统动态分析的多时间尺度构网型储能系统仿真建模方法[J].广东电力,2024,37(12):27-38.
Duan Yu, Chen Jun, Liu Zhen, et al. Modelling of Grid-forming Energy Storage Systems for Transient Analysis of New Power Systems[J]. GUANGDONG ELECTRIC POWER, 2024, 37(12): 27-38.

[26] Tremblay O, Dessaint L A. Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications[J]. World Electric Vehicle Journal, 2009, 3(2): 289-298.

[27] Raut K, Shendge A, Chaudhari J, et al. Performance analysis of multiple energy-storage devices used in electric vehicles[J]. World Electric Vehicle Journal, 2024, 15(8): 357.

[28] 梁恺.风储系统频率响应的协同控制策略及其对系统动态特性的影响[D].武汉大学,2021.
Liang Kai. Synergetic Control Strategy for Frequency Response of Wind Storage System and Its Effect on Dynamic Characteristics of the System[D]. Wuhan University, 2021.

[29] 董毅峰,王彦良,韩佶,等.电力系统高效电磁暂态仿真技术综述[J].中国电机工程学报,2018,38(08):2213-2231+2532.
Dong Yifeng, Wang Yanliang, Han ji, et al. Review of High Efficiency Digital Electromagnetic Transient Simulation Technology in Power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(08):2213-2231+2532.

[30] 江艺宝,于佳乐,赵浩然,等.新型电力系统电磁暂态并行仿真关键技术及展望[J].高电压技术,2024,50(07):3145-3160.
Jiang Yibao, Yu Jiale, Zhao Haoran, et al. Key Technologies and Prospects for Electromagnetic Transient Parallel Simulation in New Power Systems[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(07): 3145-3160.

[31] 邹明.大规模风电场电磁暂态高效建模仿真方法研究[D].华北电力大学(北京),2024.
Zou Ming. Research on Electromagnetic Transient Efficient Modeling and Simulation Method for Large-scale Wind Farm[D]. North China Electric Power University, 2024.

[32] Milano F. A Python-based software tool for power system analysis [C]//2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. IEEE, 2013: 1-5.

[33] Ge C, Liu M, Chen J. Modeling of direct-drive permanent magnet synchronous wind power generation system considering the power system analysis in multi-timescales[J]. Energies, 2022, 15 (20): 7471.