

团 体 标 准

T/JES XXX-XXXX

基于双馈异步电机的重力储能系统并网 与控制技术要求

Grid Connection and Control Technical Requirements for Doubly-Fed
Asynchronous Motor Based Gravity Energy Storage Systems

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

江苏省电工技术学会 发布

目 次

前言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 符号、代号和缩略语	1
5 系统架构与工作原理	2
5.1 系统组成	2
5.2 工作原理	2
6 建模要求	3
6.1 频-压耦合建模	3
6.2 负载类型对频-压耦合的影响机理分析	3
6.3 线路阻抗建模	5
7 控制技术要求	6
7.1 构网型控制策略	6
7.2 跟网与构网协同控制	6
7.3 虚拟同步机技术应用	7
7.4 构网特性前馈	7
7.5 预同步并网控制	8
8 仿真验证要求	8
8.1 转速控制性能验证	8
8.2 负载扰动响应特性验证	8
8.3 弱电网下主动支撑能力验证	8
附录 A（规范性附录） 频-压耦合特性仿真测试方法	9
A.1 测试目的	9
A.2 测试系统构建	9
A.3 测试流程	9
A.4 结果分析与报告	9
附录 B（资料性附录） 双馈重力储能系统仿真建模示例	10
B.1 概述	10

B.2	整体架构示例	10
B.3	关键接口与信号	10
B.4	参数设置示例	10
附录 C	(资料性附录) 构网控制参数整定指南	11
C.1	概述	11
C.2	参数整定原则	11
C.3	关键参数机整定建议	11
附录 D	(资料性附录) 仿真验证波形示例	12
D.1	概述	12
D.2	构网特性前馈协同控制效果	12
D.3	负载扰动响应特性示例	13
D.4	弱电网下主动支撑能力示例	14
参考文献	15
图 1	构网型双馈重力储能系统整体构架	2
图 2	典型分析模型	3
图 3	恒电阻负载模型	4
图 4	恒电流负载模型	4
图 5	恒功率负载模型	4
图 6	不同负载下频-压耦合曲线	5
图 7	恒功率负载动态阻抗频-压耦合曲线	5
图 8	电网电压定向解耦控制框图	6
图 9	转子侧变流器构网控制框图	6
图 10	VSG 控制中虚拟转子轴控制框图	7
图 11	VSG 控制中虚拟调速器控制框图	7
图 12	VSG 控制中虚拟励磁调节控制框图	7
图 13	构网特性前馈与跟网协同控制策略框图	8
图 D.1	构网特性前馈协同跟网控制下电网频率突变电网端与并网端频率波形	12
图 D.2	从电网流入双馈重力储能系统的有功功率	12
图 D.3	构网特性前馈协同跟网控制下电网 d 轴电压突变电网端与并网端电压波形	13
图 D.4	从电网流入双馈重力储能系统的无功功率	13
图 D.5	标幺值下定子侧有功、无功功率波形图	13

图 D.6 标幺值下转子侧有功、无功功率指令波形图	14
图 D.7 标幺值下转速指令与实际值变化波形	14
图 D.8 标幺值下并网点电压变化波形图	14
图 D.9 标幺值下定子侧有功、无功功率波形图	14
表 1 同步发电机模型边界条件	3

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利，本文件的发布机构不承担识别这些专利的责任。

本文件由江苏省电工技术学会提出并归口。

本文件起草单位：国网江苏省电力有限公司经济技术研究院、东南大学、国网江苏电力设计咨询有限公司、国网江苏省电力有限公司、中国天楹股份有限公司、华北电力大学、武汉大学、中国电力科学研究院有限公司南京分院。

本文件主要起草人：胡亚山、李妍、南开辉、何大瑞、张远实、程晨闻、朱寰、严圣军、陆平、王佳、赵海森、王祖凡、姚良忠、黄谋、王庭华、王菲、吴倩、戴皎、范逸斐、曹程杰、郑嘉琪、田方媛、王青山、张群、汪德成、黄峥、吴静云、邹盛、宗炫君、徐尧。

本文件为首次发布。

基于双馈异步电机的重力储能系统并网与控制技术要求

1 范围

本文件规定了构网型双馈重力储能系统（以下简称“系统”）在建模与仿真分析方面的技术要求，包括系统架构、数学模型、控制策略及仿真验证方法。

本文件适用于系统数字仿真模型的构建、控制算法的设计与验证，以及并网运行特性与耦合机理的分析。系统接入电网的通用技术要求可参考 GB/T 36547。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差

GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定

虚拟同步发电机技术白皮书. 中国电力科学研究院. 2020

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

构网型控制 grid-forming control

一种使变流器能够自主建立和维持电网电压与频率，模拟同步发电机外特性的控制策略。

3.2

跟网型控制 grid-following control

一种使变流器通过锁相环（PLL）同步于电网电压相位，以受控电流源形式并入电网的控制策略。

3.3

双馈重力储能系统 doubly-fed gravity energy storage system

一种利用重物升降存储和释放能量，并以双馈感应电机作为核心机电能量转换单元的储能系统。

3.4

频-压耦合 frequency-voltage coupling

在电力系统动态过程中，频率偏差与电压偏差之间存在的相互影响、相互关联的现象^[2]。

3.5

虚拟同步发电机 virtual synchronous generator; VSG

一种通过控制算法使变流器模拟同步发电机转子运动方程和电磁特性，从而具备惯性和阻尼支撑能力的构网型控制技术^[6]。

3.6

公共连接点 point of common coupling; PCC

用户负荷（或电源）与公共电网的连接点。

3.7

弱电网 weak grid

短路比较小（通常 $SCR < 3$ ），电网阻抗相对较大，电网强度较低的电网运行状态。

3.8

线路阻抗 R/X 比 R/X ratio of line impedance

输电线路的等效电阻（R）与等效电抗（X）的比值。

4 符号、代号和缩略语

下列符号、代号和缩略语适用于本文件。

DFIG: 双馈感应发电机 (Doubly-Fed Induction Generator)

VSG: 虚拟同步发电机 (Virtual Synchronous Generator)

PCC: 公共连接点 (Point of Common Coupling)

PLL: 锁相环 (Phase-Locked Loop)

SCR: 短路比 (Short Circuit Ratio)

5 系统架构与工作原理

5.1 系统组成

构网型双馈重力储能系统应主要由重力储能单元、机电转换单元、变流器单元及控制系统构成。其系统架构如图 1 所示。

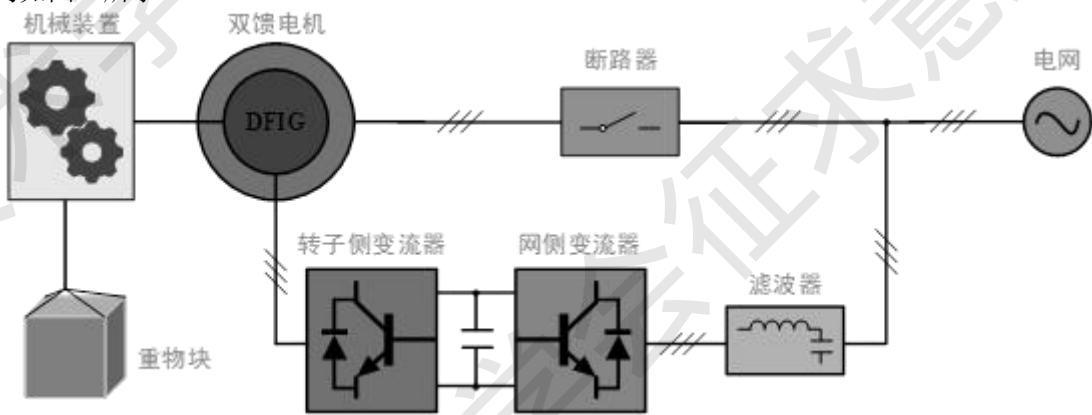


图 1 构网型双馈重力储能系统整体构架

- 重力储能单元：应包含重物块、滑轮组、卷筒及齿轮箱等机械结构，用于存储和释放重力势能。
- 机电转换单元：核心应为双馈感应发电机（DFIG）。其定子侧应通过断路器直接连接电网，转子侧应通过变流器单元连接电网，以实现机械能与电能的双向转换。
- 变流器单元：应包括网侧变流器和转子侧变流器。网侧变流器宜采用跟网型控制策略，其主要控制目标应为维持直流母线电压稳定。转子侧变流器应采用构网型控制策略，用于控制转子转速及定子侧输出电压的幅值与频率。
- 控制系统：应实现转速控制、功率控制、并网切换、虚拟同步机算法及构网特性前馈等高级控制功能。

5.2 工作原理

系统应能通过提升重物块储存电能（充电），并通过下放重物块释放电能（放电）。其重力势能变化与电能转换关系满足式(1)：

$$P_{mec} = mgv \quad (1)$$

式中， m 为重物质量， g 为重力加速度， v 为重物下降或上升的线速度。

机械扭矩通过齿轮箱与卷筒传递至 DFIG 转子，转化为电功率。系统馈入电网的总功率 P_{grid} 由定子侧直接输出的功率 P_s 和通过背靠背变流器从转子侧馈入的功率 P_r 共同构成，其与电机滑差 s 的关系满足式(2)：

$$P_{grid} = P_s + P_r = (1-s)P_s \quad (2)$$

系统应根据电网需求，在并网运行与孤岛运行两种模式下工作。

- 并网前，系统应通过预同步控制调节定子侧电压的幅值、频率和相位，使其与电网电压的差值满足合闸条件后，方可闭合断路器。
- 并网后，系统应通过转子侧变流器的构网控制，模拟同步发电机的有功-频率及无功-电压下垂特性，向电网提供惯量和电压支撑。

6 建模要求

6.1 频-压耦合建模

为分析系统接入后对电网稳定性的影响，应建立用于频-压耦合机理分析的电力系统模型。该模型应能表征频率与电压动态之间的耦合关系。

6.1.1 频-压耦合研究基础模型构建

基础模型应包含同步发电机、线路阻抗、负载及等效新能源并网单元。模型构建可参考图 2 所示的典型分析模型。同步发电机用于模拟电网的惯量与电压支撑特性；线路阻抗应为复阻抗 $Z = R + jX$ ，其电阻分量与电抗分量的比值应可调节；负载应能模拟恒电阻、恒电流、恒功率等不同类型，以对应新能源变流器的不同控制模式。

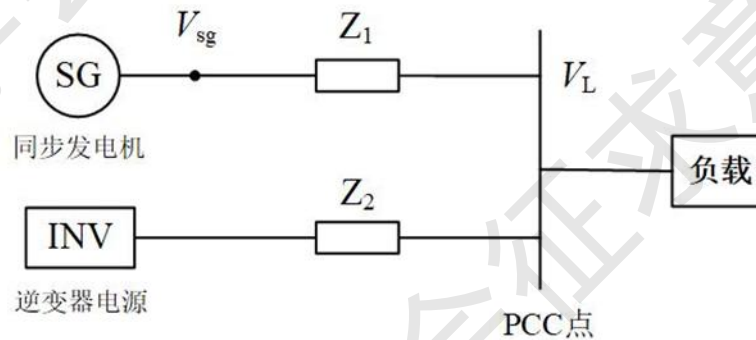


图 2 典型分析模型

6.1.2 同步发电机动态模型

同步发电机宜采用二阶模型，重点刻画其转子运动动态，其机电暂态过程由转子运动方程描述：

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e$$

模型可忽略励磁系统和调速器的动态过程，假设端电压幅值恒定，将其视为理想电压源，其端电压特性参见下式：

$$V_{sg} = 1\text{pu} \angle 0^\circ$$

6.1.3 同步发电机边界条件

同步发电机模型的边界条件设置应包括电气量、机械量和频率动态范围，具体参数设置要求可参考表 1 所规定的范围。

表 1 同步发电机模型边界条件

类别	边界条件	范围	物理意义
电气量	发电机端电压幅值	定为 1pu	模拟理想电压源，忽略励磁调节动态
	发电机端电压相位	定为 0	锁定系统参考坐标系
机械量	惯性时间常数	$M=4\text{pu}$	表征转子动能存储能力
	初始机械功率	$P_m = P_e (t=0)$	模拟原动机功率初始平衡
频率动态	频率运行范围	$0.9\text{pu} \sim 1.05\text{pu}$	防止频率失稳
	初始频率	$f_0=1\text{pu}$	系统空载稳态条件

6.2 负载类型对频-压耦合的影响机理分析

建模应能分析不同负载类型对系统频-压耦合特性的影响。负载类型至少应包括恒电阻负载、恒电流负载和恒功率负载，其等效电路模型分别参见图 3-5。

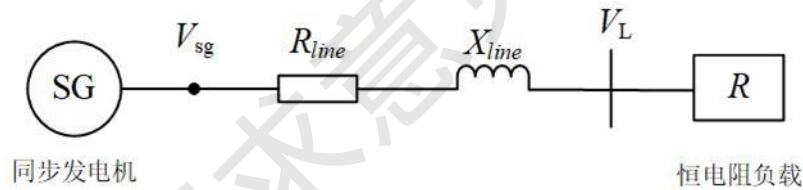


图 3 恒电阻负载模型

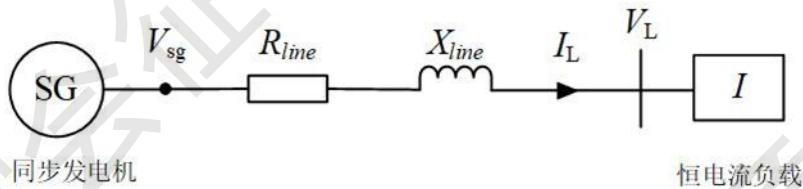


图 4 恒电流负载模型

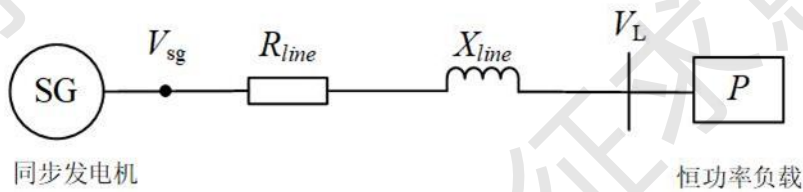


图 5 恒功率负载模型

6.2.1 恒电阻负载特性

对于恒电阻负载模型，负载电阻值应可动态变化。负载功率应随其端电压瞬时值的平方变化，其功率计算参见下式：

$$P_L = \frac{V_L^2}{R}$$

6.2.2 恒电流负载特性

对于恒电流负载模型，负载电流值应可动态变化。负载端电压与系统频率应能随负载电流的变化而响应，其功率计算参见下式：

$$P_L = V_L I_L$$

6.2.3 恒功率负载特性

对于恒功率负载模型，负载功率（有功）值应可动态变化。负载端电压宜采用潮流计算中的电压近似计算方法获得，计算方法参见下式：

$$V_L = V_{sg} - \frac{PR + QX}{V_{sg}} - j \frac{PX - QR}{V_{sg}}$$

6.2.4 统一基准下的耦合特性对比

为对比不同负载下的耦合强度，应在统一基准下进行建模分析。基准值应取系统空载状态的电压和频率。通过计算电压偏差 ΔV 和频率偏差 Δf ，绘制并分析频-压耦合曲线，耦合强度的对比结果可以参考图 6。

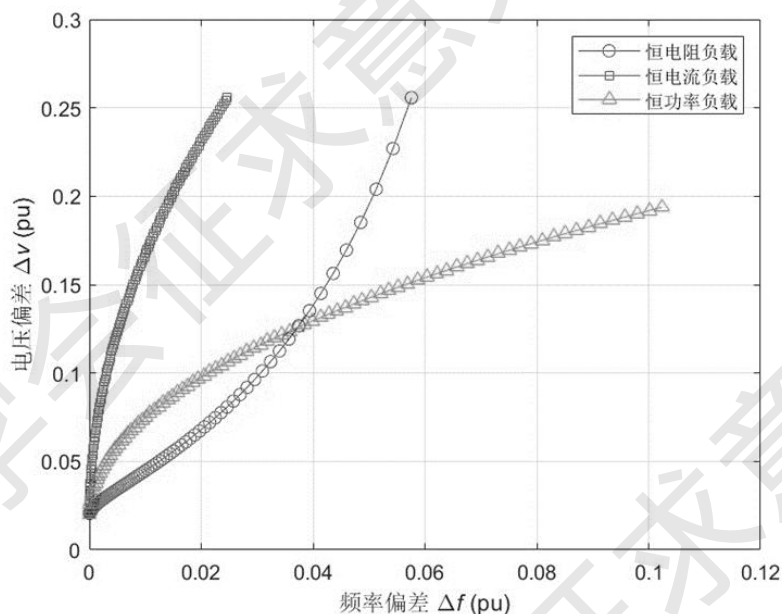


图 6 不同负载下频-压耦合曲线

6.3 线路阻抗建模

6.3.1 线路阻抗 R/X 比影响建模

建模应能定量分析线路阻抗 R/X 比对系统频-压耦合强度的影响。应在保持线路阻抗模值恒定的前提下，通过调节电阻与电抗的构成比例，构建不同的对比工况，例如基准工况、高电阻占比工况和纯阻性极限工况。

6.3.2 时变阻抗下的动态耦合建模

对于恒功率负载系统，应能模拟线路阻抗模值恒定而电阻分量随时间线性递增的动态过程，以验证耦合强度的动态增强效应。建模需计及线路上的功率损耗。该动态过程下的频-压耦合轨迹特性可参考图 7。

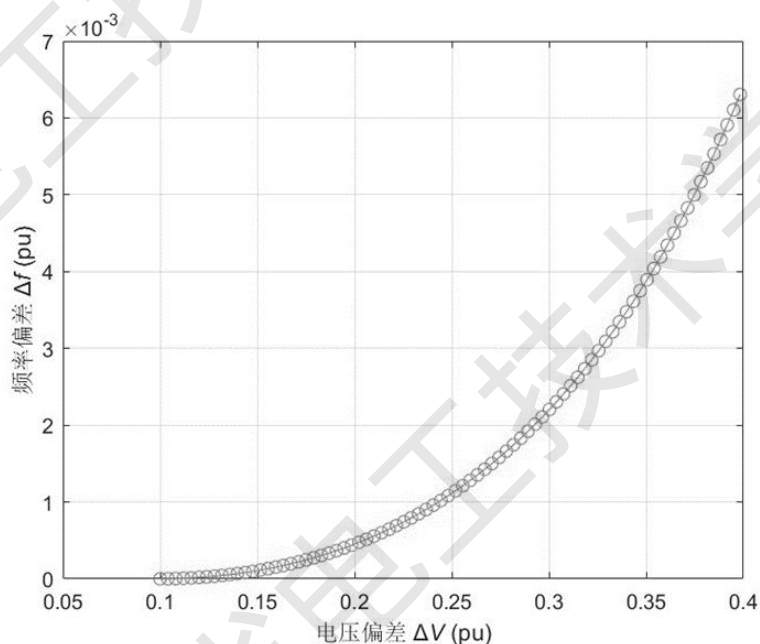


图 7 恒功率负载动态阻抗频-压耦合曲线

7 控制技术要求

7.1 构网型控制策略

系统应具备构网型控制能力，使其能够自主建立和维持电网的电压和频率稳定。该控制策略应主要应用于转子侧变流器。

7.1.1 基本控制架构

转子侧变流器的构网型控制应实现对馈入电网的有功功率和无功功率的独立解耦控制。其控制架构示例可参见图 8。

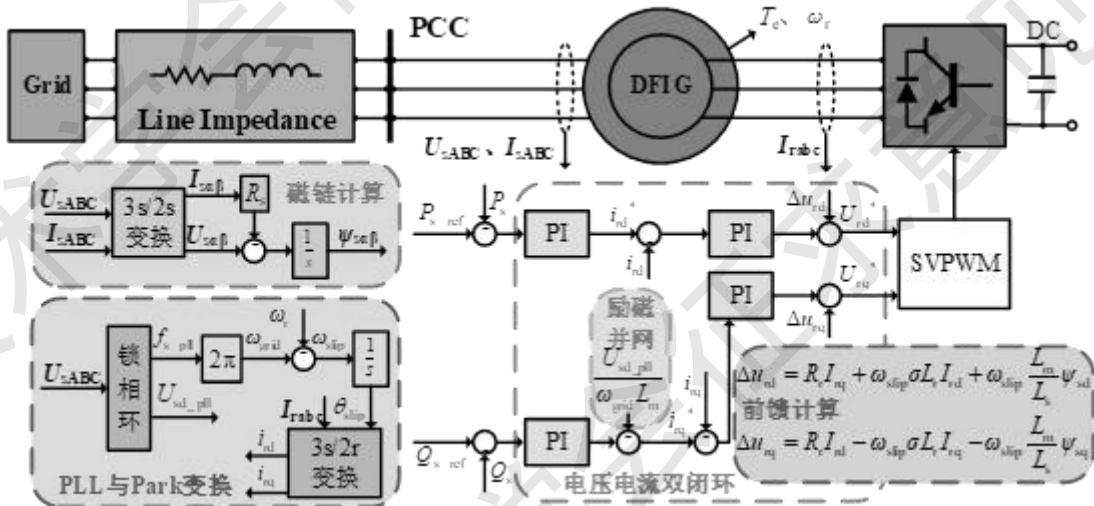


图 8 电网电压定向解耦控制框图

7.1.2 有功-频率自适应下垂控制

系统应具备有功-频率调节能力，以响应系统频率变化并模拟一次调频特性。这可通过有功-频率下垂控制或扭矩-频率自适应控制等策略实现。控制策略应确保系统在负荷或频率扰动下能稳定运行。有功-频率调节的通用实现方法参见附录 C。其数学表达式参见式 (3)：

$$f = f_0 + K_{T_e} (T_{e_ref} - T_e) = f_0 + K_{T_e} T_{e_ref} - K_{T_e} T_e \quad (3)$$

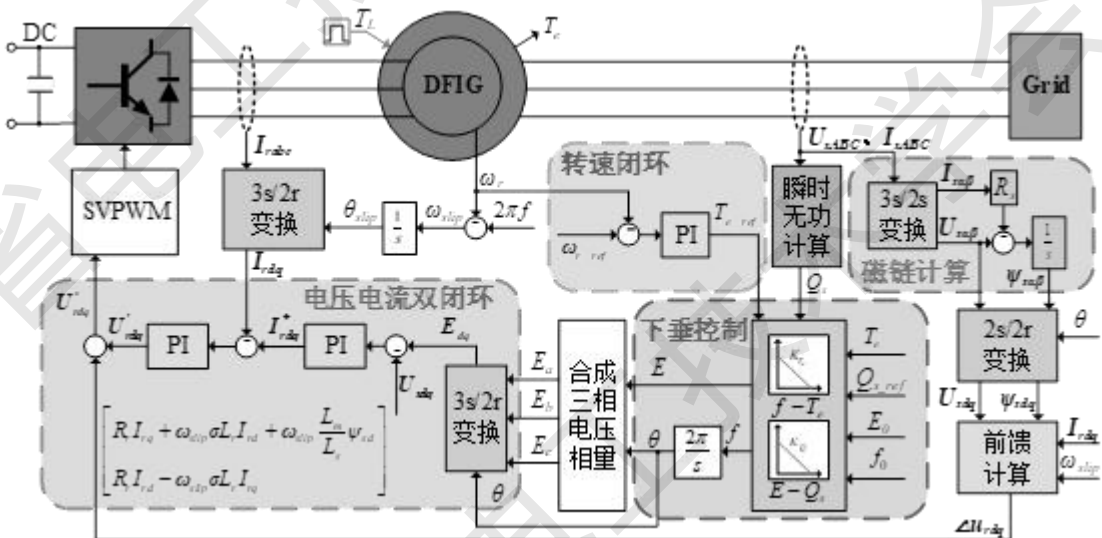


图 9 转子侧变流器构网控制框图

7.2 跟网与构网协同控制

系统应采用网侧变流器跟网控制与转子侧变流器构网控制相协同的运行模式。

7.2.1 网侧变流器控制

网侧变流器应采用跟网型控制策略，其核心控制目标为维持直流母线电压的恒定。

7.2.2 协同运行要求

两个变流器的控制应协同工作，确保系统在并网运行时直流母线电压稳定，同时通过转子侧变流器提供构网支撑功能。系统整体的协同架构参见图 1。

7.3 虚拟同步机技术应用

系统控制可应用虚拟同步发电机技术，以模拟同步发电机的惯性和阻尼特性，增强对电网的主动支撑能力。虚拟同步机技术的实现指南参见附录 C。

7.3.1 虚拟转子与调速器

控制算法应模拟同步发电机的转子运动方程和调速系统特性，其虚拟转子轴和虚拟调速器的控制框图分别参见技术报告中图 10 和图 11。

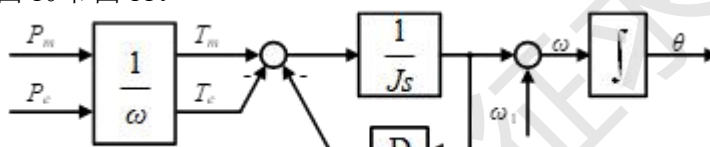


图 10 VSG 控制中虚拟转子轴控制框图

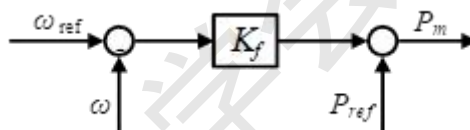


图 11 VSG 控制中虚拟调速器控制框图

7.3.2 虚拟励磁调节器

控制算法应模拟同步发电机的励磁调节特性，实现对无功功率和电压的调节，其控制框图参见技术报告中图 12。

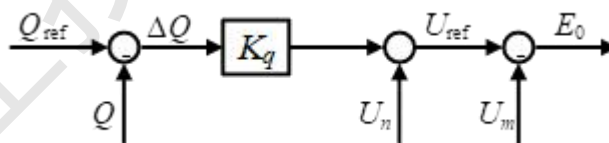


图 12 VSG 控制中虚拟励磁调节控制框图

7.4 构网特性前馈

系统宜在跟网控制中引入构网特性前馈环节，以增强对并网点电压和频率的动态支撑能力。

7.4.1 有功-频率前馈

应设计有功-频率前馈环节，根据并网点频率偏差动态调整有功功率指令，其数学表达式参见式(4)：

$$\Delta P_s = K_f (f_{s_ref} - f_{s_pll}) \quad (4)$$

7.4.2 无功-电压前馈

应设计无功-电压前馈环节，根据并网点电压偏差动态调整无功功率指令，其数学表达式参见式(5)：

$$\Delta Q_s = K_U (U_{sd_ref} - U_{sd_pll}) \quad (5)$$

7.4.3 协同控制实现

前馈控制应与系统的主控制策略协同工作，以有效降低并网点频率和电压的变化率。

7.5 预同步并网控制

控制系统应具备相位同步处理能力，通过特定算法平滑调节系统电压的相位，使其与电网电压相位一致，确保并网瞬间无冲击。预同步过程的仿真验证示例参见附录 D。

7.5.1 并网条件判断

控制系统应持续监测断路器两侧（电网侧与系统定子侧）的电压幅值、频率和相位差。当上述电气量的差值均满足设定的合闸条件时，方可发出闭合指令。

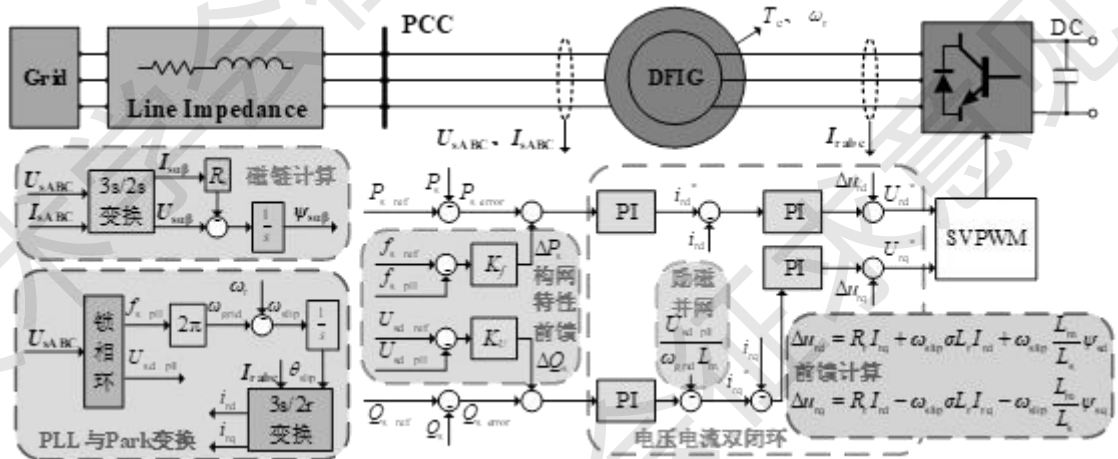


图 13 构网特性前馈与跟网协同控制策略框图

7.5.2 相位同步处理

控制系统应具备相位同步处理能力，通过特定算法平滑调节系统电压的相位，使其与电网电压相位一致，确保并网瞬间无冲击。

8 仿真验证要求

系统模型与控制策略应通过仿真验证其关键性能。仿真验证应在规定的工况下进行，并记录相应的响应特性以证明其满足设计要求。典型工况下的仿真验证示例参见附录 D。

8.1 转速控制性能验证

仿真模型应验证系统对转子转速的精准控制能力。验证应包含以下两种工况：

- 平稳控制：在机械输入转矩恒定的条件下，转速指令线性变化。仿真结果应显示实际转速能准确、平稳地跟随指令值。
- 抗扰控制：在机械输入转矩阶跃突变（模拟重物块突加）的条件下，仿真结果应显示转速仅出现微小波动并能快速恢复稳定，紧随参考值。

8.2 负载扰动响应特性验证

仿真模型应验证系统在负载突变条件下的适应能力与运行稳定性。当机械负载（ T_m ）发生阶跃变化时，仿真结果应满足以下要求：

- 电磁转矩（ T_e ）应能快速响应并跟踪其指令值。
- 定子侧和转子侧馈入电网的有功功率应随之产生相应的瞬态变化，并快速达到新的稳态。
- 系统各关键变量在暂态过程中应保持稳定，无发散的振荡。

8.3 弱电网下主动支撑能力验证

仿真模型应验证系统在弱电网条件下对并网点的主动电压支撑能力。验证应在低短路比的电网环境下进行，仿真结果应能证明系统可通过无功功率调节、有功功率控制或综合支撑等方式，有效支撑并网点电压。

附 录 A
(规范性附录)
频-压耦合特性仿真测试方法

A.1 测试目的

本附录规定了一种通过仿真手段，量化分析构网型双馈重力储能系统（或其等效模型）频-压耦合特性的测试方法，用于验证第 6 章建模要求的一致性。

A.2 测试系统构建

测试应在如图 1 所示的典型分析模型或更复杂的系统中进行。测试系统应包含：

- a) 同步发电机：采用二阶模型，参数按技术报告中表 1 设置。
- b) 线路阻抗：设置为复阻抗 $Z = R + jX$ ，其模值和 R/X 比应可配置。
- c) 负载/等效电源：应能分别设置为恒电阻、恒电流、恒功率三种特性。

A.3 测试流程

A.3.1 设置系统初始于空载稳态运行状态，记录空载电压 V_0 和频率 f_0 作为基准值。

A.3.2 在设定的时间范围内，使负载功率（或等效电源的出力）按预设规律（如阶跃、斜坡）变化。

A.3.3 持续采集公共连接点（PCC）或负载接入点的电压幅值 V_L 和系统频率 f 。

A.3.4 计算电压偏差 $\Delta V = V_L - V_0$ 和频率偏差 $\Delta f = f - f_0$ 。

A.4 结果分析与报告

将采集到的数据绘制成 $\Delta f - \Delta V$ 曲线（如图 6）。分析曲线的形态、斜率和变化趋势，以此评估系统的频-压耦合强度。测试报告应包含测试系统参数、扰动 scenario、原始数据记录以及最终的 $\Delta f - \Delta V$ 曲线图。

附录 B
(资料性附录)

双馈重力储能系统仿真建模示例

B.1 概述

本附录提供了一个在 Simulink 环境中构建网型双馈重力储能系统仿真模型的示例，为理解第 5 章系统架构和第 6 章建模要求提供参考。

B.2 整体架构示例

系统整体仿真架构可参考图 1 进行构建。模型应包含以下关键子系统：

- 重力储能与机械传动模块；
- 双馈感应电机（DFIG）模块；
- 转子侧变流器（构网控制）及其控制模块；
- 网侧变流器（跟网控制）及其控制模块；
- 断路器及预同步逻辑模块。

B.3 关键接口与信号

建模时应特别注意以下关键物理量和控制信号的连接：

- a) 机械量：重物块质量、位置、速度；齿轮箱输出端的机械转矩 T_m 和转速 ω_m 。
- b) 电量：DFIG 定子侧电压、电流；转子侧电压、电流；网侧变流器交流侧电压、电流；直流母线电压。
- c) 控制信号：转子转速指令；有功、无功功率指令；构网控制中的下垂系数、前馈量；预同步使能信号及相位差反馈。

B.4 参数设置示例

以下为模型部分关键参数的示例性设置，实际参数需根据具体系统确定：

- 系统基准功率： 2.0 MW
- 直流母线电压参考值： 1.0
- 转子侧构网控制下垂系数 K_{Te} ： 0.05
- 虚拟惯性时间常数 J ： 4.0 s
- 额定转速（标么值）： 1.0

附 录 C
(资料性附录)
构网控制参数整定指南

C.1 概述

本附录为第 7 章所述构网控制策略的关键参数（如下垂系数、惯性时间常数、前馈系数等）的整定提供一般性的指导原则和示例范围。

C.2 参数整定原则

C.2.1 稳定性优先：参数整定应首先确保系统在各种扰动下保持小信号和大信号稳定性。

C.2.2 性能权衡：在响应速度与超调/振荡之间取得平衡。

C.2.3 抗干扰性：参数应能抑制背景谐波、测量噪声等干扰。

C.3 关键参数机整定建议

C.3.1 有功-频率/扭矩-频率下垂系数

作用：决定系统一次调频的强度。系数越大，相同的频率偏差下功率调整量越大，稳态频率偏差越小，但可能影响暂态稳定性。

建议：通常在 0.5%~5% 范围内选取。初始值可设为 2%。

C.3.2 虚拟惯性时间常数

作用：模拟同步发电机的转子惯性，影响系统抑制频率变化率的能力。惯性越大，频率变化越慢，但初始功率冲击也越大。

建议：典型值范围为 2s~8s。可根据系统对惯量的需求进行设置，初始值可设为 4s。

C.3.3 虚拟阻尼系数

作用：抑制功率和频率振荡。阻尼过小会导致振荡，过大会使系统响应迟缓。

建议：通常通过试凑法或根轨迹法整定，以确保系统有足够的阻尼比。

C.3.4 构网特性前馈系数

作用：决定了对电压和频率偏差的动态响应强度。系数过大可能引入超调或振荡，过小则效果不明显。

建议：从小值开始逐渐增大，观察系统在电网电压/频率突变下的响应，以在不过度影响稳定性的前提下提供有效支撑为佳。

附录 D
(资料性附录)
仿真验证波形示例

D.1 概述

本附录提供了第 7 章、第 8 章所述控制策略与仿真验证要求的典型波形示例，用于说明系统应具备的动态特性。这些波形源于典型工况下的仿真结果，仅供参考。

D.2 构网特性前馈协同控制效果

图 D.1 至图 D.4 展示了构网特性前馈与跟网协同控制下，系统在电网频率与电压突变时的动态响应示例。

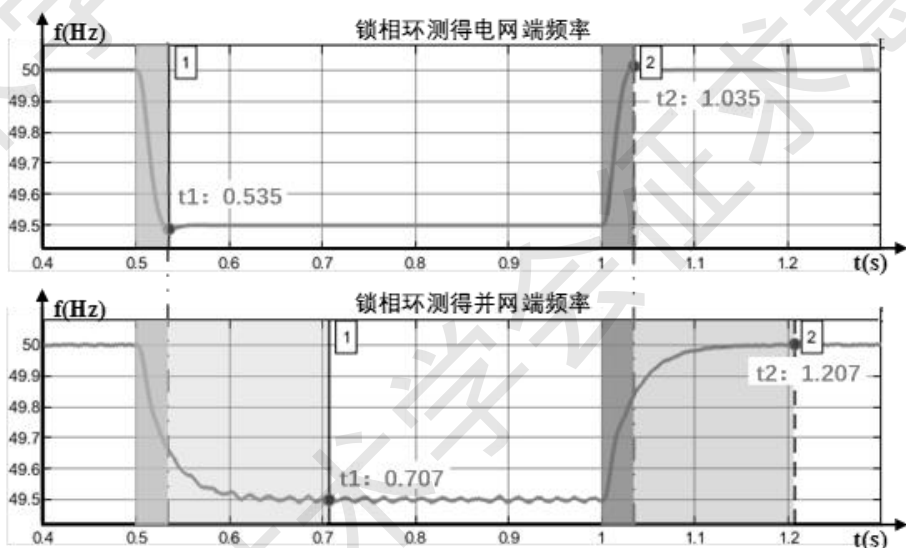


图 D.1 构网特性前馈协同跟网控制下电网频率突变电网端与并网端频率波形

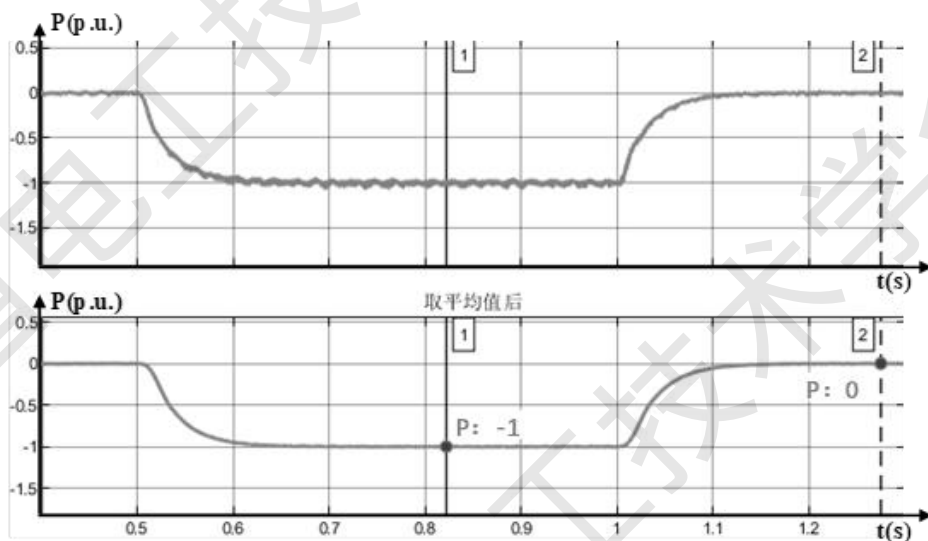


图 D.2 从电网流入双馈重力储能系统的有功功率

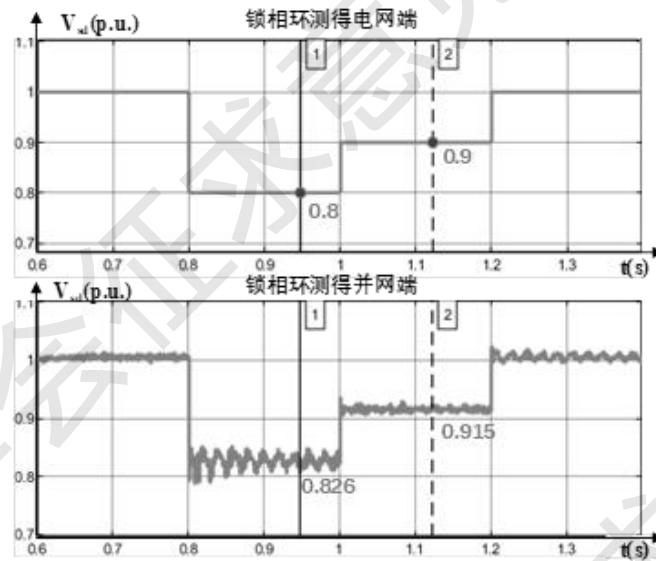


图 D.3 构网特性前馈协同跟网控制下电网 d 轴电压突变电网端与并网端电压波形

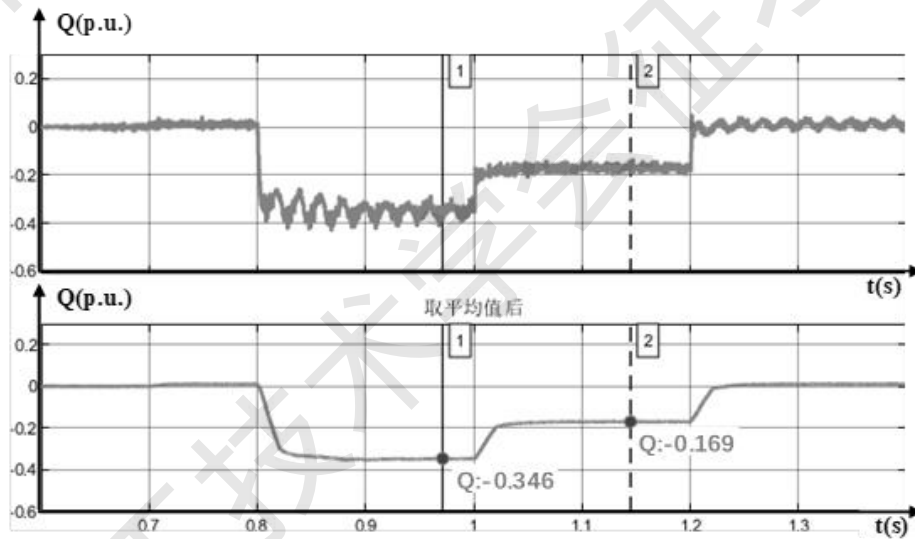


图 D.4 从电网流入双馈重力储能系统的无功功率

D.3 负载扰动响应特性示例

图 D.5 和图 D.6 展示了系统在负载阶跃变化时，定子侧与转子侧功率的响应波形示例。

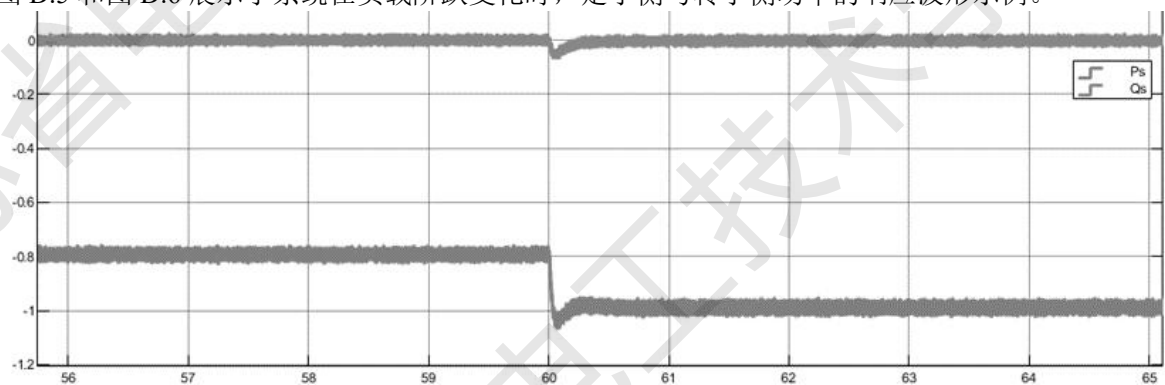


图 D.5 标么值下定子侧有功、无功功率波形图

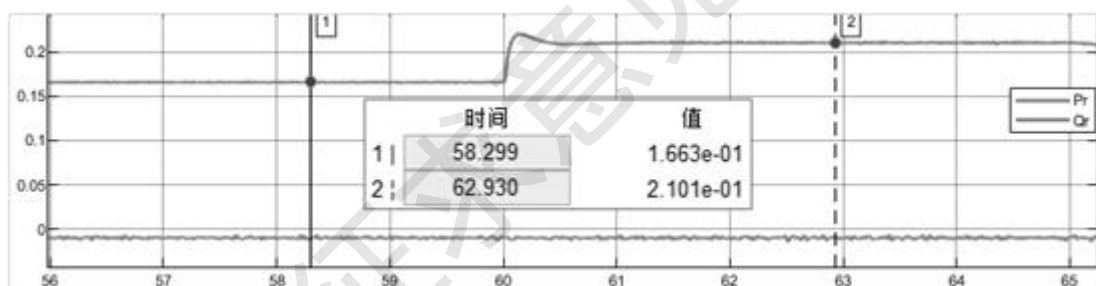


图 D.6 标幺值下转子侧有功、无功功率指令波形图

D.4 弱电网下主动支撑能力示例

图 D.7 至图 D.9 展示了系统在弱电网条件下，通过转速/功率调节对并网点电压进行支撑的响应波形示例。

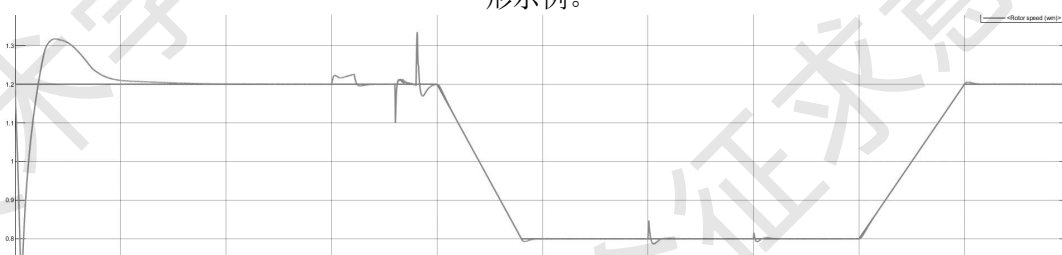


图 D.7 标幺值下转速指令与实际值变化波形

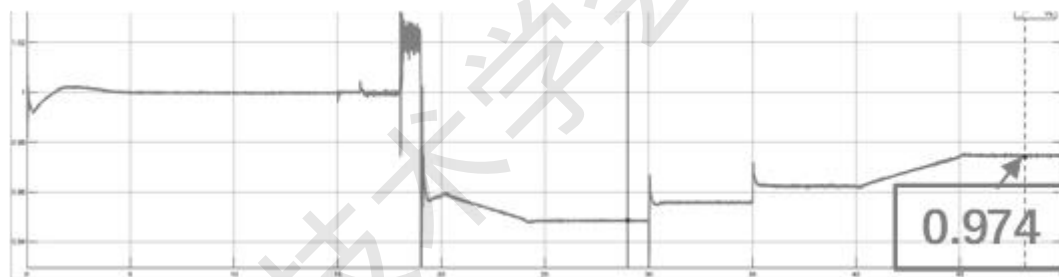


图 D.8 标幺值下并网电压变化波形图
定子侧有功无功实际值(pu)

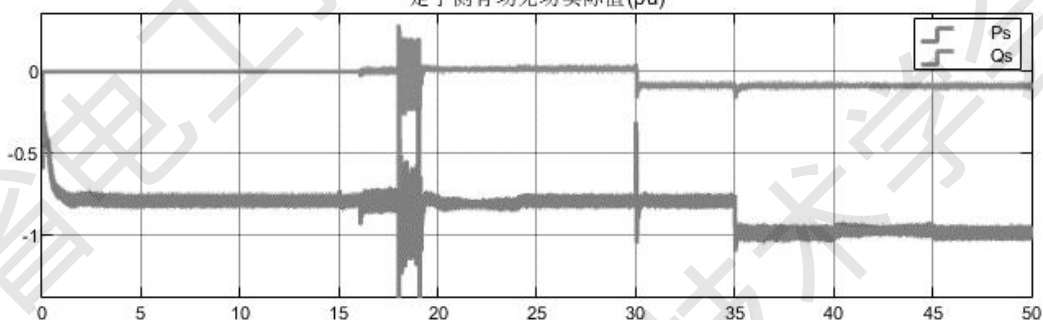


图 D.9 标幺值下定子侧有功、无功功率波形图

参 考 文 献

- [1] 国网江苏省电力有限公司科技项目技术报告. 国网江苏经研院 2024-2025 年构网型双馈重力储能系统建模及其控制技术研究服务. 东南大学. 2025.
 - [2] GB/T 15945 电能质量 电力系统频率偏差
 - [3] GB/T 30137 无功补偿装置术语
 - [4] GB/T 40596 并网型双向变流器 第 2 部分: 互联要求
 - [5] DL/T 2246.3 电化学储能系统并网性能测试规程 第 3 部分: 电能质量
 - [6] 虚拟同步发电机技术白皮书. 中国电力科学研究院. 2020.
 - [7] 双馈风力发电机组控制技术. 中国电力出版社. 2018.
 - [8] 构网型变流器技术在弱电网中的应用研究. 电力系统自动化. 2023, 47(5): 1-10.
 - [9] 电力系统稳定与控制. 中国电力出版社. 2015.
-