



# 团 体 标 准

T/CES XXX-2026

## 新型电力系统源网荷储协同规划技术 导则

Technical Guidelines for Coordinated Planning of Generation-Grid-Load-Storage  
in New-Type Power Systems

(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国电工技术学会 发布



## 目 次

目 次 .....	I
前 言 .....	III
引 言 .....	IV
1 范围 .....	5
2 规范性引用文件 .....	5
3 术语和定义 .....	5
4 符号、代号和缩略语 .....	6
5 源网荷储协同规划技术边界 .....	6
5.1 系统范围边界 .....	6
5.2 时间范围边界 .....	6
5.3 资源种类边界 .....	7
5.4 平衡与安全边界 .....	7
6 规划边界数据采集要求 .....	7
6.1 数据质量要求 .....	7
6.2 系统存量电源 .....	8
6.3 系统现有网架结构 .....	8
6.4 系统负荷特性 .....	8
6.5 系统碳排放控制目标 .....	8
7 源网储各侧待规划资源技术要求 .....	9
7.1 基本要求 .....	9
7.2 电源侧资源 .....	9
7.3 电网侧资源 .....	9
7.4 储能侧资源 .....	9
8 协同规划技术要求 .....	9
8.1 系统平衡要求 .....	9
8.2 系统安全稳定运行要求 .....	10
8.3 系统碳排放要求 .....	10
9 规划方案生成与综合评估 .....	11
9.1 规划模型构建与规划结果 .....	11

9.2	规划方案综合评估 .....	11
9.3	方案比选与决策建议 .....	13
附录 A	(资料性) 可调节负荷典型参数及模型示例 .....	14
参 考 文 献	.....	16

## 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》给出的规则起草。

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。

本文件由中国电工技术学会提出。

本文件由中国电工技术学会标准工作委员会源网荷储互动技术工作组归口。

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、国网江苏省电力有限公司、清华四川能源互联网研究院、南京东博智慧能源研究院有限公司、深圳市中电电力技术股份有限公司。

本文件主要起草人葛毅、任佳依、谢珍建、张文嘉、田方媛、王旭、袁伟、彭涛、彭竹弈、郑嘉琪、牛文娟、程锦闽、刘柏良、刘国静、张宁、杜尔顺、王鹏、黄明宇、袁凯、杨冬海、邵伟、张敏敏。

本文件为首次发布。

## 引 言

实现“碳达峰、碳中和”战略目标，能源是主战场，电力是主力军。源网荷储资源协同规划，是推进电力系统低碳转型的关键路径。通过将电源、电网、负荷、储能等各类要素作为一个整体进行系统性规划，在满足碳配额等绿色刚性约束的前提下，实现电力系统整体效率的提升。

为规范指导源网荷储协同规划，亟需制定一套统一的协同规划技术导则。本文件旨在确立新型电力系统源网荷储协同规划的通用技术框架，为规划边界数据的系统采集、待规划资源的技术筛选、协同规划目标的量化设定、以及规划方案的生成与综合评估提供系统性指导，以保障规划成果的可行性，支撑电力系统低碳转型与“双碳”目标的实现。

# 新型电力系统源网荷储协同规划技术导则

## 1 范围

本文件规定了新型电力系统源、网、荷、储资源协同规划中容量配置的技术导则。内容涵盖规划边界数据采集、源网储各侧待规划资源技术要求、协同规划技术要求、规划方案生成与综合评估的通用技术准则。

本文件适用于省级及区域电网开展的中长期发展规划、专项规划中涉及的源网荷储协同规划工作，其预期产出是为相关各方（包括能源主管部门、发电企业、用户侧主体及储能投资方）提供各类电源、电网侧资源、负荷调节资源及储能的推荐发展规模、建设时序及协调运行策略的系统性建议。本文件聚焦于规划阶段的容量配置方法，不涉及电源场址、变电站站址、输电线路路径等工程选址环节的技术规定。在具体应用时，规划主体应根据规划的类型和范围和深度对本文件提出的技术要求进行相应的细化和具体化，以确保规划的针对性与可行性。

## 2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件。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 33607-2017 智能电网调度控制系统总体框架

GB 38755-2019 电力系统安全稳定导则

GB/T 42322-2023 能源互联网系统 主动配电网的互联

GB/T 44137-2024 高电能质量需求用户接入电网技术要求

DL/T 2674-2023 新能源高占比电力系统规划阶段电网方式选取技术规范

## 3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

### 3.1

**源网荷储** generation-grid-load-storage

将电力系统中的电源、电网、负荷和储能四种要素作为一个整体，进行统筹规划、协调运行与优化控制的技术理念和系统架构。

### 3.2

**N-1 准则** N-1 criterion

电力系统中的任一元件（如线路、变压器、发电机）发生故障或无故障断开后，系统必须能保持稳定运行和正常供电的安全准则。

### 3.3

**电力平衡** power balance

电力系统中发电量与用电量（包括损耗）之间的实时平衡。

### 3.4

#### 电量平衡 energy balance

在一个特定的周期内（通常为年、月），电力系统中发电侧输出的总电量与用电侧消耗的总电量之间的平衡。

### 3.5

#### 备用容量 reserve capacity

为应对发电机组或输电设备突发停运、负荷预测偏差等不确定性，时刻可被调度启用的额外发电容量。

### 3.6

#### 置信容量 credible capacity

在给定的概率水平下，风电、光伏等波动性电源在特定时段能够稳定提供的发电功率。

### 3.7

#### 系统强度 system strength

电力系统在扰动、故障及高比例电力电子设备接入条件下维持电压稳定、频率稳定和同步运行能力的综合表征，通常可通过短路容量、短路比、系统惯量及电压支撑能力等指标进行评估。

### 3.8

#### 碳配额 carbon allowance

在碳排放权交易体系下，政府分配给重点排放单位的、允许其在特定时期内排放的二氧化碳数量单位。

## 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。

GGLS: 源网荷储 (Generation-Grid-Load-Storage)

RPS: 可再生能源配额制 (Renewable Portfolio Standard)

SOC: 荷电状态 (State of Charge)

LOLE: 电力不足概率 (Loss of Load Expectation)

EENS: 电力不足期望值 (Expected Energy Not Supplied)

## 5 源网荷储协同规划技术边界

### 5.1 系统范围边界

规划范围应涵盖规划区域内所有接入电网的并网主体。对于省级及区域电网规划，宜以省级行政区划为基本地理单元，跨省跨区输电通道的互济能力作为外部边界条件参与平衡分析，并明确外受电力的协议送电曲线与可靠性水平。

### 5.2 时间范围边界

规划周期应与国民经济和社会发展规划、能源发展规划及电力发展规划相衔接，一般包括近期（3~5年）、中期（5~10年）和远期（10~15年）展望。规划应以水平年（目标年份）为节点开展分年度平衡分析，对于新能源渗透率较高的系统，必要时可细化至规划期内的关键时间断面（如丰水期、枯水期、供暖季及典型极端天气时段）。对于纳入年度建设计划的首期（第1年）重点项目，宜结合年度滚动校核单独细化建设时序与投资安排，确保中长期规划向年度执行计划的有效传导。

### 5.3 资源种类边界

资源种类按电源、电网、负荷和储能划分，具体涵盖以下资源：

- a) 电源侧：常规火电（煤电、气电）、水电、核电、风电、光伏发电等主要电源形式，对于分布式新能源，宜根据其接入容量和可控性决定是否纳入统一优化模型；
- b) 电网侧：交流输电线路、直流输电线路、变电站及换流站等主网架设施，配电网侧资源可根据规划深度选择性纳入；
- c) 负荷侧：具备可调节潜力的需求响应资源，包括可中断负荷、可转移负荷、电动汽车 V2G 资源、温控负荷集群（空调、电采暖）等，应明确其调节能力的可信度及调用优先级；
- d) 储能侧：抽水蓄能、电化学储能及其他新型储能技术，应明确其充放电时长、循环寿命及安全运行边界。

### 5.4 平衡与安全边界

平衡与安全边界应从电力电量平衡、系统备用容量、安全稳定标准及碳排放与消纳责任等方面予以明确，具体如下：

- a) 应明确电力电量平衡分析的典型运行方式，一般包括冬季供暖期最大负荷日、夏季制冷期最大负荷日及新能源大发日等代表场景；
- b) 系统备用容量的核定范围应明确区分负荷备用、事故备用和检修备用，并按相关规定确定其最小容量要求；
- c) 安全稳定标准应按《电力系统安全稳定导则》GB 38755-2019 执行，明确 N-1 准则适用的设备范围及允许的减供负荷程度；
- d) 碳排放约束应以规划范围内电力行业分配到的碳配额总量为刚性上限边界，可再生能源消纳责任权重以国家或省级下达的指标为基准。

## 6 规划边界数据采集要求

### 6.1 数据质量要求

#### 6.1.1 数据来源可靠性

数据来源可靠性宜从存量资源数据、新能源资源数据、政策性数据及记录要求四个方面加以规范，具体如下：

- a) 存量电源、网架结构及负荷特性数据应优先取自电网调度自动化系统（EMS/SCADA）、生产管理系统（PMS）、用电信息采集系统或电网企业发布的年度运行方式报告、统计年鉴等渠道。
- b) 新能源资源数据（风速、太阳辐照度）宜采用气象观测站、卫星遥感或权威再分析数据集，并须经与就近实测数据或并网场站运行数据进行一致性校验。
- c) 碳排放配额、消纳责任权重等政策性数据应以国家或省级政府主管部门发布的正式文件为准，并注明文件文号和发布日期。
- d) 所有数据的来源、获取方式及采集日期应予以明确记录，确保可追溯。

#### 6.1.2 时间分辨率与数据同步性

数据时间分辨率宜从时序数据粒度与断面一致性两个方面予以规范，数据同步性宜对设备参数基准予以规范，具体如下：

- a) 用于电力电量平衡分析的负荷时序数据和新能源出力时序数据，其时间分辨率不宜低于 1 小时。

b) 系统总负荷与各节点负荷的时序数据应保持时间断面同步, 采样周期应统一。若因数据采集系统差异导致不同步, 应进行时间对齐处理并予以说明。

c) 各类设备参数(如发电机出力限值、线路阻抗、变压器变比等)应统一折算至同一基准容量和基准电压下的标幺值体系, 避免因基准不一致导致参数失配。

### 6.1.3 数据精度与偏差容限

数据精度与偏差容限应从实测数据精度和预测数据可信度两个方面予以规范, 具体如下:

a) 节点电压、线路潮流、发电机有功/无功出力等实测数据, 其测量误差应满足对应自动化系统(如EMS)规定的精度等级要求。

b) 规划采用的预测类数据(如负荷年均增长率、新能源年利用小时数、碳价预期等), 应明确说明预测方法及其置信区间。

### 6.1.4 缺失值与异常值处理

缺失值与异常值宜分别按补全方法和剔除修正规则处理, 具体如下:

a) 采集过程中出现的缺失数据, 应优先采用同类型设备同时段替代法或相邻时段线性插值法进行补全。补全方法应在数据说明文件中予以记录。

b) 对于明显偏离物理正常范围的异常值(如负值、超出设备限额数倍以上), 应追溯原始来源予以剔除或修正, 修正依据应记录备查。

## 6.2 系统存量电源

6.2.1 火电机组参数包括装机容量、所在节点、爬坡速率、启停成本、最低技术出力、供电煤耗率(或气耗率)及相应的碳排放强度等。

6.2.2 水电机组参数包括装机容量、所在节点、水库调节性能(日/周/年/多年)、水量特性等。

6.2.3 核电机组参数包括装机容量、所在节点、最小技术出力、计划检修周期、燃料周期等。

6.2.4 风电机组参数包括装机容量、所在节点、风速分布、时序出力特性、容量可信度等。

6.2.5 光伏机组参数包括装机容量、所在节点、太阳辐照度、时序出力特性、容量可信度等。

6.2.6 电化学储能参数包括装机容量、储能容量、所在节点、充放电效率、最大充放电时长等。

## 6.3 系统现有网架结构

6.3.1 电网拓扑应当指明母线和线路的链接关系, 并指明发电机组、储能及负荷的接入节点。

6.3.2 母线参数包括母线电压限制, 指明其最大值、最小值。

6.3.3 线路参数包括电阻、电抗、对地导纳(如需要)以及允许最大载流量。

## 6.4 系统负荷特性

6.4.1 总负荷包括典型日、月、年的负荷时序曲线以及近远期负荷年均增长率。

6.4.2 节点负荷包括各节点的负荷时序曲线, 宜与系统总负荷曲线同周期。

6.4.3 应评估系统中具备可调节潜力的负荷资源, 如电动汽车充电桩(V2G潜力)、工商业可中断负荷、工商业可转移负荷、温控负荷(空调、电采暖)集群等, 采集其总规模、调节能力、响应时间、可持续时间、恢复特性、调用频次限制以及参与调节的成本或补偿机制等信息。可调节负荷的典型参数及模型可参见附录A。

## 6.5 系统碳排放控制目标

6.5.1 应采集国家、省份或区域下达的，覆盖规划期的电力行业碳排放总量控制目标以及碳排放强度目标，作为规划方案的约束条件。

6.5.2 应采集国家或地区对责任主体下达的可再生能源消纳责任权重指标（包括总量权重和非水电权重），明确规划期内消纳责任权重要求。

6.5.3 如已建立碳排放权交易市场，应明确规划范围内发电企业获得的免费碳配额分配方案以及预期碳市场价格。

6.5.4 如已建立可再生能源绿色电力证书（绿证）市场，应采集绿证的核发规则、交易机制以及预期价格区间数据，作为规划方案经济性分析中绿证收益或履约成本测算的参数。

## 7 源网储各侧待规划资源技术要求

### 7.1 基本要求

7.1.1 待规划资源应明确其技术类型、接入电气节点、预期规模、投运时序及经济性参数（如投资成本、固定运行维护成本）。

7.1.2 待选资源的技术性能，包括电压/频率适应性、故障穿越能力、惯量支撑、一次调频等，应符合现行国家标准（GB/GB/T）与行业标准（如 DL/T）的相关要求，包括 GB/T 44137-2024，GB/T 42322-2023，GB/T 33607-2017，DL/T 2674-2023，确保技术兼容与规范统一。

### 7.2 电源侧资源

7.2.1 煤电/气电应提供单台机组的设计容量、设计发电效率/气耗、最小技术出力、爬坡能力、启停时间及成本、碳排放强度、预期运行寿命等相关参数。

7.2.2 水电应提供设计容量、调节性能（径流式/日/周/年调节）、保证出力、水量利用曲线等。

7.2.3 核电应提供设计容量、机型、最小技术出力、调峰能力（如具备）、换料周期等。

7.2.4 风电与光伏应提供资源区的理论可开发容量、预期容量系数、出力时序特性、并网技术标准（如惯量支撑、电压调节能力要求）。

### 7.3 电网侧资源

7.3.1 交流线路应明确电压等级、输电容量、长度、电阻与电抗参数、可选路径方案及投资估算。

7.3.2 直流输电应明确输电容量、电压等级、受端与送端位置、过负荷能力。

7.3.3 变电站/换流站应明确规划容量、主变台数、无功补偿配置方案。

### 7.4 储能侧资源

7.4.1 抽水蓄能应明确装机容量、储能容量、发电/抽水效率、启停特性、日循环次数、布局选址条件。

7.4.2 电化学储能应明确功率容量、储能时长、充放电效率、衰减特性、循环寿命、安全标准、响应时间。

7.4.3 其他新型储能应明确技术原理、功率与能量特性、效率、寿命及适用场景。

## 8 协同规划技术要求

### 8.1 系统平衡要求

8.1.1 规划方案应确保系统在计及机组检修、受阻容量等因素后，电力供应满足负荷需求，并留有规定的保供裕度。

8.1.2 规划方案必须配置足够的系统灵活性资源，以应对新能源的波动性与不确定性。

8.1.2.1 新能源发电能力应基于合理的置信容量参与电力平衡分析，作为保障系统可靠供电的基值。

8.1.2.2 规划方案应在不同场景下验证平衡性

规划方案宜按照由低风险到高风险的原则，在以下三类场景下分别验证电力电量平衡能力：

a) 典型场景（新能源 95%保证出力场景<sup>①</sup>）：新能源按 95%保证出力取值，负荷按基准预测值取值。在仅依靠常规调节手段（不含紧急需求响应、临时跨区互济）下，系统应能保持平衡并留有规定裕度。

注：①（新能源 95%保证出力的统计取值应在规划报告中明确其统计样本范围、时间分辨率、校核时段、风光组合方式及计算方法，并在同一规划方案比选中保持一致。）

b) 高影响天气场景（如连续阴雨、无风日）：允许启动协议内的需求响应和跨区互济，系统应能恢复平衡。

c) 极端场景（多年一遇极端天气）：在采取所有可用措施（包括有序用电）后，应能保障电网安全和不发生大面积停电。

8.1.3 规划方案中的电源结构应合理，确保各类电源的预期利用小时数处于经济合理区间，水电、新能源利用率应达到规定目标。跨省跨区输电通道的利用小时数和输送电量合理，有效发挥余缺互济作用。

## 8.2 系统安全稳定运行要求

8.2.1 规划方案中所有设备，包括发电机组、变压器、线路等的规划运行点应确保其不超出各自的安全稳定运行限额，如额定容量、热稳定极限、暂态稳定极限等。

8.2.2 规划方案必须满足规定的系统备用容量标准，以保证在机组计划检修、随机停运、新能源出力不确定性以及负荷波动等情况下，系统的持续供电能力。充裕性应通过可靠性指标（如电力不足概率 LOLE、电量不足期望值 EENS）进行量化评估。

8.2.3 规划方案形成的系统结构、电源布局及控制策略，必须满足《电力系统安全稳定导则》GB 38755-2019 的要求，确保系统在发生包括 N-1 在内的各类规定故障时，能保持稳定运行，不发生系统振荡或电压、频率崩溃，并具备必要的动态调节能力和事故后恢复能力。故障后，所有设备参数及系统状态应能回归安全稳定运行边界以内。

8.2.3 规划方案应结合高比例新能源和高比例电力电子设备接入条件，校核系统强度及其对安全稳定运行的影响。对于新能源集中送出地区、受端薄弱电网及关键输电通道，应分析短路容量、短路比、系统惯量、电压支撑能力及暂态恢复特性等指标，确保规划方案满足并网运行和安全稳定控制要求。必要时，应通过优化电源结构、加强网架、配置调相机、新型储能或构网型设备等措施提升系统强度。

## 8.3 系统碳排放要求

8.3.1 规划方案应结合规划目标年电力行业碳排放控制目标或碳配额约束，分析其碳排放总量及度电碳排放强度的适应性；对于碳配额边界明确的地区，宜进一步校核规划方案与碳配额约束的一致性。

8.3.2 在实施可再生能源配额制（RPS）的地区，规划方案必须确保在目标年份，非水电可再生能源发电量占全社会用电量的比重达到或超过规定的消纳责任权重目标。

8.3.3 在已建立碳排放权交易市场的地区，规划方案应评估通过市场购买碳配额满足碳排放约束的可行性与经济性，并将碳交易成本纳入规划经济性分析。

8.3.4 在已建立绿证市场的地区，规划方案应明确可再生能源消纳责任权重的履行方式，允许将购买绿证作为满足消纳责任权重的途径之一，但应设定绿证替代的上限或条件，避免过度依赖市场交易而忽视本地可再生能源资源的开发。

## 9 规划方案生成与综合评估

### 9.1 规划模型构建与规划结果

#### 9.1.1 规划模型的目标宜考虑最小化规划期内的系统总成本

系统总成本包括投资成本、运行成本、环境成本和可靠性成本，具体如下：

- a) 投资成本：源、网、荷、储各侧新增资源的资本性支出，按经济寿命折算为等年值。
- b) 运行成本：系统运行产生的燃料成本、运维成本、启停成本及辅助服务成本等。
- c) 环境成本：因碳排放产生的成本（按预期碳价计算），以及未满足可再生能源配额要求的惩罚成本（如适用）。

d) 可靠性成本：为保障供电可靠性而设置的虚拟失负荷惩罚成本，用于引导方案满足充裕性要求。

#### 9.1.2 规划模型宜根据规划范围、分析深度及数据条件，纳入以下核心约束或校核内容

核心约束或校核内容主要包括系统平衡与安全稳定约束、网络潮流约束以及碳排放与配额约束，具体如下：

- a) 系统平衡与安全稳定运行约束；
- b) 网络潮流约束以反映电力传输的物理规律和限制，确保方案在电网结构上的可行性；
- c) 规划期累计碳排放总量不得超过控制目标，以及可再生能源发电量占比须满足配额要求等。

#### 9.1.3 规划模型求解过程应保证在可接受时间内获得满足工程精度要求的可行解或最优解。

#### 9.1.4 规划方案应给出待建资源的建设规模

规划方案应给出源、网、储各侧的建设规模，具体包括：

- a) 各类新增发电机组（煤电、气电、新能源、核电等）的装机容量。
- b) 新建或改扩建的输电线路、变电站/换流站的电压等级、容量与站址。
- c) 各类新增储能（抽水蓄能、电化学储能等）的功率与容量规模。

上述成果作为规划建议供政府及相关投资主体参考，电网企业宜根据各方反馈及实际建设条件，动态调整规划方案。

## 9.2 规划方案综合评估

9.2.1 规划方案的经济性评估应计算规划期内的总投入现值，包括电源、电网、储能的投资成本，以及系统的总运行维护成本（燃料费、运维费、辅助服务费、碳成本等）。总投入现值  $NPV$  的计算公式如(1)所示：

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{I_t + O_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

其中  $t$  表示年份， $t=0$  表示规划起始年， $T$  表示规划目标周期， $I_t$  表示第  $t$  年的投资成本， $O_t$  表示第  $t$  年的运行维护成本， $r$  表示折现率。

9.2.2 规划方案的安全性评估应提供规划水平年典型方式及 N-1 故障校核后的备用容量清单和可靠性指标（LOLE，EENS）计算结果。其中电力不足概率 LOLE 的计算公式如(2)所示：

$$\text{LOLE} = \sum_{i=1}^N P(E_i) \quad (3)$$

其中  $E_i$  表示第  $i$  个系统运行状态（如机组停运、输电元件故障等）导致发电容量不能满足负荷需求的事件， $P(E_i)$  表示事件  $E_i$  发生的概率； $N$  表示所有可能导致电力不足的事件总数。LOLE 的单位可以是小时/年或天/年，事件发生概率可采用时序蒙特卡洛模拟或状态枚举法，基于负荷时序曲线、机组随机停运模型、新能源出力不确定性分布，统计年度内系统发生缺电的小时数或天数。

### 9.2.3 规划方案的绿色性评估

规划方案绿色性评估应涵盖碳排放、可再生能源消纳目标达标情况以及市场化交易机制的影响，具体包括以下四方面内容：

a) 规划方案的规划期运行碳排放总量及度电碳排放强度，并与第 6.5.1 条规定的碳排放总量目标及强度下降目标进行对比。规划方案规划期内累计运行碳排放总量  $C_{\text{total}}$ （吨）计算公式如(3)所示：

$$C_{\text{total}} = \sum_{t=0}^T \sum_{g \in G} (E_{g,t} \times \text{EF}_g) \quad (4)$$

其中  $t$  表示年份， $t=0$  表示规划起始年， $T$  表示规划目标周期， $g$  表示发电机组或排放源， $P_{g,t}$  表示第  $t$  年第  $g$  个机组的年发电量（兆瓦时）， $\text{EF}_g$  表示第  $g$  个机组的碳排放强度（吨  $\text{CO}_2$  / 兆瓦时），火电可按供电煤耗折算，新能源为零。

上述计算边界原则上为规划期内各类电源运行阶段的直接碳排放。对于风电、光伏、水电、核电及储能等非化石能源，其运行阶段直接碳排放可按零计。必要时，可进一步开展包括设备制造、建设、燃料供应及退役回收等环节在内的生命周期碳排放评估，作为规划方案绿色性分析的补充内容。

b) 规划方案在目标年份的可再生能源消纳责任权重，并与第 6.5.2 条规定的指标要求进行对比，明确是否达标及缺口情况。可再生能源渗透率  $PRE$  的计算公式如(4)所示：

$$PRE = E_{RE} / E_{\text{total}} \times 100\% \quad (5)$$

其中  $E_{RE}$  表示可再生能源发电量（兆瓦时）， $E_{\text{total}}$  表示系统总供电量（兆瓦时）。 $E_{RE}$  若包含水电，应予注明。

c) 在已建立碳市场的地区，计算碳配额缺口或盈余，量化碳交易成本，并评估碳价波动对方案经济性的影响。

d) 在已建立碳市场的地区，在已建立绿证市场的地区，测算通过购买绿证履行消纳责任权重所需成本，或通过出售绿证获得的收益，结合绿证价格预期，评估方案在绿证市场下的经济可行性。

### 9.2.4 规划方案应按照以下流程开展综合评估

9.2.4.1 数据准备：汇集第 6 章规定的边界数据及第 7 章规定的待规划资源技术经济参数。

9.2.4.2 方案生成：基于第 9.1 节构建的规划模型，求解得到可行备选方案。

9.2.4.3 技术校核：

对每个备选方案，应从电力电量平衡、安全稳定和合规性三个维度分别进行技术校核，具体如下：

- 电力电量平衡校核（按第 8.1 节要求，含正常场景、高影响天气场景、极端场景）；
- 安全稳定校核（按第 8.2 节要求，含 N-1 故障分析和备用容量核查）；
- 碳排放与消纳责任权重合规性校核（按第 8.3 节要求）。

9.2.4.4 指标计算：按第 9.2.3 节规定的公式计算各方案的关键量化指标。

9.2.4.5 多维度评估：分别按 9.2.1（经济性）、9.2.2（安全性）、9.2.3（绿色性）对方案进行综合评价。

9.2.4.6 结果汇总：形成每个方案的综合评估报告，包括指标对照表、合规性结论及风险提示，作为第9.3节方案比选中输入。

### 9.3 方案比选与决策建议

若在规划过程中形成了多个技术上可行的备选方案，应建立包含经济性、安全性、绿色性指标的综合评价指标体系，采用多准则决策分析（如加权评分法、层次分析法）进行综合比选，明确推荐方案的优越性及理由。最终报告应提出明确的规划实施建议、配套政策需求及下一步深化研究的建议。

附 录 A  
(资料性)  
可调节负荷典型参数及模型示例

### A.1 适用说明

本附录给出了源网荷储协同规划中常见可调节负荷资源的分类、典型参数范围及规划阶段常用简化模型，供规划边界数据采集、模型构建和方案比选时参考。

本附录适用于省级及区域电网中长期规划、专项规划等场景下对可调节负荷资源的聚合建模与能力评估，不作为工程设计、调度控制或市场出清的唯一依据。

规划应用中，应优先采用规划区域内实测数据、用户调研数据、历史响应记录和试点运行数据确定参数；当缺乏本地数据时，可参考本附录给出的典型参数范围，并结合地区负荷结构、气候条件、产业结构及电价机制进行修正。

### A.2 可调节负荷分类

规划阶段可纳入协同优化的可调节负荷包括但不限于以下类型：

- a) 工商业可中断负荷；
- b) 工商业可转移负荷；
- c) 电动汽车有序充电负荷；
- d) 温控负荷，包括空调负荷、电采暖负荷及其他蓄热/蓄冷类负荷；
- e) 其他经评估具备规模化、可测量、可调度、可验证特征的负荷资源。

### A.3 可调节负荷典型参数

可调节负荷典型参数主要包括：

- a) 响应时间：从接收调节指令到实际达到目标调节功率所需时间；
- b) 单次持续时间：单次调用能够持续提供调节能力的时间；
- c) 恢复时间：完成一次调节后恢复至再次可调用状态所需时间；
- d) 可用时段：通常能够参与调节的典型时间窗口；
- e) 可调容量比例：可参与调节的负荷容量占该类负荷总规模的比例。

不同类型可调节负荷的典型参数范围见表 A.1。

表 A.1 可调节负荷典型参数范围

负荷类型	调节方向	响应时间	单次持续时间	恢复时间	可用时段	调节比例
工商业可中断负荷	下调	5~15 min	0.5~2 h	2~24 h	工作时段	10%~30%
工商业可转移负荷	下调/回补	15 min~1 h	1~4 h	1~8 h	可错峰时段	5%~20%
电动汽车有序充电	上/下调	1~15 min	1~6 h	与用户离站时间相关	夜间为主	20%~60%
温控负荷	下调为主	15 min~1h	0.5~2 h	0.5~2 h	夏冬高峰	10%~25%

### A.3 可调节负荷模型

可调节负荷的典型响应特性包括工商业可中断负荷、工商业可转移负荷、电动汽车有序充电负荷及温控负荷，各类可调节负荷的数学模型如下：

a) 工商业可中断负荷通常用于紧急削峰或保供支撑，其基本约束如(A1)所示：

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{IL,t} \leq \bar{P}_{IL}, \\ \sum_{t \in \Omega_k} P_{IL,t} \Delta t \leq \bar{P}_{IL} \cdot \bar{\tau}_{IL}, \end{aligned} \quad (A1)$$

其中  $P_{IL,t}$  表示时段  $t$  工商业可中断负荷实际削减功率； $\bar{P}_{IL}$  表示最大可中断功率； $\Omega_k$  表示第  $k$  次调用对应的连续时间集合； $\bar{\tau}_{IL}$  表示单次最大连续中断时长。

b) 工商业可转移负荷适用于负荷移峰填谷场景，其下调量和上调量宜分别建模，并满足总时段  $T$  的能量平衡约束，其数学模型如(A2)所示：

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{SL,t}^{\downarrow} \leq \bar{P}_{SL}^{\downarrow}, 0 \leq P_{SL,t}^{\uparrow} \leq \bar{P}_{SL}^{\uparrow}, \\ \sum_{t \in T} P_{SL,t}^{\uparrow} \Delta t = \sum_{t \in T} P_{SL,t}^{\downarrow} \Delta t, \end{aligned} \quad (A2)$$

其中  $P_{SL,t}^{\downarrow} / P_{SL,t}^{\uparrow}$  表示时刻  $t$  转移型负荷下调/上调功率； $\bar{P}_{SL}^{\downarrow} / \bar{P}_{SL}^{\uparrow}$  表示时刻  $t$  最大允许下调/上调功率。

c) 电动汽车有序充电负荷宜考虑车辆接入时段、离站时间和用户最低充电需求，可采用聚合荷电状态模型描述，其数学模型如(A3)所示：

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{EV,t}^{ch} \leq \bar{P}_{EV,t}^{ch}, \\ SOC_{t+1} = SOC_t + \eta_{ch} P_{EV,t}^{ch} \Delta t, SOC_t^{\min} \leq SOC_t \leq SOC_t^{\max}, SOC_{t_{dep}} \geq SOC^{\text{req}}, \end{aligned} \quad (A3)$$

其中  $P_{EV,t}^{ch}$  表示时段  $t$  电动汽车聚合充电功率； $\bar{P}_{EV,t}^{ch}$  表示时段  $t$  最大可用充电功率，与接入车辆规模有关； $SOC_t$  表示聚合荷电状态； $\eta_{ch}$  表示充电效率； $t_{dep}$  表示离站时刻； $SOC^{\text{req}}$  表示用户离站时的最低荷电状态需求。

d) 温控负荷包括空调、电采暖及蓄冷/蓄热类负荷，其模型宜考虑热动态下的温度约束，数学模型如(A4)所示：

$$\begin{aligned} 0 \leq P_{TCL,t}^{\downarrow} \leq \bar{P}_{TCL}, \\ T_t^{\text{in}} = T_t^{\text{ini}} + \rho \left( T_t^{\text{out}} - T_t^{\text{ini}} \right) - \frac{P_{TCL,t}^{\downarrow}}{\zeta} \Delta t, T^{\min} \leq T_t^{\text{in}} \leq T^{\max}, \end{aligned} \quad (A4)$$

其中  $P_{TCL,t}^{\downarrow}$  表示考虑下调的温控负荷； $T_t^{\text{ini}} / T_t^{\text{out}} / T_t^{\text{in}}$  分别表示时刻  $t$  的初始温度/室外温度/室内温度； $\rho$  与  $\zeta$  表示热动态参数。

### A.4 参数选取原则

优先采用本地区实测数据；无实测时可参考附录典型值；规划方案比选中应保持口径一致。

## 参 考 文 献

- [1] Wen Y, Li W, Huang G, et al. Frequency dynamics con-strained unit commitment with battery energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 5115-5125.
  - [2] Teng F, Trovato V, Strbac G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response require-ments[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 31(2): 1557-1566.
  - [3] Paturet M, Markovic U, Delikaraoglou S, et al. Stochas-tic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3448-3458.
  - [4] Sokoler L E, Vinter P, Bærentsen R, et al. Contingen-cy-constrained unit commitment in meshed isolated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 31(5): 3516-3526.
  - [5] Li H, Qiao Y, Lu Z, et al. Frequency-constrained sto-chastic planning towards a high renewable target consid-ering frequency response support from wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4632-4644.
  - [6] Tian Z, Li X, Niu J, et al. Enhancing operation flexibility of distributed energy systems: A flexible multi-objective optimization planning method considering long-term and temporary objectives[J]. Energy, 2024, 288: 129612.
  - [7] Jing R, Wang M, Liang H, et al. Multi-objective opti-mization of a neighborhood-level urban energy network: Considering Game-theory inspired multi-benefit alloca-tion constraints[J]. Applied energy, 2018, 231: 534-548.
  - [8] Jing R, Wang M, Liang H, et al. Multi-objective opti-mization of a neighborhood-level urban energy network: Considering Game-theory inspired multi-benefit alloca-tion constraints[J]. Applied energy, 2018, 231: 534-548.
  - [9] Ren H, Zhou W, Nakagami K, et al. Multi-objective optimization for the operation of distributed energy sys-tems considering economic and environmental aspects[J]. Applied Energy, 2010, 87(12): 3642-3651.
  - [10] Di Somma M, Yan B, Bianco N, et al. Multi-objective design optimization of distributed energy systems through cost and exergy assessments[J]. Applied Energy, 2017, 204: 1299-1316.
  - [11] Wei W, Liu F, Mei S. Distributionally robust co-optimization of energy and reserve dispatch[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 7(1): 289-300.
-