年度能源平衡隐藏了什么：数字平台对正能源区的协调价值

Arega Getaneh Abate [a,*], Per Sieverts Nielsen [a], Xiufeng Liu [a], Brian O'Regan[b], Gerfried Cebrat[c], Cigdem Karadag[d], Valentina Zaccaria[e], Yang Liu[f], Madalin Silion[g], Amir Vadiee[e], Jakob Jespersen[h], Mahmut Sami Büker[i], Maria Simona Raboaca[j], Avinash Renuke[e], Betül Erdör Türk[d], Dudley Stewart[k]

[a]丹麦技术大学，丹麦[b]廷德尔国家研究所、科克大学，爱尔兰[c]*effiziente.st*，奥地利[d]土耳其科学技术研究委员会马尔马拉研究中心，土耳其[e]梅拉达伦大学，瑞典[f]林雪平大学，瑞典[g]*BEIAConsult International*，罗马尼亚[h]灵比-托贝克市，丹麦[i]*In norma &* 内杰梅丁·埃尔巴坎大学，土耳其[j]*ICSI*，罗马尼亚[k]*MEGA*，爱尔兰

arXiv:2611.29485v1 [econ.GN] 22 Nov 2026

摘要

正能源区（PED）通常依据年度净能源进行评估，而配电网络则按小时运行。即使区域年度能源净值为正，在发电量较低的时段仍会进口电力，而在发电量较高的时段则会出口或弃电。年度平衡掩盖了多大程度的小时不平衡，以及产消者之间的协调在无需新增物理容量的情况下能弥合其中多大部分，目前尚无定论。本文对一个多能源载体产消者社区进行建模，该社区在共享电网连接下耦合电力与热能，并受净出口接纳上限约束。模型分别通过集中式社区优化问题和价格接受型点对点（P2P）市场求解。在满足凸性的条件下，均衡可实现正则化的社区最优解，而*P2P* 和拥塞价格则分别是池清算约束和承载约束的对偶变量。模型依据构造的小时剖面，对六种欧洲区域原型进行了校准。在深入研究的四个区域中，小时自给率仅为48–50%；在全部六个区域中，这一比例为48–55%，无平台协调差距相当于无平台经济成本的2.8–5.9%。共享预测步骤只能弥合差距的6–18%，而电网感知定价使主要区域的弃电量减少了45%。协调主要降低盈余侧低效，而要弥合短缺侧则需要储能。这些结果是针对校准后原型的基于情景的预测，且运营效益较小，并取决于承载约束是否生效以及上网电价补偿是否较高。对于监管机构和配电系统运营商而言，这些结果支持在年度正能源目标之外采用小时级双向指标，并且

拥塞费仅在具有预先确定退款的约束时长内生效，而区域尺度平台的商业论证则基于电网侧价值和跨地区聚合。

关键词：
正能源社区、逐时能源平衡、点对点能源交易、多能源载体优化、配电系统运营商协调、数字平台机制

*通讯作者。电子邮箱：ageab@dtu.dk（AregaGetanehAbate），pernn@dtu.dk（PerSievertsNielsen）

1. 引言

正能源建筑在一年内产生的现场可再生能源多于其消耗的能源。在区域尺度上，正能源区（PED）是由相互连接的建筑物组成的群体，按年度满足同一标准 [1, 2]。这一概念已成为欧洲城市脱碳的核心工具。大量文献不断完善其定义、设计方法和评估框架 [3]。相关定义各不相同，近期研究还提出了虚拟型、动态型和自主导向变体 [4], ，尽管许多正能源区评估仍通过年度净平衡来具体判定其正能源属性。当一个区域一年的可再生能源发电量超过同年能源需求时，该区域即被认定为正能源区。这不同于逐小时匹配目标；在逐小时匹配目标下，供应必须在每个小时与需求相匹配。年度测试可以在存在较大逐时不匹配的情况下达标，而这类不匹配会受到逐小时目标的惩罚。

年度平衡是一个有用的脱碳目标。然而，它掩盖了配电网面临的关键运行问题。一个年度能源盈余的区域，在冬季晚间仍可能大量进口电力，并在夏季正午时段出口电力或弃电。即使实现了年度平衡，这种时间上的错配也不会消失；配电系统运营商（DSO）每小时都能切身感受到这一问题。关于清洁电力逐小时匹配（或称时间匹配）的相关研究，有时将其称为全天候无碳能源，并指出企业采购也面临同样的问题。研究表明，逐小时匹配的要求远高于年度匹配，而且会改变成本和技术组合 [5, 6]。区域层面的对应问题则较少受到关注。年度错配具有双向性，因此难以解决。供应不足迫使社区进口电力，而供过于求则迫使其出口电力或削减过剩发电。供过于求还会通过反向潮流、电压升高、弃电和负电价暴露度，带来不同的电网影响和市场成本，而年度净能源指标无法反映这些情况。因此，一个在正午时段电力过剩、夜间电力短缺的区域，会给电网带来两种截然不同的需求，而年度平衡两者都无法衡量。我们将这种双向的剩余需求与供给称为剩余小时不平衡。在本文研究的正能源社区中，短缺侧的剩余小时不平衡占需求的45–52%，剩余侧则占可再生能源产出的46–53%。因此，工程和经济上的难点在于如何消除这种不平衡，同时避免将负担从短缺侧转移到剩余侧。

PED 分析中的第二个挑战是如何弥合残差差距，以及应由哪个组织来应对这一挑战，因为 PED 并不是一个单一的优化者。它是一个由产消者（能源买方和卖方）组成的社区，每个产消者都拥有自己的资产、偏好和信息，并通过共同的电网耦合连接起来，同时与配电系统运营商互动。这样的社区可以通过不同方式组织起来 [7], 从由中央运营商在完全信息下对每项资产进行联合优化，到由分散式产消者独立行动 [8], 进行点对点（P2P）交易 [9], 并响应价格。对于同一物理系统而言，这两种组织方式——中央运营商和去中心化社区——所产生结果之间的差异，是互操作数字平台旨在缩小的一种经济量。数据交换、数字孪生、共享预测和市场机制通常都基于这样的论断得到合理解释：它们能够使去中心化社区接近协调型社区的绩效。我们将这一差异称为协调差距。本论文要回答的第二个问题，就是协调差距的大小，以及每种平台机制能够弥合其中多少。

三个结构性特征使这一问题颇具挑战。首先，该区域是一个多载能系统，其中电力与热能通过热泵和热储能相互耦合。一种载能的平衡不能脱离另一种载能孤立地进行判断。其次，用于弥合差距的资源，即电池、热储能和可转移负荷，具有跨时段特性。因此，这些平衡资源的价值取决于前瞻性，以及跨主体、跨时间的协调。第三，协调本身也是一种具有自身价值的经济对象。在集中控制、点对点市场以及不同电网电价设计下，同一个物理区域会产生不同的结果。

弥合这一研究差距促成了三个研究问题。首先，能否构建一个具有可处理性的模型，同时描述多载能区域、其产消者之间的点对点市场以及配电系统运营商的承载约束，并确保协调信号具有可解释性？其次，独立运营与集中式社区运营商之间的协调差距有多大？共享预测、点对点交易和电网感知定价分别带来多大且具有顺序性的边际贡献？第三，运营协调能够减少多少剩余的小时差距？又有多少差距仍受已安装储能的限制，因而需要通过投资来解决？

为回答这些研究问题，我们建立了一个多载能流社区优化模型，并针对六种欧洲区域配置对模型进行校准。我们将同一物理系统分别作为集中式社区优化问题和去中心化点对点市场均衡求解。在凸性成立时，该均衡实现经正则化的社区最优解。点对点市场价格和拥塞价格由市场出清约束和承载约束的对偶乘子得出。这种对偶关系使均衡可计算、价格可解释，也使组织方式的比较更加透明。本文呈现的所有数值，都是针对经校准的园区原型所作的基于情景的预测，相关解读和启示均限于这一范围。

本文整合了现有文献中分别处理的若干要素。一个凸模型同时表示多能源载体区域、其中产消者之间的点对点交易池，以及共享耦合点的净出口接纳上限。市场价格和拥塞价格由该模型的两个耦合约束的对偶乘子推导而来，因此它们是明确物理约束的影子价值，而非假设的电价。随后，利用同一对偶关系，可以在相同的物理基础上比较分散式均衡与集中式运营者。通过有序归因，本文区分共享预测带来的效益与组织方式和电网定价带来的效益，并将基于预测信息的阶段与完全信息阶段明确区分。双向逐时指标将残差拆分为短缺占比和过剩占比，表明年度正值性与显著且不对称的小时不平衡并不矛盾。本文涵盖六种经校准的欧洲区域原型和八个敏感性维度，并在整个分析中区分运营协调带来的价值与必须由已安装储能提供的部分。

本文其余部分安排如下。第2 节回顾相关研究，并阐明本文的贡献定位。第3 节介绍多能源载体模型、两种协调范式、连接二者的对偶性以及求解方法。第4 节说明测试平台、数据校准和实验设计。第5 节呈现结果并进行敏感性分析，最后，第6 节总结全文。

2. 相关研究

本文讨论的问题位于四类文献的交汇处，并结合了第五种方法论视角。正能源社区文献确立了年度能源概念，却将运营协调视为既定条件。时间匹配文献指出，逐时平衡才是更具挑战性的目标，尤其是在系统层面。灵活性文献刻画了弥合差距所需的物理资源，却未涉及调度这些资源的市场。点对点市场文献设计了市场，但很少将其与物理特征明确的多载能流社区联系起来。关于分布式优化和市场均衡的方法论文献，架起了集中式与分散式组织方式之间的桥梁，但很少将其应用于正能源区的双向逐时平衡。下文将回顾各类文献中最相关的研究，并说明本文的定位。

Sareen等人 [2] 通过围绕定义、边界条件和评估提出的十个问题，系统阐释了正能源区（PED）这一概念；Sassenou等人 [10] 则回顾了部署过程中面临的挑战。具体而言，Nikolic等人 [4]认为，年度能源平衡只是一阶指标；要判断一个区域是否有利于能源系统，还需要考量时间分辨率、电网交互和灵活性。Bossi等人 [11]分析了61个欧洲案例，记录了场地的多样性，以及年度目标与运行绩效之间的差距。这些研究确立了这一概念及其设计空间。然而，它们是在

固定的运营框架下评估该区域，并未将其资产协调以及产消者之间的市场作为决策变量。

关于清洁电力时间匹配的讨论已从定量角度表明，逐小时匹配的要求远高于年度匹配。Xu等人 [5] 针对企业采购指出，逐小时匹配会改变成本和技术组合，而其系统层面的影响则因实施方式不同而大相径庭。Riepin等人 [12] 认为，这种匹配能够加速先进清洁技术的采用；Riepin等人 [13]则通过时空负荷转移，将同样的方法拓展至灵活需求。现有文献研究的是企业或系统层面，而非配电网连接社区；也未涉及界定区域问题的双向电网负担或配电系统运营商承载上限。本文将这一时间匹配论点拓展至区域尺度，并将其视为双向问题。

能源灵活性是弥合逐小时差距的物理资源。Reynders 等人 [14] 提出了一种通用方法，用于表征住宅建筑中建筑结构热储能的灵活性；Li等人 [15]则综述了建筑灵活性的表征与量化方法，涵盖热容、热储能和可控负荷。这为本文采用的建模方式提供了依据：以符合实际的效率和损耗来表示电力与热能储能，并将有界可转移需求表示为虚拟储能。基础模型通过经校准的度时模型，将建筑热需求设为外生变量；此外，还通过敏感性分析加入了有界围护结构储热装置。

Sousa 等人 [8] 和 Tushar 等人 [9] 将点对点市场和社区型市场作为产消者社区的市场层进行了综述，并整理了针对这些市场提出的市场设计。Sorin 等人 [16] 通过共识机制并结合产品差异化实现了点对点市场出清，Goitia-Zabaleta 等人 [17] 则在中央协调器的协调下，分两个阶段管理社区型点对点市场。与本文最接近的研究方向，是将点对点交易与物理配电网络相连接。Guerrero 等人 [18] 在低压馈线的电网约束下开展点对点交易，Jin 等人 [19]则综述了本地灵活性市场，在这类市场中，电网需求会被定价并分配给交易。在本文中，我们采用具有统一出清价格的社区池，并加入配电系统运营商拥塞价格，通过对偶性将二者与规划者相连接。这样，我们便能够驱动价格，而不是预先假定价格。

集中式优化与去中心化市场之间的关系，是能源经济学中的经典主题。Le Cadre 等人 [20] 从变分框架到广义纳什框架分析了点对点市场均衡。Kraning 等人 [21] 通过交替方向乘子法（ADMM）和近端消息传递，为集中式解与去中心化解之间提供了算法桥梁。我们将均衡计算为凸社区问题，并从其对偶变量中获取市场价格和拥塞价格；原则上，本地价格调整可以达到这些价格，而无需我们开发相应的迭代过程。对电力和热能进行耦合的区域还需要采用多能源处理方法。Geidl 和 Andersson 提出了能源枢纽，其中不同能源载体通过转换和储能相互连接；Ramsebner 等人 [23] 则综述了建立在该概念之上的部门耦合概念。最后，数字孪生已被提出作为能源系统的信息骨干，可提供经校准的模型、状态估计和快速假设分析 [24, 25]。本文采用的共享预测层是一个决策支持平台，而不是完整的数字孪生。它分发通用的日前预测，但不具备状态估计、同步或模型更新功能。区块链和交易型能源概念为点对点交易提供了结算层 [26, 27],，其合理性通常仅通过定性方式加以论证。

近期有几项研究探讨了这一联合问题，有助于明确本文的贡献。Wang等人 [28]设计了一种具有合作行为的多能源P2P市场；Li等人 [29] 则将数字孪生与多个能源枢纽之间的P2P共享相结合，但两者都未设定配电网承载上限，也未将市场价格与规划者基准联系起来。Sun 等人 [30]使电热联合系统中的点对点交易能够感知网络约束；Bjarghov等人 [31] 则通过协调式非保证接入提升承载能力。两者都将电网明确纳入社区问题，但均未采用双向小时自给自足的框架，也未涉及规划者—均衡对偶性。Taxt等人 [32] 梳理了社区融入配电网的发展路径。Crowley 等人 [33] 探讨了预算平衡、个体理性、公平分配和动态

电网服务定价，以及我们仅以简化形式处理并留待未来研究的结算和参与属性。相较于上述研究，本文的主要贡献在于构建了一个集成凸模型，涵盖多载能流区域、其点对点交易池，以及耦合点处的净出口接纳上限；其中，市场价格和拥塞价格由两个耦合约束的乘子推导得出。相同的对偶性使分散式均衡与中央运营商能够在相同的物理基础上进行比较。协调差距被分解为三种机制：共享预测、点对点交易和电网感知定价，并在经校准的区域原型上分别评估其数值。该分解表明，运营协调作用于小时不平衡的剩余方，而短缺侧则受已安装储能的限制。表 1从六项特征对比了本文与最为相关的研究，其中 否 表示某项特征缺失或为外生设定，部分 表示以简化形式处理，是表示该特征是研究的核心。

表 1：与近期最相关研究的特征比较。

研究	多能源载体	小时平衡	出口托管	点对点市场	规划者对偶性	电网价格
Wang等人 [28]	yes	部分	no	yes	部分	no
Sun 等人 [30]	yes	部分	yes	yes	部分	部分
Bjarghov等人 [31]	no	部分	yes	no	no	部分
Li等人 [29]	yes	部分	no	yes	no	no
Crowley 等人 [33]	no	部分	部分	yes	部分	yes
Taxt 等人 [32]	部分	no	部分	no	no	部分
所提出的模型	yes	yes	yes	yes	yes	yes

3. 方法论

3.1. 问题设定与社区表征

我们考虑一个正能源社区，该社区以能源社区的形式组织，由连接至配电网的产消者代理组成，并通过单一公共耦合点（PCC）接入电网。社区使用两种能源载体：电力和热能，两者通过热泵和热储能耦合。社区与配电系统运营商（DSO）互动，后者通过出口接纳上限和电网费率管理耦合点。每个主体 $a \in \mathcal{A}$ 拥有一组技术，包括屋顶和立面光伏、光伏热集热器、热泵、电池、热储能、可用时的区域供热接入，以及可控的可转移负荷。图 1 展示了模型的结构。产消者通过社区池彼此交换盈余，且只有通过耦合点的汇总净交换才能与电网交互；配电系统运营商（DSO）对出口侧进行限制。

我们并列考虑社区的两种组织方式。在集中协调下，社区运营商利用完整信息对所有资产进行联合优化，并将内部转移视为无成本。在分散协调下，每个主体优化自身成本，在社区池中以出清价格交易盈余，并对配电系统运营商（DSO）的电网信号作出响应。两种组织方式之间的差异即为协调差距；所建模的平台则是能够缩小这一差距的信息与市场机制的集合。我们重点研究其中三种机制。本文中的平台仅通过这三种机制发挥作用。本文不涉及通信架构、数据治理、网络安全和实时数据交换，研究结果也不对这些方面作出论述。 预测透明度使主体能够依据平台分发的共享预测进行规划，而非依赖私有且短视的信息。内部点对点市场使主体能够在接入电网前彼此交易盈余。电网感知定价使配电系统运营商（DSO）能够传递拥塞信号，从而让主体将接纳上限纳入决策，避免弃电。规划时域离散为若干长度为 $t \in \mathcal{T} = \{1, \ldots, T\}$ 的时间步长 Δt，并由每个季节的代表性周构成；每个时间步长均带有年化权重 w_t，用于将代表性周的量换算为全年数值。主要集合、参数和决策变量汇总于表 2。

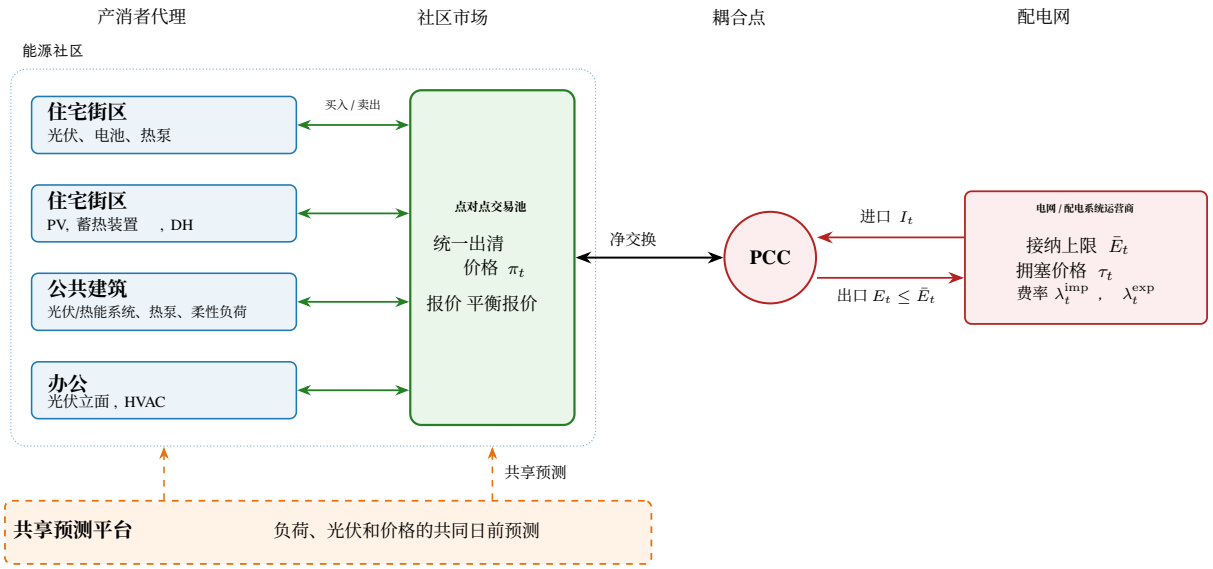

图1：多能源载体产消者社区的架构，展示主体、点对点池、公共耦合点（PCC）、配电系统运营商电网接口以及共享预测平台。

表2：全文使用的符号。

符号	描述	符号	描述
集合、索引与对象			
$\mathcal{T}, \mathcal{A}, \mathcal{S}$	时间步长度 Δt，产消者主体、代表性季节	$t, a, \sigma(t)$	时间步索引、主体索引，步骤 t所属季节
Ξ, $\mathcal{X}_a$	所有内生变量的集合，主体 a 的可行集	x_a	主体 $a(x_a \in \mathcal{X}_a)$ 的决策向量
参数——技术与能源需求			
Δt, w_t	步长、年化权重 步 t [时，–]	$光伏_{at}^{\text{av}}$	可用光伏功率 [千瓦]
Q_{at}^{pvt}	光伏光热供热 [千瓦]	D_{at}^{fix}	固定（不可转移）电力需求 [千瓦]
D_{at}^{sh}	基准可转移电力需求 [kW]	D_{at}^{h}	热需求（外生） [千瓦]
$T_t^{环境温度}$	环境温度 [°C]	性能系数$_0$, κ_{COP}	热泵性能系数截距和斜率 [–, 1/°C]
$\bar{C}_a^B$, $\bar{P}_a^B$	电池能源和功率容量 [千瓦时，千瓦]	$\underline{\sigma}, \bar{\sigma}$	电池荷电状态下限和上界 [–]
η_{ch}, η_{dis}	电池充电和放电效率 [–]	δ_a	循环能量的电池退化成本 能源 [€/千瓦时]
$\bar{C}_a^T$, $\bar{P}_a^T$	储热能量和功率容量 [千瓦时，千瓦]	η_T, κ_T	储热效率和静态损耗率 [–, 1/小时]
$\alpha_a, \bar{q}_a^{\text{sh}}$	可转移负荷灵活性比例和日内储能容量 [–，千瓦时]		

表 2（续）

符号	描述	符号	描述
c^{f}, F_a	围护结构有效热容量和空调面积，结构敏感度仅为 [千瓦时/(m²K)，m²]	$\kappa_a^{\mathrm{f}}, \Delta\theta$	围护结构静态热损失率和舒适区间半宽，织物敏感度仅为 [1/小时，K]
参数——市场、电网和目标			
$\lambda_t^{\mathrm{imp}}, \lambda_t^{\mathrm{exp}}$	电网购售电价格 [€/千瓦时]	τ^{use}	按量计费的系统使用费 [€/千瓦时]
λ^{dh}	区域供热能源价格 [€/千瓦时]	$\mathrm{EF}_t^{\mathrm{g}}, \mathrm{EF}^{\mathrm{dh}}$	电网和区域供热排放因子 [千克 CO_2/千瓦时]
$\bar{E}_t$	配电系统运营商出口接纳上限位于耦合点 [千瓦]	$\mu, \varepsilon^{\mathrm{s}}, \varepsilon^{\mathrm{d}}$	碳价、弃电量和弃热平局判定惩罚项 [€/千克 CO_2，€/千瓦时，€/千瓦时]
ε^{r} ϵ_0	电网和能源池流量正则项，匹配率容差 [€/(千瓦²小时)，kW]	$\bar{M}_a$	电网与主体 a [的能源池流量上限为] 千瓦
性能系数，性能系数	下界和上界热泵性能系数 [–]		
决策变量			
PV_{at}	已调度的光伏功率 [千瓦]	充$^B_{at}$，放$^B_{at}$，e^B_{at}	电池充电、放电、荷电状态 充电 [千瓦、千瓦、千瓦时]
充$^T_{at}$、放$^T_{at}$、e^T_{at}	蓄热充能、放电、状态 [千瓦、千瓦、千瓦时]	P^{he}_{at}，$P^{\text{电阻式热能}}_{at}$	热泵电输入、电阻式电阻加热输入 [千瓦]
区域供热$_{at}$，Q^{d}_{at}	区域供热输入，弃热 [kW]	$d^{\mathrm{sh}}_{at}, q^{\mathrm{sh}}_{at}$	已供电可转移负荷，转移虚拟储能状态 [千瓦，千瓦时]
输入$_{at}$，输出$_{at}$	代理（计量）电网进口和出口 [千瓦]	s_{at}, b_{at}	电力池售电和购电 [千瓦]
u^B_{at}	电池非 simultaneity 二元变量 [–]	I_t，E_t，CURT_t	社区净进口、净出口，限发净出口 [千瓦]
$e^{\text{储}t}$，u_{at}	围护结构储热装置状态和预热充电量，仅围护结构敏感度 [千瓦时，kW]		
辅助量、价格和指标			
性能系数$_{at}$	热泵性能系数（来自 T_t^{amb}） [–]	L_t^{spl}	可再生能源弃用（未使用的光伏加上限发净出口） [千瓦]
π_t，τ_t	点对点交易出清价格，拥塞价格 [€/千瓦时]	$\lambda_t^{\mathrm{pool}}, \lambda_t^{\mathrm{host}}$	池平衡和净托管约束 [€/千瓦]
$\hat{\lambda}^{\mathrm{pool}}_t$，$\hat{\lambda}^{\mathrm{host}}_t$	权重归一化对偶变量，其中 $\pi_t = -\lambda_t^{\mathrm{pool}}/(w_t\Delta t)$和 $\tau_t = \lambda_t^{\mathrm{host}}/(w_t\Delta t)$ [€/千瓦时]	D_t，可再生能源$_t$	已服务电力需求，可用可再生能源发电 [千瓦]

表 2（续）

符号	描述	符号	描述
成本，CO_2	净成本、碳排放 [€，千克 CO_2]	SSR，LPI^{os}，HMR	自给率、供过于求正值损失指数、逐小时匹配率 [–]
Γ_v、ϱ_v	协调差距和恢复变体比例 v [€,–]		

表 3：各编号方程及均衡结果的来源。

方程	状态	来源及差异
(1a)	改编	含碳项的标准产消者运行成本。两个平局判定惩罚项以及耦合流正则项是本文实现唯一分配的手段。
(1b)，(1c)	标准	Xu 等人之后的退化成本 [34]
(1d)	本文	能源枢纽载能体平衡 [22]
(1e)–(1h)	标准	将弃热限制在光伏-光热输入范围内，从而避免电力被隐藏为倾倒热量
(1i)–(1k)	标准	能源枢纽公式中的储能动态，采用单向效率，荷电状态窗口、功率额定值和非同时性二元变量
(1l)–(1p)	改编	采用往返效率并考虑静态损耗的热储能
(1q)	改编	Gils [37]之后的可转移需求。该修改采用有界的日内虚拟储能，并在每个日界时闭合，从而限制转移的深度和持续时间。
(1r)	标准	耦合点的接纳上限，遵循非保证接入限值 [31] 的思路。本文选择净值形式，而非总值形式
(1s)	约定	社区资源池出清 [8]
(1t), (1u)	约定	使每个主体的可行集成为紧致集的有限界限，这是假设所需的条件 1
(1v)	标准	季节循环储能闭合，一种代表周期建模约定
(2)	标准	非负性和整数性约束
(3)	混合	性能系数与环境温度呈仿射关系，并截断为 [38]
(4)	本文	自给率是一项标准的自消费指标 [39]。过剩供给指数是本文的盈余侧镜像
(5), (6)	标准	按持续时间加权的小时匹配率，与小时匹配文献相关已引用
(7)	本文	价格接受者代理问题与市场出清 [20]
(8)–(13)	本文	协调差距与恢复比例
		天气、太阳能、负荷、热能和可再生能源的确定性典型生成器定容规则

3.2. 集中式优化问题

下文完整陈述社区问题，其完整性至关重要。命题 1 中的均衡结果取决于哪些约束将各主体耦合在一起，哪些约束仅属于单个主体；只有明确列出每一项约束，才能看出这种划分。本文的两个经济信号是两个特定约束的对偶乘子：池清算条件（1r）对应的点对点价格，以及接纳上限（1q）对应的拥塞价格。随后，根据池和拥塞价格是否启用，定义协调实验的各个阶段。这意味着，各阶段的区别在于所列优化程序不同，而非文字描述不同。大多数构成要素都是标准做法，表3列出了每一项的来源。运营者在满足每个主体的多能源枢纽约束及社区电网耦合约束的前提下，最小化货币化目标函数，即电网净成本、碳定价排放成本与小额严格凸正则化惩罚项之和。在集中协调下，点对点交易在内部相互抵消，因此不会计入

成本。该优化程序是针对社区的社会规划者问题，不过其目标函数是成员在所列电价和结算规则下的运营账单总和。

目标函数（1a）将运行指标货币化。每一项的单位均为 €，各项之间的权衡可直接从成本中看出；自发自用并非目标函数中的一项，而是最小化目标函数后的结果。各项均按主体和时间步定义。电网净成本为电网购电成本减去出口收入，再加上按量计费的系统使用费 τ^{use}。电池退化成本 δ_a 根据循环能量对储能损耗定价。区域供热能源按价格 λ^{dh}计费。碳成本按碳价 μ计入电网购电和区域供热。两个较小的平局判定惩罚项 ε^{s} 作用于可再生能源弃用光伏$^{\text{av}}_{at}$ –光伏$_{at}$ 以及 ε^{d} 作用于弃热的惩罚项，使弃电量和弃热量的分配唯一。对电网与池流量施加一个较小的正则项 ε^{r} ，使松弛规划在这些流量上严格凸。因此，正则化后的电网与池流量是唯一的，也可消除相互抵消的池内往返交易。每个时间步均按 $w_t\Delta t$加权，从而将代表周成本年化。全文所述的成本是指经济目标，即私人运营成本（电网购电成本减去出口收入、加上电价、退化成本和区域供热能源成本）加上货币化碳成本。该成本不包括三个较小的数值惩罚项ε^{s}、ε^{d}、 ε^{r}；这些惩罚项仅计入求解器的原始目标函数，以选出唯一分配。本文所有协调差距均依据该经济成本评估。给定目标函数以及每个主体的多能源载体约束和电网耦合约束后，集中式社区运营商（社会规划者，SP）求解

$$
\begin{aligned}
\min_{\Xi} \quad & \sum_{t\in\mathcal{T}} w_t\Delta t \sum_{a\in\mathcal{A}} \Bigg[\underbrace{\lambda^{\text{imp}}_t \text{imp}_{at} - \lambda^{\text{exp}}_t \text{exp}_{at} + \tau^{\text{use}}\big(\text{imp}_{at}+\text{exp}_{at}\big)}_{\text{Net grid cost}} + \underbrace{\lambda^{\text{dh}}\text{DH}_{at}}_{\text{District heating cost}} \\
& + \underbrace{\delta_a\big(\text{ch}^B_{at}+\text{dis}^B_{at}\big)}_{\text{Battery degradation cost}} + \underbrace{\mu\big(\text{EF}^{\text{g}}_t\text{imp}_{at}+\text{EF}^{\text{dh}}\text{DH}_{at}\big)}_{\text{Carbon cost}} \\
& + \underbrace{\varepsilon^{\text{s}}\big(\text{PV}^{\text{av}}_{at}-\text{PV}_{at}\big) + \varepsilon^{\text{d}}Q^{\text{d}}_{at} \quad + \varepsilon^{\text{r}}\big(\text{imp}^2_{at}+\text{exp}^2_{at}+b^2_{at}+s^2_{at}\big)}_{\text{Numerical penalties}} \Bigg] \qquad (1a)
\end{aligned}
$$

s.t.

$$\text{PV}_{at} + \text{dis}^B_{at} + \text{imp}_{at} + b_{at} = D^{\text{fix}}_{at} + d^{\text{sh}}_{at} + \text{ch}^B_{at} + P^{\text{he}}_{at} + P^{\text{res}}_{at} + \text{exp}_{at} + s_{at}, \qquad (1b)$$

$$\text{COP}_{at}P^{\text{he}}_{at} + P^{\text{res}}_{at} + Q^{\text{pvt}}_{at} + \text{dis}^T_{at} + \text{DH}_{at} = D^h_{at} + \text{ch}^T_{at} + Q^{\text{d}}_{at}, \qquad (1c)$$

$$0 \le Q^{\text{d}}_{at} \le Q^{\text{pvt}}_{at} \ , \qquad (1d)$$

$$e^B_{a,t+1} = e^B_{at} + \eta_{\text{ch}}\text{ch}^B_{at}\Delta t - \tfrac{1}{\eta_{\text{dis}}}\text{dis}^B_{at}\Delta t, \qquad (1e)$$

$$\underline{\sigma}\bar{C}^B_a \le e^B_{at} \le \bar{\sigma}\bar{C}^B_a, \qquad (1f)$$

$$\text{ch}^B_{at} \le \bar{P}^B_a u^B_{at}, \qquad (1g)$$

$$\text{dis}^B_{at} \le \bar{P}^B_a (1-u^B_{at}), \qquad (1h)$$

$$e^T_{a,t+1} = (1-\kappa_T\Delta t)e^T_{at} + \eta_T\text{ch}^T_{at}\Delta t - \tfrac{1}{\eta_T}\text{dis}^T_{at}\Delta t, \qquad (1i)$$

$$0 \le e^T_{at} \le \bar{C}^T_a, \qquad (1j)$$

$$0 \le \text{ch}^T_{at}, \text{dis}^T_{at} \le \bar{P}^T_a, \qquad (1k)$$

$$q^{\text{sh}}_{a,t+1} = q^{\text{sh}}_{at} + (D^{\text{sh}}_{at} - d^{\text{sh}}_{at})\Delta t, \qquad (1l)$$

$$-\bar{q}^{\text{sh}}_a \le q^{\text{sh}}_{at} \le \bar{q}^{\text{sh}}_a, \qquad (1m)$$

$$q^{\text{sh}}_{a,24j} = 0, \qquad (1n)$$

$$|d^{\text{sh}}_{at} - D^{\text{sh}}_{at}| \le \alpha_a(D^{\text{fix}}_{at} + D^{\text{sh}}_{at}), \qquad (1o)$$

$$0 \le \text{光伏}_{at} \le \text{光伏}^{\text{av}}_{at}, \qquad (1p)$$

$$\textstyle\sum_{a\in\mathcal{A}} \big(\text{exp}_{at} - \text{imp}_{at}\big) \le \bar{E}_t, \qquad (1q)$$

$$\sum_{a\in\mathcal{A}} s_{at} = \sum_{a\in\mathcal{A}} b_{at}, \tag{1r}$$

$$0 \le \mathrm{imp}_{at},\, \mathrm{exp}_{at},\, b_{at},\, s_{at} \le \bar{M}_a, \tag{1s}$$

$$e^B_{aS\ell} = e^B_{a0}, \qquad \ell = 1,\dots,|\mathcal{S}|, \tag{1t}$$

$$e^T_{aS\ell} = e^T_{a0}, \qquad \ell = 1,\ \dots\dots,\ |\mathcal{S}|, \tag{1u}$$

$$\text{光伏}_{at},\ \text{充电}^B_{at},\ \text{放电}^B_{at},\ e^B_{at},\ \text{充电}^T_{at},\ \text{放电}^T_{at},\ e^T_{at} \ge 0,$$

$$P^{\mathrm{he}}_{at}, P^{\mathrm{res}}_{at}, \mathrm{DH}_{at}, d^{\mathrm{sh}}_{at}, \mathrm{imp}_{at}, \mathrm{exp}_{at}, s_{at}, b_{at} \ge 0, \quad u^B_{at} \in \{0,1\}. \tag{1v}$$

其中 $\Xi = \{\text{光伏}_{at}、\ \text{充电}^B_{at}、\ \text{放电}^B_{at}, e^B_{at}、\ \text{充电}^T_{at}、\ \text{放电}^T_{at}, e^T_{at}, P_{\text{供热}at}, P_{\text{可再生能源}at}、\ \text{区域供热}_{at}, Q^{\mathrm{d}}_{at}, d^{\mathrm{sh}}_{at}, q^{\mathrm{sh}}_{at}、\ \text{购电}_{at}、\ \text{售电}_{at}, s_{at}, b_{at}, u^B_{at}\}$

是决策变量集合。唯一的整数约束是电池非 simultaneity 二元变量 u^B_{at} （见1g）和（1h），唯一的非线性是电网与池流量上的小型凸正则项 ε^{r}。因此，该规划是混合整数二次规划问题（MIQP）。其连续松弛记为$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$，将二元变量松弛为 $[0,1]$。于是它成为一个凸二次规划，在电网与池流量方面严格凸；其正则化电网与池流量是唯一的，且其最优值是混合整数目标函数的下界。年度净进口的界限刻画了成本与自给自足之间的权衡。（1c）中的热泵性能系数是一个与温度相关的参数，

$$\mathrm{COP}_{at} = \mathrm{clip}\big(\mathrm{COP}_0 + \kappa_{\mathrm{COP}}(T^{\mathrm{amb}}_t - 7),\, \underline{\mathrm{COP}},\, \overline{\mathrm{COP}}\big), \qquad \mathrm{clip}(x,\ell,u) = \min\{\max\{x,\ell\},u\}, \tag{2}$$

该系数仅取决于外生环境温度，并以固定系数的形式纳入热平衡，因此决策变量构成的规划问题仍为线性。除非量词另有说明，这些约束对每个主体 $a \in \mathcal{A}$和每个时段$t \in \mathcal{T}$均成立。约束 (1b) 为代理人电力平衡，其中光伏调度、电池放电、电网购电和能源池购电共同满足固定负荷与移峰负荷，并承担电池充电、热泵及电阻式电供热、电网上网和能源池售电。约束 (1c) 为热平衡，由热泵按照随温度变化的性能系数 (2)、电阻式热能、光伏光热供热、热储能放电和区域供热共同满足，热需求 D^h_{at} 为外生给定。因此，模型显式表示了可再生能源弃电；任何未调度、储存、消耗或出口的可用光伏功率，均记为弃电量 $\mathrm{PV}^{\mathrm{av}}_{at} - \mathrm{PV}_{at}$。约束 (1e) 至 (1h) 通过单向充放电效率、荷电状态窗口、功率额定值以及禁止同时充放电的二元变量 u^B_{at} 来约束电池；保留该变量是为了保持模型的一般性。在所有计算所得的解中均未观察到同时充放电的情况，因为效率损耗和退化成本会抑制这种行为；我们还对此进行了事后检查。约束 (1i) 至 (1k) 对热储能进行约束，其中包括往返效率 η_T 和每小时静态损耗 κ_T。约束 (1l) 至 (1n) 将可转移负荷建模为有界虚拟储能 q^{sh}_{at}，该储能累积基准负荷与供给负荷之差，受限于 $\bar{q}^{\mathrm{sh}}_a$，并在每个日界 $24j$ 归零；因此，负荷只能在一天内、且只能在有限时长内转移。储能状态可以降至其下限以下的负值，从而允许可转移负荷提前于基准时段供给；这正是对目标柔性负荷进行预先供给的设计意图。基础模型未表示建筑热质量。在一项敏感性分析中，我们为每个热泵主体启用了有界的日内围护结构储能，其形式与约束 (1l) 中的可转移负荷储能相仿：预热会提高围护结构状态 e^{f}_{at}，该状态以建筑时间常数的倒数衰减，$e^{\mathrm{f}}_{a,t+1} = (1-\kappa^{\mathrm{f}}_a \Delta t) e^{\mathrm{f}}_{at} + u_{at}\Delta t$，其中 $0 \le e^{\mathrm{f}}_{at} \le c^{\mathrm{f}} F_a \Delta\theta$，并在每个日界归零；热泵的热功率额定值则约束供给热量与充热量之和，$D^h_{at} + u_{at} \le q^{\mathrm{des}}_a$。其余所有结果中均关闭了该开关。约束 (1o) 和 (1p) 分别根据柔性比例 α_a 限制每小时负荷偏差，并将光伏调度限制在可用光伏功率 $\mathrm{PV}^{\mathrm{av}}_{at}$以内。约束 (1q) 是公共耦合点的净出口接纳上限。产消者共用该耦合点，但分别计量。每个产消者分别按照零售电价和上网电价，与零售商结算各自的购电量和上网电量；因此，目标函数对主体层面的电力流求和。然而，变压器承载的只是社区净注入。该约束限制的是净出口 $\sum_a(\mathrm{exp}_{at} - \mathrm{imp}_{at}) \le E_t$，而非总上网电量。产消者之间的内部电力交换，无论是通过

低压馈线进行物理交换，还是通过能源池进行财务结算（1r），都不会经过变压器。这一单一上限是对与配电系统运营商接口的简化表示，并未涵盖馈线电压、网络损耗、变压器热负荷，也未限制进口侧。由于零售电价高于上网电价，没有主体会在同一时段既购电又上网。社区协调时，总上网电量与净出口相等；只有在未协调的产消者分别与电网交易时，两者才会出现差异，而能源池所捕捉的正是这一价值。[1]约束 (1r) 在每个时段对社区能源池进行内部结算，并使能源池的总售电量等于总购电量。约束 (1t) 和 (1u) 通过在每个季节边界将储能水平固定为共同的起始水平 $S\ell$，使每个代表性季节的储能状态保持中性，从而避免非物理的跨季节状态转移。约束 (1v) 规定了决策变量的非负性和整数性约束。

3.3. 绩效指标

三个运行指标概括了区域绩效。净成本和碳排放分别是目标函数 (1a) 中的货币部分和碳排放部分。自发自用基于社区净电网交换量进行衡量。设步骤 t 的社区净取电量为 $n_t = \sum_a (\mathrm{imp}_{at} - \mathrm{exp}_{at})$，净进口量为 $I_t = \max(n_t, 0)$，净出口量为 $E_t = \max(-n_t, 0)$。弃电量为 $L_t^{\mathrm{spl}} = \sum_a (\mathrm{PV}_{at}^{\mathrm{av}} - \mathrm{PV}_{at}) + \mathrm{CURT}_t$。在此表达式中，$\mathrm{PV}_{at}$是优化过程中选定的光伏调度，尚未计入任何补救措施。差值 $\mathrm{PV}_{at}^{\mathrm{av}} - \mathrm{PV}_{at}$ 是优化弃电量，而 CURT_t 是配电系统运营商补救措施导致的额外净出口弃电量。二者互不重叠，且可用可再生能源满足恒等关系 $\sum_a \mathrm{PV}_{at}^{\mathrm{av}} = (\text{自发自用}) + (\text{有效出口}) + L_t^{\mathrm{spl}}$，不存在重复计算。过剩供给指数结合了有偿上网电量部分与弃电或弃电量部分，二者的福利符号相反；我们将“低效”和“负担”保留用于后者，并将有偿上网电量视为会给电网带来压力，但不一定产生成本。对于这项核算，我们将净出口归因于可再生能源发电；只要净出口不超过同期可再生能源盈余，这一归因就是准确的。该模型不追踪储存电力的来源，而正式的来源溯源声明需要追踪这一信息。设 D_t 为已服务电力需求，RES_t 为可用可再生能源发电量。我们以小时分辨率给出两个能源比率：自给率 (SSR)，即无需净进口电网电力即可满足的已服务需求占比；以及其盈余侧镜像——过剩供给正值损失指数 ($\mathrm{LPI}^{\mathrm{os}}$)，即出口或弃电而非自发自用的可用可再生能源发电量占比，

$$\mathrm{SSR} = 1 - \frac{\sum_t I_t w_t \Delta t}{\sum_t D_t w_t \Delta t}, \qquad \mathrm{LPI}^{\mathrm{os}} = \frac{\sum_t (E_t + L_t^{\mathrm{spl}}) w_t \Delta t}{\sum_t \mathrm{RES}_t w_t \Delta t}. \tag{3}$$

步骤权重 $w_t \Delta t$保留在求和式中。权重 w_t 是季节性年化权重，在四个代表周之间各不相同。每个比率都是四个代表周的年化能量加权平均值。由于这些指标按能量加权，我们还报告小时匹配率（HMR），即未发生净进口的小时按时长加权的比例，

$$\mathrm{HMR} = \frac{\sum_t \mathbf{1}[I_t \le \epsilon_0]\, w_t}{\sum_t w_t}, \tag{4}$$

其中，ϵ_0 是一个很小的数值容差。SSR 和 $\mathrm{LPI}^{\mathrm{os}}$ 均按能源加权，前者依据已满足的需求，后者依据可用可再生能源发电量。HMR 统计小时数，是一个真正以小时占比表示的指标。这三者不能作为占比相互比较；仅在 HMR 中，一个小时的小幅电力缺口与一个小时的大幅电力缺口计数相同。剩余小时不平衡由这一对指标表示（$1 - \mathrm{SSR}$，$\mathrm{LPI}^{\mathrm{os}}$）。年度正值性要求 $\sum_t \mathrm{RES}_t w_t \Delta t \ge \mathcal{D}$，

[1]在表 B.10所示的日内价格极值时段也不例外，零售电价在每个小时都高于上网电价。对于每个区域，零售电价与上网电价之差 $\lambda_t^{\mathrm{imp}} + \tau^{\mathrm{use}} - \lambda_t^{\mathrm{exp}} = (1 - \lambda^{\mathrm{exp}}/\lambda^{\mathrm{imp}})\lambda_t^{\mathrm{imp}} + \tau^{\mathrm{use}}$ 均严格为正，因为出口比率低于一、电价非负，且进口电价在日内低谷时仍为正。

其中 $\mathcal{D}$（13）所示的年度电力当量需求13采用相同的时段权重，并按平均热泵性能系数将热能换算为电力。区域即使满足这一要求，仍可能在冬季和夜间时段出现较大的电力缺口 $1-\mathrm{SSR}$，同时在夏季正午时段出现大量供过于求 $\mathrm{LPI}^{\mathrm{os}}$。如何减少其中一个组成部分，同时避免另一个部分膨胀，正是本文所探讨的协调问题。

3.4. 分散式点对点均衡

在分散协调下，每个主体将点对点价格 π_t 和配电系统运营商拥塞价格 τ_t 视为给定值，并分别求解自身的成本最小化问题，

$$\begin{aligned}\min_{x_a\in\mathcal{X}_a}\sum_t w_t\Delta t\Big[&\lambda_t^{\mathrm{imp}}\mathrm{imp}_{at}-\lambda_t^{\mathrm{exp}}\mathrm{exp}_{at}+\tau^{\mathrm{use}}(\mathrm{imp}_{at}+\mathrm{exp}_{at})+\pi_t(b_{at}-s_{at})+\tau_t(\mathrm{exp}_{at}-\mathrm{imp}_{at})\\&+\delta_a(\mathrm{ch}_{at}^B+\mathrm{dis}_{at}^B)+\lambda^{\mathrm{dh}}\mathrm{DH}_{at}+\mu\big(\mathrm{EF}_t^{\mathrm{g}}\mathrm{imp}_{at}+\mathrm{EF}^{\mathrm{dh}}\mathrm{DH}_{at}\big)\\&+\varepsilon^{\mathrm{s}}(\mathrm{PV}_{at}^{\mathrm{av}}-\mathrm{PV}_{at})+\varepsilon^{\mathrm{d}}Q_{at}^{\mathrm{d}}+\varepsilon^{\mathrm{r}}\big(\mathrm{imp}_{at}^2+\mathrm{exp}_{at}^2+b_{at}^2+s_{at}^2\big)\Big],\end{aligned}\tag{5}$$

其中 $\mathcal{X}_a$ 是该主体自身的可行集，即（1）中属于该主体的行。每一项都与规划器目标函数（1a）中相应的单个主体项相匹配。主体问题（5）正是对两个耦合约束——池平衡（1r）和净出口接纳上限（1q）——进行对偶化后所得部分拉格朗日函数中的主体部分。主体根据其净池头寸 π_t 支付点对点价格 $b_{at}-s_{at}$，并根据其净电网上网 $\mathrm{exp}_{at}-\mathrm{imp}_{at}$ 支付拥塞价格 τ_t，这与接纳上限的净值形式一致；同时，它将两种价格都视为参数。当池实现平衡且总净出口不超过接纳上限时，市场实现出清，

$$\sum_a s_{at}=\sum_a b_{at}\ \Rightarrow\ \pi_t,\tag{6a}$$

$$\sum_a(\mathrm{exp}_{at}-\mathrm{imp}_{at})\le\bar{E}_t,\ \tau_t\ge 0,\ \text{complementary}\ \Rightarrow\ \tau_t.\tag{6b}$$

若一个元组 $(x^*,\ \pi^*,\ \tau^*)$ 中的每个主体都求解（5），且出清条件（6）成立，则该元组构成社区市场的竞争均衡。我们作出两个标准假设。

假设 1（凸性产消者）。 将电池充放电互斥二元变量松弛到单位区间，使每个可行集 $\mathcal{X}_a$ 成为凸多胞体。设备流量受有限的装机容量和需求约束。电网与池流量（购电$_{at}$，售电$_{at}$，b_{at}，s_{at}）设有明确的有限上界，该上界取为峰值可行流量的较大倍数，从而使 $\mathcal{X}_a$ 紧致。在电网与池流量上添加一个较小的二次正则项 ε^{r}（小时功率变量的单位为 €/(千瓦^{2}小时)）。该正则项会惩罚总交易，从而消除（b_{at}，s_{at}）中的任何抵消性往返交易，并使正则化电网与池流量唯一。为其提供支持的储能、供热及其他内部设备调度仍可能不唯一。

假设 2（价格接受）。 每个主体都将点对点价格 π_t 和拥塞价格 τ_t 视为给定值，不会采取策略性行动来影响这些价格。

假设 1 中的松弛对于产消者运行而言并不苛刻，因为家庭控制器无需求解混合整数规划；此外，往返效率和退化成本会抑制同时充电与放电，而在所有计算所得的解中，同时充放电均为零。在这些假设下，均衡分配求解 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$，经济价格则是社区问题中耦合约束的乘子。

命题*1*（正则化社区最优解的竞争性实现）。在假设 *1* 和 *2* 下，只要 SP_{rel} 可行，*(5)* 和 *(6)* 的竞争均衡就存在，且其分配求解 SP_{rel}。由于所有约束均为多面体约束，因此无需约束资格条件即可成立强对偶。每个均衡都具有相同的电网与池流量（imp^*、exp^*、b^*、s^*），这些流量是正则化问题的唯一最优流量，并具有相同的最优成本。内部设备调度不一定唯一。支持价格存在，并且等于池平衡约束 *(1r)* 和净出口接纳上限 *(1q)* 的按权重归一化拉格朗日乘子。由于目标函数带有年化权重 $w_t\Delta t$，而耦合约束不带该权重，因此 $\in$ 每千瓦时的经济价格分别为 $\pi_t^* = \hat{\lambda}_t^{\mathrm{pool}} \equiv -\lambda_t^{\mathrm{pool}}/(w_t\Delta t)$ 和 $\tau_t^* = \hat{\lambda}_t^{\mathrm{host}} \equiv \lambda_t^{\mathrm{host}}/(w_t\Delta t)$，其中 $\lambda_t^{\mathrm{pool}}$ 和 $\lambda_t^{\mathrm{host}}$ 是原始乘子，池价格的符号取决于 *(1r)* 的方向。价格不一定唯一。

证明 1. 根据假设 *1*，每个可行集 $\mathcal{X}_a$ 都是紧凸多胞体，且每个主体目标函数均为凸函数；通过正则项 ε^{r}，该函数关于电网与池流量严格凸。因此，$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$ 是一个凸二次规划。电阻式备用和电网购电使每个主体均可行，且存在一个最优解，其正则化耦合流配置唯一。只有池平衡 (1r)和净出口接纳上限 (1q)这两组约束将主体耦合起来，其余约束均为主体私有约束。用乘子$\lambda_t^{\mathrm{pool}} \in \mathbb{R}$ 和 $\lambda_t^{\mathrm{host}} \geq 0$ 对这两组约束取对偶，得到部分拉格朗日函数

$$\mathcal{L} = \sum_a f_a(x_a) + \sum_t \lambda_t^{\mathrm{pool}} \sum_a (s_{at} - b_{at}) + \sum_t \lambda_t^{\mathrm{host}} \Big(\sum_a (\mathrm{exp}_{at} - \mathrm{imp}_{at}) - \bar{E}_t \Big),$$

其中，f_a 是主体 a的目标函数，即式 *(1a)* 中按主体求和的一项，而 $\mathcal{L}$ 可按主体分解。目标函数 f_a 在每一步中均带有权重 $w_t\Delta t$，而耦合项则没有。令 $\lambda_t^{\mathrm{pool}} = -w_t\Delta t\hat{\lambda}_t^{\mathrm{pool}}$ 和 $\lambda_t^{\mathrm{host}} = w_t\Delta t\hat{\lambda}_t^{\mathrm{host}}$，即可将耦合项置于相同权重之下；此时，主体 a在 $\mathcal{L}$中的部分即成为式 *(5)* 中的主体问题，其中 $\pi_t = \hat{\lambda}_t^{\mathrm{pool}}$ 计入净购入量 $b_{at} - s_{at}$ 的成本，$\tau_t = \hat{\lambda}_t^{\mathrm{host}}$则计入净出口 $exp_{at} - imp_{at}$的成本。其余碳排放、弃电、弃置和正则项均为主体私有项，在式 *(5)* 和 *(1a)* 中完全相同。作为一个带有多面体约束的可行且有界凸二次规划，SP_{rel}无需额外的约束资格条件即可满足强对偶，其最优原始—对偶对为 $(x^*, \lambda^{\mathrm{pool}}, \lambda^{\mathrm{host}})$。其 *KKT* 系统——每个主体的私有驻点条件与可行性条件，加上池平衡等式以及接纳互补条件 $\lambda_t^{\mathrm{host}}\big(\bar{E}_t - \sum_a (exp_{at} - imp_{at})\big) = 0$，其中 $\lambda_t^{\mathrm{host}} \geq 0$——恰好是在 $(\pi^*, \tau^*) = (\hat{\lambda}^{\mathrm{pool}}, \hat{\lambda}^{\mathrm{host}})$ 处的均衡系统 *(5)* 和 *(6)*，且采用这些价格的 x^* 构成一个竞争均衡。反之，任何均衡都满足相同的系统；由于电网与池流量严格凸，其耦合流配置 (imp^*, exp^*, b^*, s^*) 和最优成本均相同。由强对偶性可知支持价格存在，但不一定唯一。

对于正则化目标函数，等价性是精确成立的。因此，竞争均衡实现了正则化社区最优解。我们给出的经济成本剔除了数值溢出、弃置和正则项惩罚。它是相应的未正则化成本，与正则化最优解之间仅相差这些破平局项。随着 $\varepsilon^{\mathrm{r}} \to 0$趋于零，正则化电网与池流量收敛至一个电网与池流量向量；该向量使不含流量正则项的问题的最优解中，代表周加权欧几里得范数 $\sum_t w_t(\mathrm{imp}_{at}^2 + \mathrm{exp}_{at}^2 + \mathrm{buy}_{at}^2 + \mathrm{sell}_{at}^2)$ 最小，其中二次惩罚项采用与目标函数相同的权重w_t 。在该极限下，只有流量正则项趋于零。溢出与弃置破平局惩罚是固定常数，且始终保持其既定数值，因此极限问题并非无惩罚问题。该正则项不会为内部储能、供热和需求响应变量选择范数最小的解，这些变量仍可能存在多个解。在满足适当正则性条件时，有界支持价格选取序列的聚点属于未正则化对偶解集。所给价格是物理约束的影子价值，至多相差趋于零的破平局项。命题 1 由此带来两个构成本文分析框架的推论。

注 1（区分差距的两个方面）。 命题 *1* 讨论的是凸完美信息阶段下的组织成本差距，并未对物理自给自足程度作出限制。物理自给自足程度受已安装储能和灵活性限制，而非组织方式限制。完美信息市场与电网价格基准消除了成本差距，但自给自足程度仍受储能限制。共享预测阶段另行介绍；仅凭该阶段本身无法实现完美信息最优解。凸性使均衡与 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$之间严格等价。若不满足凸性，均衡只能达到松弛问题，而 SP与 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$ 之间的差异无法由统一线性价格予以支持。价格接受意味着 π_t 和 τ_t 以参数的形式进入每个主体的问题。若不满足价格接受，大型出口商就会根据自身对拥塞价格或池价格的影响采取行动，均衡也会偏离$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$。

首先，均衡可以通过凸社区问题计算得出，经济价格则可由耦合约束乘子还原，因此任何核心结果都无需依赖迭代价格搜索。其次，去中心化社区与规划者之间的协调差距源于少数几种可识别的摩擦，并非市场机制本身所致。当主体依据私有且短视的信息进行规划、固定电价未能反映接纳上限的价格，以及盈余无法在内部交易时，去中心化结果便会偏离$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$；每种偏离都可归因于一种缺失的机制。从 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$ 到完整的混合整数规划器 SP 之间仍存在整数间隙，这是由电池的二元非同时决策造成的。根据命题 1 ，若没有侧支付或替代结算，通常无法通过统一的线性边际价格来实现这一间隙。

3.5. 机制瀑布、求解方法与计算

我们按照固定顺序，通过五个去中心化阶段评估协调效果，并将这一序列称为瀑布，同时将其作为两项实验来考察。第一项实验基于预测信息，从 DE0 延伸至 M1；只有在这一阶段，主体是在存在预测误差的情况下进行规划。第二项实验是完美信息分解，以 IND 为基准，依次加入池和电网价格。两者之间从 M1 到 IND 的差距并非机制贡献，而是区分预测信息阶段与完美信息阶段的未归因残差。每项实验均以各自的基准进行衡量。预测信息步骤占 DE0 与 SP 的差距的一定份额，池和电网电价步骤则分别占 IND-to-SP 距离的一定份额。以不同基准计算的份额不可相加。由于序贯边际贡献可能因顺序而异，瀑布是一条便于理解的归因路径，而不是对机制内在价值的唯一分解。

定义1 (机制瀑布)。 五种分散式变体是平台瀑布各阶段的简写标签，分别为分散式无平台基准DE0 （零种机制）、三种平台机制M1、M2和M3（依次加入共享预测、点对点市场出清和电网感知定价），以及独立完美信息对照IND，即第二项实验的基准。定义如下。

DE0 无平台。每个主体在固定电价且无电力池的条件下，独立地在每日滚动时域内进行优化，基于自身的私有日前预测制定计划，并根据真实数据执行，同时由配电系统运营商补救措施确保满足接纳上限。已承诺的跨时段决策是电池调度计划；热储能、热泵和电网调度，以及日内可转移负荷，则根据实际发生的情况重新优化。该执行方式是在完全日内补救下、基于预测信息的电池承诺，而非实时滚动时域控制器。每个代表周边界处，电池和热储能均重置为基准状态，与规划者及完全信息变体的季节循环闭合方式一致。算法*2* 见 附录*A* 给出了完整流程。

M1 透明度（共享信息价值）。与DE0 相同，但主体根据平台分发的共享且更准确的预测进行规划，采用相同的每日滚动时域。由于平台同时

提高了预测准确度，并使所有主体使用相同的预测，因此，德国$0 \to \mathrm{M1}$ 增量体现的是准确度提升与共享一致性的综合价值，而非仅仅是准确度提升的价值。[2]

IND 完整预见（第二项实验的基准）。每个主体在完美信息条件下，独自在完整时域内进行优化；不设社区池，通过补救处理接纳上限，并采用与M2 和M3相同的季节循环储能。这是诊断性控制，而非可部署的机制。它涵盖完美预见和完整时域的价值，随后进行的社区池步骤则衡量单纯交易的价值。

M2 点对点市场（完美信息阶段）。主体在完美信息条件下，以平坦电网费率按出清价格π_t 在社区池中交易盈余，同时通过补救措施执行净出口接纳上限。

M3 电网感知定价（完美信息阶段）。配电系统运营商拥塞价格 τ_t 将净出口接纳上限的影响纳入定价。根据命题*1*，其结果等于$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$。

第一项实验得出一个数值，即共享预测贡献 DE0 $\to$M1，以 DE0 到 SP 的差距为衡量基准。第二项实验得出两个数值：点对点组织方式 IND $\to$ M2 和电网感知定价 M2 $\to$ M3；二者分别以各自基准所界定的 IND 到 SP 距离为衡量基准。由于 IND 和 M2 采用相同的完美信息和季节循环储能，IND $\to$M2 仅改变组织方式。相比之下，M1 $\to$ IND 改变了预测准确度、时域长度和储能边界约定。它是诊断残差，而非对预见能力的因果估计。协调差距和恢复比例为

$$\Gamma_v = \mathrm{cost}(v) - \mathrm{cost}(\mathrm{SP}), \qquad \varrho_v = \frac{\Gamma_{\mathrm{DE0}} - \Gamma_v}{\Gamma_{\mathrm{DE0}}}, \tag{7}$$

而 M3 的恢复比例表示完全信息阶段带来的恢复，并非 M1 的共享预测收益。在第二项实验中，同一比例以该实验自身的基准为参照，$\varrho_v^{\mathrm{IND}} = (\Gamma_{\mathrm{IND}} - \Gamma_v)/\Gamma_{\mathrm{IND}}$针对 $v \in \{\mathrm{M2}, \mathrm{M3}\}$。两种归一化方式均予以列示：第一种以 DE0 为基准，第二种以 IND 为基准，分别对应两项实验的基准。

算法1 是所有主要结果背后的主流程。共享预测步骤在保持滚动时域、物理资产、电价和补救结构不变的情况下，改变共享预测的质量和跨主体一致性。随后，第二个实验采用完整时域的完美信息，以及联合变体所使用的季节性储能约定。这样可以确保下面的点对点比较只考察组织方式的变化。电网感知定价将净出口上限内部化。在不采用该价格的变体中，第4.2 节中的配电系统运营商补救措施会使调度的光伏功率和出口以相同幅度减少，从而保持可行性。经济均衡价格是命题1中的耦合约束乘子。

[2]所呈 现的 M1 数值仅反映基于预测信息的电池承诺，而其他运行决策均视为补救决策，并且 it 不应将其解 读为对所有多能源载体决策进行预测的价值。

算法1 单个区域配置的受控协调差距瀑布¯要求：校准后的曲线、技术和市场参数、接纳上限 E_t确保：{SP、DE0、M1、IND、M2、M3} 的关键绩效指标和价格，以及差距分解 1：求解规划者问题 (1) 及其松弛问题 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$2：DE0：对每个主体，滚动一个日时域；基于私人预测规划 (5)，根据真实数据实现；汇总；通过接入补救决策实施 E_t3：M1：与 DE0 相同，但在相同的时域内使用共享预测 4：IND：对每个主体，在完整时域内基于完美信息求解一次 (5)，并采用季节循环储能；接入补救决策 5：M2：采用池 (1r) 的社区联合问题，完美信息，通过补救决策接纳（无价格）6：M3：采用 (1r) 的社区联合问题，并将净出口上限纳入模型；设置 $(\pi_t, \tau_t) \leftarrow (\hat{\lambda}_t^{\mathrm{pool}}, \hat{\lambda}_t^{\mathrm{host}})$ 7：对于 $v \in$ {DE0、M1、IND、M2、M3}，执行 8：$\Gamma_v \leftarrow \mathrm{cost}(v) - \mathrm{cost}(\mathrm{SP})$；$\varrho_v \leftarrow (\Gamma_{\mathrm{DE0}} - \Gamma_v)/\Gamma_{\mathrm{DE0}}$9：结束循环 10：对于 $v \in$ {M2、M3}，执行 11：$\varrho_v^{\mathrm{IND}} \leftarrow (\Gamma_{\mathrm{IND}} - \Gamma_v)/\Gamma_{\mathrm{IND}}$12：结束循环 13：返回关键绩效指标、价格 (π_t, τ_t) 及 $\{\Gamma_v, \varrho_v, \varrho_v^{\mathrm{IND}}\}$

根据命题1，联合问题已经产生均衡分配和经济价格，因此主流程是精确的，也无需进行价格迭代。对于无法观察主体私人约束的平台而言，原则上可以采用分布式价格发现实现：主体对广播价格作出最佳响应，而协调器通过对原始耦合乘子执行次梯度步来更新这些价格。但本文所呈现的任何结果都不需要这一实现，本文也不对此展开。

4. 测试平台、数据与实验设计

4.1. 区域配置

测试平台包含六种欧洲区域配置，其中四种进行深入研究，另外两种作为示例案例，涵盖北欧、中欧和南欧的气候与市场条件。电转热配置是一个综合原型，基于两个示范项目场地——奥地利格拉茨和德国柏林，并归属于德国竞价区。它并非一个实体聚合的跨境区域。地图展示了对应六种配置的七个站点标记。每种配置都是由异质产消者代理组成的小型社区，其可再生能源组合按正能源阈值确定规模，使该区域大致实现年度平衡，这也是小时平衡问题具有意义的运行状态。图 2展示了各场地，表 4 给出了总体规模，而 B.9 见 附录 B ，其中列出了深度配置的主体构成。年度电力当量需求 $\mathcal{D}$ 按平均热泵性能系数将热能转换为电力当量，正值比率则为可再生能源发电量与该需求之比，即 RES/$\mathcal{D}$。

表4：六种区域配置及其年度规模。

配置	区域	主体	光伏（千瓦峰值）	可再生能源（兆瓦时）	电力（兆瓦时）	热能（兆瓦时）	$\mathcal{D}$（兆瓦时）	可再生能源/$\mathcal{D}$	主机（千瓦）
Virum	DK2	4	1053	1032	743	813	983	1.05	180
利默里克	IE	6	1454	1381	1079	618	1256	1.10	260
韦斯特罗斯	SE3	4	1506	1431	998	760	1363	1.05	160
格拉茨–柏林	DE	4	1045	1097	859	653	1045	1.05	200
土耳其	TR	3	313	485	406	98	422	1.15	160
罗马尼亚	RO	3	681	886	715	308	886	1.00	130

丹麦的*Virum* 配置是位于低碳、价格波动的丹麦 DK2 区域内的部门耦合型社会住房区，也是部门耦合和全年分析的主要案例。利默里克 配置

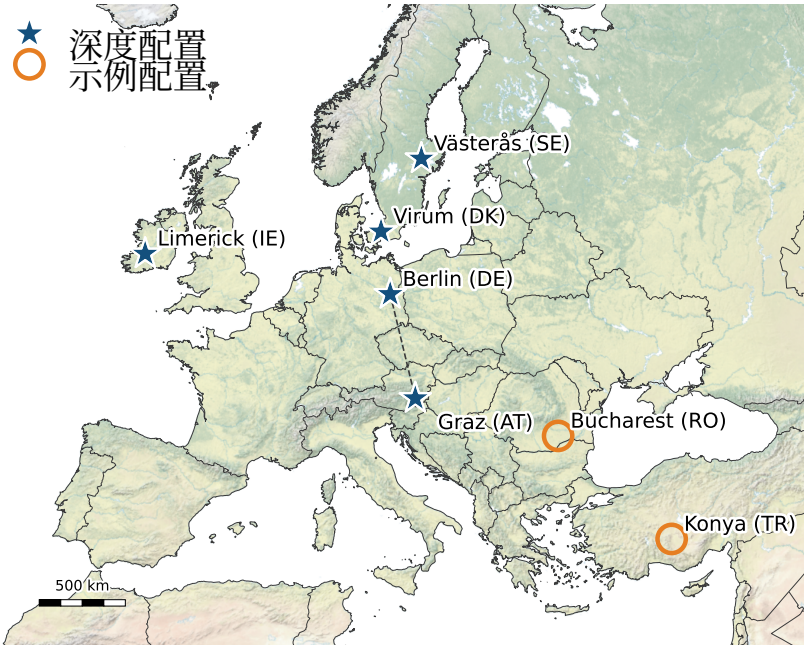

图2：六个　欧洲区域配置，深度场地以星形标示，示例场地以圆形标示，虚线连接格拉茨的 a　nd
柏林演示　者在德国区域合并为一个电转热原型。

位于爱尔兰，是一个商住混合区域，也是点对点市场的主要案例；其规模参考了爱尔兰单一电力市场中的社区交易示范项目。瑞典的韦斯特罗斯配置是一个办公区域，配有光伏立面发电，并在低碳的瑞典 SE3 区域内具有很强的供暖、通风与空调（暖通空调）灵活性。格拉茨–柏林 配置是区域供热网络上的复合型电转热原型，配备大型热储能，可将电力转化为热能以吸纳盈余。该配置参考了格拉茨的奥地利示范项目和柏林的德国示范项目，并采用德国竞价区；其电转热校准数据来自柏林场址。两个示例配置拓展了气候和技术范围。土耳其配置是一个采用光伏热集热器、由太阳能辅助热泵的高太阳辐照度区域；在该区域，夏季发电量充沛与热需求适中之间的不匹配最为显著。罗马尼亚 配置是区域供热网络上的智能暖通空调办公区域。这些配置纳入了汇总结果，但未纳入详细分解和敏感性分析。

4.2. 数据校准与实验设计

这些小时剖面是经校准的原型。根据这些剖面计算出的结果属于基于情景的预测。它们由确定性季节模型构建，模型的年度总量与有记录的各国数值及各原型的设计参数相匹配，并且每条序列都可通过固定种子复现。模拟时间跨度为四个代表周，每个季节一个，采用小时分辨率；每个时间步 t 都带有年化权重$w_t = \frac{n_{\sigma(t)}}{H_\sigma/24}$，其中 n_σ 是该季节所代表的天数，冬季、春季、夏季和秋季分别为 90、92、92 和 91 天；H_σ 是代表周的小时数，用于将代表周总量换算为年度总量。主要配置还采用全年 8736 小时（五十二周）的运行进行稳健性检验。环境温度由季节平均值、昼夜周期和随机扰动构成，

$$T_t^{\mathrm{amb}} = \bar{T}_{\sigma(t)} + A_T \cos\!\left(\tfrac{2\pi(h_t - 15)}{24}\right) + \varepsilon_t, \tag{8}$$

¯其中 T_σ 是该国的季节平均值， h_t 是一天中的时刻， A_T 是日变化幅度，最低温出现在黎明前后，最高温出现在午后； ε_t 是幅度较小的零均值扰动。太阳能可用量遵循季节性日照时段内的晴空日变化钟形曲线，并受晴朗度抽样值调节，

$$g_t = \cos^2\!\left(\tfrac{\pi}{2} x_t\right) \mathbf{1}[|x_t| < 1]\, S_{\sigma(t)}\, \zeta_t, \qquad x_t = \frac{h_t - 12}{L_{\sigma(t)}/2}, \tag{9}$$

其中， L_σ 是季节性日照时长， S_σ 是季节性太阳能强度， ζ_t 是取值有界的晴朗度因子。主体 a 的光伏可用量是经过缩放的归一化太阳能曲线，其缩放方式使年能量等于装机容量乘以该国家的年单位装机发电量，

$$\mathrm{PV}^{\mathrm{av}} at = \phi_a, g_t, \qquad \phi_a \text{ such that } \sum_t \mathrm{PV}^{\mathrm{av}} at, w_t \Delta t = \mathrm{kWp}_a, Y_c, \tag{10}$$

其中， g_t 是该地点在步骤 t的无量纲晴空太阳能曲线， ϕ_a 是主体 a以千瓦为单位的缩放因子，kWp$_a$ 是主体 a 以峰值千瓦为单位的装机光伏容量， Y_c 是国家 c 以千瓦时/峰值千瓦为单位的年单位装机发电量， $w_t\Delta t$ 是步骤 t 以小时为单位的年化权重。光伏光热供热与同一太阳能曲线成正比。电力负荷根据住宅、商业、办公和公共建筑的原型日负荷曲线构建，

$$L_{at} = \bar{P}_a^{\mathrm{arch}}\, \psi_a(h_t)\, \chi_{\sigma(t)}\, (1 + \nu_t), \tag{11}$$

其中， $\bar{P}_a^{\mathrm{arch}}$是原型平均功率， ψ_a 是归一化日曲线，由基准水平以及根据原型占用模式加权的早晨、午间和晚间分量组合而成； χ_σ 是季节性缩放，在日照较少的季节提高消耗； ν_t 是一个微小扰动。固定比例的负荷被视为可转移负荷，$D_{at}^{\mathrm{sh}} = 0.25\, L_{at}$，其余部分则为固定负荷， $D_{at}^{\mathrm{fix}} = 0.75\, L_{at}$。热需求遵循度时模型，根据设计负荷密度确定规模，并受占用情况调节，

$$D_{at}^{h} = q_a^{\mathrm{des}} \left[\frac{T^{\mathrm{base}} - T_t^{\mathrm{amb}}}{\Delta T^{\mathrm{des}}}\right]_{\le 1.2}^{+} o_{at}, \qquad q_a^{\mathrm{des}} = \iota_a F_a, \tag{12}$$

其中， q_a^{des}为设计热负荷， ι_a 为热负荷密度， F_a 为楼面面积， T^{base} 为供暖基准温度，ΔT^{des} 为设计温差，方括号内为设有上限的度时比， o_{at} 为占用调节。可再生能源容量并非预先固定，而是经过测算，使每个区域都达到正能源阈值。社区的年度电力当量需求为

$$\mathcal{D} = \sum_a \Big[\sum_t (D_{at}^{\mathrm{fix}} + D_{at}^{\mathrm{sh}}) w_t \Delta t + \frac{\sum_t (D_{at}^{h} - Q_{at}^{\mathrm{pvt}})^{+} w_t \Delta t}{\overline{\mathrm{COP}}_a} \Big], \tag{13}$$

其中，¯性能系数$_a$ 是主体 a的年度平均热泵性能系数；对于热泵主体，热需求按此系数折算为电力，对于其他主体则按单位效率折算。目标年可再生能源发电量为 $r^{\mathrm{ped}}\mathcal{D}$，其中 r^{ped} 为正能源比，并按屋顶面积 F_a的比例分配至各主体，从而确定每个主体的装机容量 千瓦峰值$_a = r^{\mathrm{ped}}\mathcal{D}\,(F_a / \sum_b F_b)/Y_c$，用于式（10）。这一方法使每个区域都达到年度平衡，或高于年度平衡一个选定的比例，从而使小时平衡问题定义明确；可再生能源渗透率敏感性分析所改变的正是这一装机容量。

进口电价由分区均值和日变化曲线构成，并经校准，使其符合 ENTSO-E 透明度平台上的分区日前价格区间 [40]。出口电价为进口电价乘以分区特定比例；两个方向均适用按电量计费的系统使用电价，作为一种简化的对称网络费，其中出口侧费用属于建模假设，第 5.4 节将其设为零进行扫描；排放因子也采用相同的分区均值和日变化曲线形式。这些排放因子是基于位置的分区平均排放强度，并非短期边际值或

后果性因子，且文中所示排放量采用归属法核算。其余分区、技术和灵活性参数见 附录 B，其中包括经校准、针对各国的光伏发电量，校准范围依据 PVGIS 气候范围 [41]。每种配置的技术集、规模和设计基准（装机容量、自发自用提升幅度、点对点交易价差以及电转热峰值削减量）均取自相应示范项目的公开文档；而所有小时序列均以确定性方式生成，且没有任何序列来自计量数据。每个参数都是有文档记录的原型值，其状态和来源类型列于表 B.10。与实测试点数据或开放数据集进行验证留待未来工作，阅读结果时应考虑这一点。

围护结构敏感度需要两个参数和一个派生速率。有效热容量为 $c^{\mathrm{f}} = 0.08$ 千瓦时/平方米/开尔文，介于重型和超重型内部热容量等级之间，适用于主要配置中的砌体建筑和公共建筑。舒适区间半宽 $\Delta\theta$ 是扫描变量。静态损耗率无需引入新的假设，因为围护结构热导可由模型中已有参数推导得出，为 $UA_a = q_a^{\mathrm{des}}/\Delta T_{\mathrm{des}}$，建筑围护结构热容量为 $c^{\mathrm{f}} F_a$，因此 $\kappa_a^{\mathrm{f}} = UA_a/(c^{\mathrm{f}} F_a)$，即建筑时间常数的倒数。住宅楼群的静态损耗率为每小时 1.88%，公共建筑为每小时 1.67%，对应的时间常数分别为 53 小时和 60 小时。围护结构灵活性的表征遵循 Reynders 等人 [14]。即使在未对净出口上限定价的变体中——独立变体和未采用电网感知定价的汇集变体——也会通过可行补救措施在物理层面强制执行该上限。每个主体的计划落实后，配电系统运营商会在任何原本可能超过上限的小时，限制厂变电站处的社区净外送，使其不超过 E_t 。这一限制会弃掉已调度的光伏功率，并等量减少相应的出口，从而保持每个主体的电力平衡（1b）。由于弃电量不会超过已调度功率，实际落实的计划仍然可行。弃用能源会记为可再生能源弃电量，并按外送比例归属于外送主体，从而分摊发电损失和收入损失。按比例分摊规则是若干可接受约定之一，其他约定还包括按装机容量配置或平均份额配置。尽管社区总量不受选择影响，主体层面结果却会因选择不同而异。这是结算设计需要确定的一项分配约定，与本文呈现的总量结果相互独立。所有配置中，超出可弃光伏功率的剩余溢出均为零（保留四位小数）。该补救措施是真正的可行性恢复，而非会计截断。

这些实验由一个核心运行矩阵和三组互为补充的测试组成。对于六种配置中的每一种，核心矩阵都会评估混合整数社区运营者 SP、其凸松弛 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$，以及五个去中心化阶段 DE0、M1、IND、M2 和 M3。该矩阵用于识别剩余双向小时差距、无平台成本差距、沿所选瀑布顺序排列的边际贡献，以及点对点和接入容量价格。M1 是共享预测步骤。IND、M2 和 M3 是完全信息阶段，用于界定在凸模型内组织方式和电网定价所能实现的效果。第二组测试通过收紧社区问题中的年度进口上限，构建自给自足成本曲线。第三组测试则逐一改变八项物理和经济驱动因素，即接纳上限、碳价、储能容量、可再生能源渗透率、需求响应深度和上网电价，以及受限的日内建筑围护结构储能和外送侧系统使用费。我们还对主要配置进行了两项独立的凸优化求解器检查。针对 $\varepsilon^{\mathrm{r}} \in \{10^{-7}, 10^{-6}, 10^{-5}\}$ 的正则化敏感性分析证实，所呈现的数值并非耦合流正则项造成的假象；而替代顺序归因通过以两种可能的顺序引入点对点交易和电网感知定价，证实结果不受所选顺序路径影响。

5. 结果与分析

每种配置和每个变体的完整结果均见复现包，附录 C提供了辅助检查和分解。所有给出的数值均为基于校准后的原型计算得出的基于情景的预测。

5.1. 剩 余小时不平衡的集中协调 化

图 3 展示了 Virum 配置中的这一问题。该区域全年为正，但冬季代表性周以电力缺口为主，进口量大而发电量少；夏季代表性周则以盈余为主，发电量超过需求，出口受到接纳上限的限制，因此表现为弃电。同一区域在冬季夜间进口电力，在夏季正午弃掉可再生能源产出，形成了发生在不同季节、方向相反的两种负担。

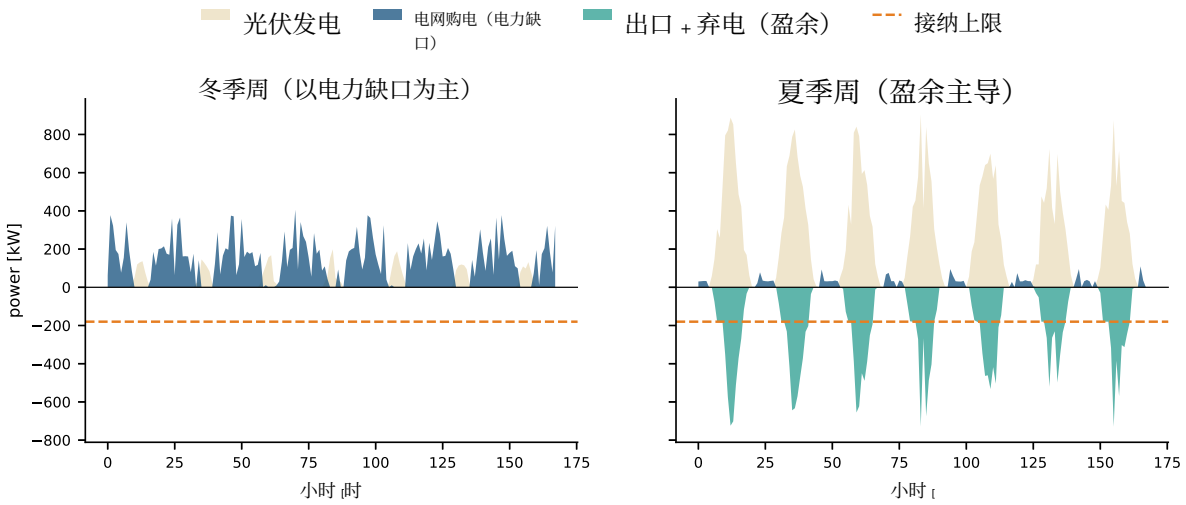

图3：德国 Virum 区域（规划者）年净正值代表性区域在冬季（左）和夏季（右）代表性周内的小时电网购电、出口与弃电，以及光伏发电。

表5 给出了六种配置的规划者基准。即使在完美的集中协调下，自给自足率仍徘徊在一半左右：四种深度配置为 48% 至 50%，示例性智能暖通空调配置则最高可达 55%。小时匹配率为 36% 至 47%，可再生能源产出的 46% 至 53% 被出口或弃用。因此，年度正值性仍意味着两个方向上都存在显著的剩余小时不平衡。过剩供给部分在很大程度上取决于接纳上限和本地需求结构。拥有区域供热且部门耦合程度更高的北欧和中欧地区，在过剩供给较低的情况下，也达到了相近的自给自足率；相比之下，高辐照度示例情形的发电基数较小，夏季盈余占比却是最大份额。尽管如此，该情形的弃电量很少，且受约束的小时数最少，如表7所示。相对于其较小的装机容量，该情形的接纳余量充足；过剩供给比例较高，并不一定意味着频繁触及接纳上限或大量弃电。在所有研究的模拟中，社区净外送均未超过同期可再生能源盈余，覆盖比例精确到小数点后四位时为 1，这支持了在过剩供给核算中将净外送归因于可再生能源发电。表5的最后一列给出了协调差距，即从无平台分散式结果到规划者基准的成本差距；下一小节将对此进行讨论。

表 5：各配置的规划者基准，展示成本、排放、小时时自给率、供过于求、进口、弃电和协调差距。

区域	成本 (k€)	CO_2 (t)	SSR	HMR	LPI_{os}	进口 (MWh)	弃电(MWh)	差距 (k€)	差距 (%ofDE0)
Virum	50.7	43.3	0.50	0.47	0.46	565	165	3.17	5.9%
利默里克	91.3	177.9	0.49	0.38	0.53	676	255	4.87	5.1%
韦斯特罗斯	60.4	19.0	0.48	0.37	0.53	728	433	1.75	2.8%
格拉茨–柏林	84.0	181.4	0.48	0.36	0.47	612	163	3.83	4.4%
土耳其	23.5	79.7	0.53	0.39	0.50	212	7	1.24	5.0%
罗马尼亚	51.8	110.1	0.55	0.37	0.49	375	185	1.23	2.3%

图4 展示了规划者情形下六种配置的剩余小时不平衡。电力缺口达到需求的 45% 至 52%，过剩供给则占可再生能源产出的 46% 至 53%。右侧面板以绝对能源尺度呈现这些比例，将各区域的可再生能源产出分解为自用、出口和弃用能源，并将需求分解为自用可再生能源份额和进口能源。图5 展示了差距随时间的变化。冬季以电力缺口为主，自给自足率约为 0.2，几乎没有过剩供给；而夏季的自给自足率接近 0.9，过剩供给显著。年度平衡掩盖了这两种负担之间强烈的季节性交替，而这正是剩余小时不平衡在运行层面的核心。

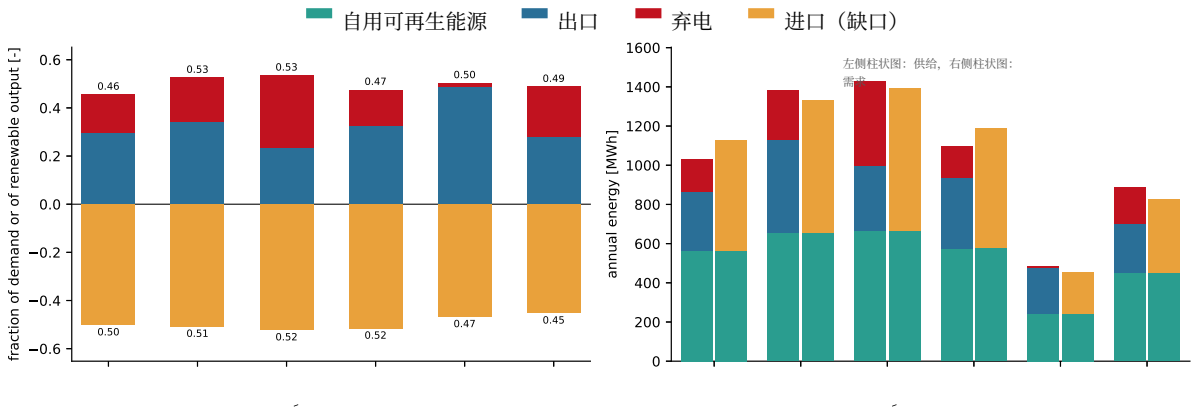

图4：规划者在各配置下的剩余小时不平衡，分别以占需求和可再生能源产出的比例（左）以及绝对年能量尺度（右）表示。

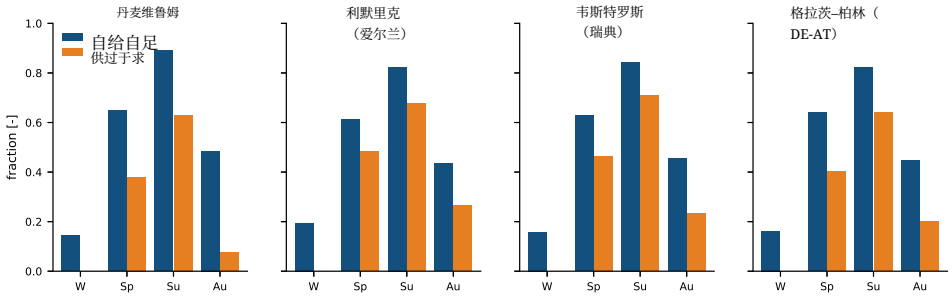

图5：规划者深度配置按季节（冬季、春季、夏季、秋季）划分的小时自给率和供过于求情况。

5.2. 协调差距与有序归因机制价值

图6和表6 展示了无平台差距及其有序归因。在六种配置中，DE0 与社区运营商之间的差异占年度经济成本的2%至6%。在M1中，以共享预测取代私人预测——这是唯一一个基于预测信息的运营阶段——在采用相同的日滚动实施和完美日内补救的情况下，弥补了该差距的6%至18%。这就是第一项实验的全部内容。转变M1 → IND 是两项实验之间的未归因残差。第二项实验从IND 开始，并以IND到SP 的距离为基准，衡量其两种机制。步骤IND →M2 分离出了点对点交易的组织价值：在Virum，该机制弥合了这段距离的23%；在其他地区则弥合了33%至64%。最后一步M2 → M3 将承载约束内部化并承担剩余部分；在六种配置中的四种配置里，这部分占比较大，而在另外两种互补性更强的配置里，占比较小。

M3 完全弥合了差距，这是对偶性结果与数值发现相结合的产物，并非实验结果。根据命题 1，在凸价格接受模型和共同完美信息的条件下，点对点交易出清加上承载价格可实现正则化规划者松弛问题 $\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$，从而使 $\mathrm{M3} = \mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$

这是通过构造实现的。此外，在所研究的各个实例中，它也等于混合整数规划器 SP，并完全弥合了 DE0 与 SP 的差距，因为每种配置下观察到的整数间隙 SP $-\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$ 均为 0.0000 千欧元。直接观察到的基于预测信息的贡献，是 DE0 $\rightarrow$M1 降幅为 6% 至 18%。其余完全信息阶段则确定了组织方式和电价价值的上限，而更好的预测与实施有望接近这一上限。

这些机制彼此交互，因此瀑布路径取决于顺序。针对 Virum，以 1.934 k€ 的 IND-to-SP距离为参照，独立交叉检验按两种顺序引入点对点交易和电网定价。先引入池时，池占 0.435 k€ （22.5%），电网感知定价占 1.499 k€（77.5%）；先引入电网价格时，两者分别占 0.491 k€ （25.4%）和 1.444 k€ （74.6%）。对两种顺序取平均后，池占 0.463 k€ （23.9%），电网感知定价占 1.471 k€（76.1%），交互作用为 0.055 k€ （2.9%），表明这两种机制具有轻微的互补性。关于 Virum 的定性结论——电网感知定价的贡献更大，而点对点交易虽作用较小但仍有积极影响——不受所选顺序影响。在韦斯特罗斯和土耳其，池的贡献更大，分别占完全信息差距的 51% 和 64%；这两个地区的承载上限受约束的小时数较少。以 IND-to-SP距离（即包含这两种机制的实验所采用的基准）衡量这两种机制，对于 Virum，所得排序仍保持不变。正则化检验也表明，在 ε^{r} 跨越两个数量级的范围内，经济成本和定性排序保持稳定。

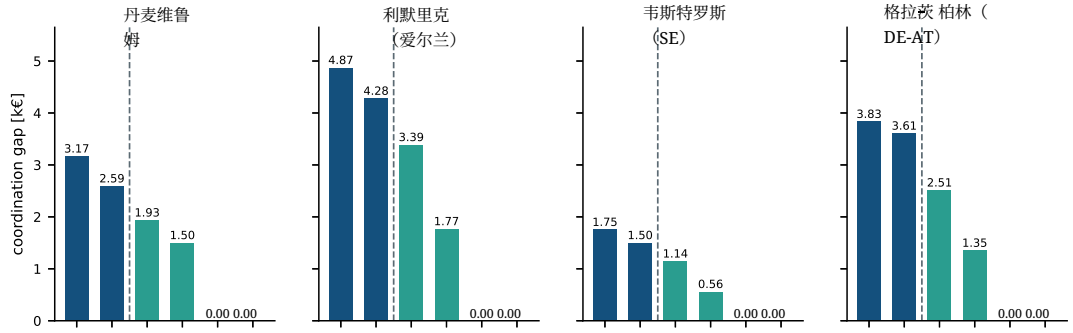

图6: Co深度配置各阶段的协调差距，虚线将基于预测信息的实验与 he 完全信息 阶段分隔开，且其中的差距未予归因。

表6：按阶段和配置划分的年度经济成本、协调差距 Γ_{DE0}、由共享预测步骤弥合的差距占比 ϱ_{M1}，以及由池弥合的 IND-to-SP距离占比 $\varrho_{\mathrm{M2}}^{\mathrm{IND}}$，其余部分由电网价格接受。

区域	DE0(k€)	M1(k€)	IND(k€)	M2 (k€)	M3 (k€)	SP (k€)	Γ_{DE0} (k€)	ϱ_{M1} (%)	$\varrho_{\mathrm{M2}}^{\mathrm{IND}}$(%)	
Virum	53.8	53.2	52.6	52.2	50.7	50.7	3.17	18	23	
利默里克	96.2	95.6	94.7	93.1	91.3	91.3	4.87	12	48	
韦斯特罗斯	62.1	61.9	61.5	60.9	60.4	60.4	1.75	14	51	
格拉茨–柏林	87.9	87.6	86.5	85.4	84.0	84.0	3.83	6	46	
土耳其	24.7	24.6	24.1	23.7	23.5	23.5	1.24	14	64	
罗马尼亚	53.1	52.9	52.7	52.4	51.8	51.8	1.23	14	33	

物理指标呈现出互补的模式。共享信息和内部交易提升了现有灵活性的利用，而承载价格主要减少盈余侧弃电。短缺侧自给能力仍受已安装储能和需求灵活性的限制。因此，协调弥补了本可避免的运行成本差距，并改善了出口管理，但无法替代在电力缺口时段转移能源所需的物理容量。

5.3. 均衡价格

表7和图7展示了均衡价格；根据命题1，这些价格是池平衡和净出口接纳上限的对偶乘子。在池交易量可忽略不计的小时，池平衡乘子并不唯一；因此，点对点交易出清价格通过活跃小时内按交易量加权的均值来概括。池总交易量为 $V_t = \sum_a s_{at} = \sum_a b_{at}$，活跃集合为 $\{t:$ 年化前为 $V_t > 1$ 千瓦$\}$，该加权价格为 $\bar{\pi}_{\mathrm{tw}} = \sum_t w_t V_t \pi_t / \sum_t w_t V_t$。卖方溢价和买方节省额分别是以$V_t$加权的 $\pi_t - r_t^{\mathrm{exp}}$和 $c_t^{\mathrm{imp}} - \pi_t$的均值，并以经济成本口径下的 M3 替代方案 $r_t^{\mathrm{exp}} = \lambda_t^{\mathrm{exp}} - \tau^{\mathrm{use}} - \tau_t$和 $c_t^{\mathrm{imp}} = \lambda_t^{\mathrm{imp}} + \tau^{\mathrm{use}} + \mu\,\mathrm{EF}_t^{\mathrm{g}} - \tau_t$为基准；这些替代方案计入系统使用费、拥塞价格，以及进口时的货币化碳费用，并排除了可忽略不计的正则化项导数。在各种深度配置中，池每年约有 7600 至 8400 小时处于活跃状态。加权价格位于有效区间内，约为每千瓦时 0.07 至 0.14 €。由于单一出清价格在买卖两侧对应不同的数值，卖方溢价为每千瓦时 0.06 至 0.11 €，买方节省额为每千瓦时 0.03 至 0.10 €；二者大体符合点对点市场文献讨论的定性价差 [8, 42]。乘子的全时段算术均值为每千瓦时 0.07 至 0.13 €，这是求解器对偶变量的一种特定取值。拥塞价格在一年中的大多数时间为零，仅在净出口上限生效时为正，每年约有 700 至 1800 小时，即全部小时的十分之一到五分之一，且集中在高发电量正午时段。由于年度均值会稀释这一信号，表7还给出了上限生效时的平均拥塞价格，为每千瓦时 0.02 至 0.05 €，以及其年度最高值，为每千瓦时 0.04 至 0.07 €。拥塞价格集中出现在高发电时段，且生效时数值较低，因此电网感知定价是一种有针对性的干预措施。拥塞价格是所建模单一上限的影子价值。网络约束公式将产生位置相关价格，并在各主体之间重新分配弃电量。电网感知定价的总价值是针对所建模接口的投影，而对各主体的影响则是对简化假设最为敏感的部分。在所建模的凸价格接受者设定中，对偶性使运营者能够设定拥塞费，在无需观测社区内部决策的情况下促成协调的净出口结果。由此产生的拥塞收入、其在产消者之间的分配、事前规则以及两个事后示例见表 C.12。可实施的完整结算设计仍有待未来研究，其中需明确收入再分配、本地交易的网络使用收费方式以及参与者保护。

表7：各配置下的均衡价格与市场势力指标，其中贸易加权、活跃池集合和经济成本M3电网替代方案的定义见正文；赫芬达尔指数、最大出口商份额和拥塞敞口按约束时段计算。

区域	$\bar{\pi}_{\mathrm{tw}}$ （€/千瓦时）	池活跃时长（小时/年）	$\bar{\tau} \mid \tau > 0$ （€/千瓦时）	$\tau^{\max}$ （€/千瓦时）	约束时长（小时/年）	赫芬达尔-赫希曼指数	最大份额	暴露度（占账单比例）
Virum	0.093	7579	0.040	0.061	1446	0.25	0.26	16.1
利默里克	0.136	8366	0.046	0.068	1366	0.17	0.19	15.8
韦斯特罗斯	0.067	7551	0.024	0.044	1759	0.25	0.27	12.5
格拉茨–柏林	0.117	8353	0.039	0.058	1419	0.25	0.28	13.4
土耳其	0.070	8642	0.023	0.036	683	0.35	0.44	8.8
罗马尼亚	0.113	7319	0.035	0.050	1496	0.33	0.34	7.9

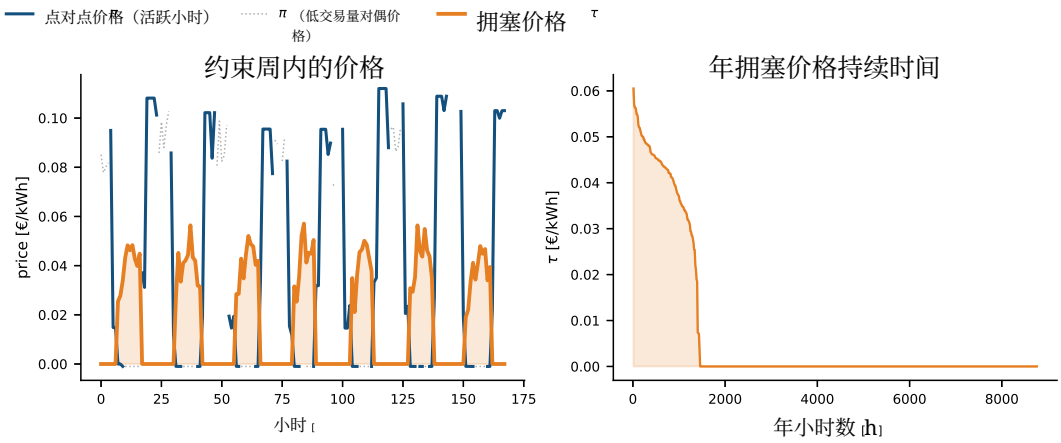

图7：左侧为约束代表性周内的点对点价格和拥塞价格，活跃池运行时段以实线表示（$V_t > 1$ 千瓦），低交易量时段则以灰色虚线表示，此时对偶变量由求解器选定；右侧为 Virum 按权重扩展后的年度拥塞价格持续曲线。

图8 描绘了规划者通过收紧年度进口量上限，推动区域提高小时自给率所需付出的成本。随着自给率提高，成本急剧且凸性上升；每种配置都会达到可行性壁垒，超过该壁垒后，剩余小时不平衡将无法通过已安装储能和灵活性予以弥补。混合用途配置的壁垒最近，其需求最高且商业需求占比最大；该配置的壁垒略高于其无约束最优点，在深度配置中可行裕度最小。部门耦合型社会住房配置的壁垒则最远。协调和平台以较低的增量资源成本弥合成本差距，并减少供过于求。不过，短缺侧最终受物理储能能力限制；若要将自给率提高到已安装储能所能支持的水平以上，就必须进行投资，而非依靠更好的信息或市场。此时成本会急剧上升，最终导致方案不可行。

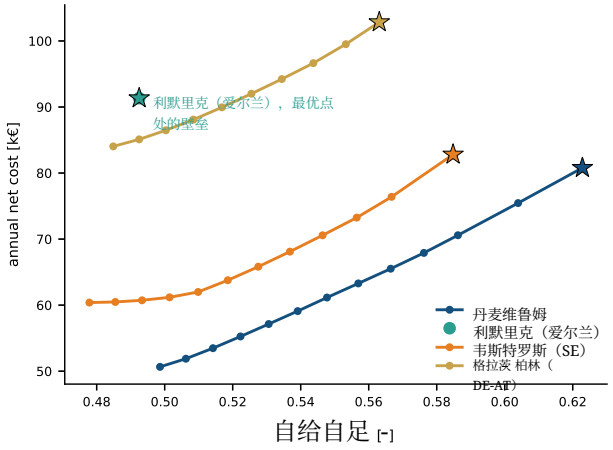

图8：年　　度净成本与小时自给率的关系：随着规划者进口约束逐渐收紧，每条曲线对应一种配置，ars标记 ma可行自给自足水平。

5.4. 敏感性分析

图9-11 展示了敏感性分析，采用 Virum 配置作为基准。

电网稀缺性：图9 左侧面板显示，协调差距在电网稀缺性处于中等水平时最大。当接纳上限非常宽松时，不存在需要管理不善的拥塞，无平台情形本身就已接近规划者的结果。当接纳上限非常严格时，所有组织都受到同等限制，协调几乎没有发挥作用的空间

。在两者之间，差距达到峰值；在整个范围内，完全信息阶段几乎弥补了全部差距，而M3之后的残差仍接近于零。因此，对于城市配电网中常见的中度受限网络而言，协调的价值最大。

碳价： 图 9的中间面板显示，在所有碳价水平下，采用电网感知定价都会减少弃电，而且这一降幅在整个碳价范围内大致保持不变。这表明，电网感知定价的价值源于物理接纳上限，而非碳信号。拥塞价格会对出口上限作出响应。碳价会改变排放水平以及热泵与区域供热之间的优先调度顺序，但不会改变由接纳上限所导致的弃电量。

储能： 图 9 的右侧面板显示，在不同组织方式下，储能都会提高自给自足水平，且规划者、平台和无平台情形的排序保持不变。储能能够转移协调无法转移的剩余小时不平衡的短缺侧，而且无论采用何种组织方式都能做到这一点，因此储能的作用有别于协调的作用。随着储能倍数增加，规划者与无平台情形之间的差距从 €670增至 €7，在储能倍数从零增至三的范围内达到480，这证实了储能与协调具有互补性。

可再生能源渗透率：图11 左侧面板显示，可再生能源渗透率提高时，供过于求的增长速度快于自给自足程度的提升。超过正能源阈值后，区域的出口和弃电量会进一步增加，但自给自足程度并未显著提高。新增发电量集中在夏季正午时段，而这些时段本来就已有盈余。这进一步说明，相比单纯增加发电量，储能和电网感知定价更为重要；同时也提醒我们，不应将年度盈余增加解读为区域表现变得更好。

需求响应深度：图11 中间面板显示，需求响应越深入，自给自足程度越高、差距越小，但边际收益递减。饱和效应由三小时储能容量和每日重置决定，而非由柔性比例 α_a 本身决定。一旦 α_a 超过0.25 的可转移负荷占比，每小时的全部可转移负荷都已可以转移，因此超过这一点的扫描主要是在改变反弹率，几乎不会带来更多信息。需求响应可以补充储能，但不能取代储能。

上网电价： 图 11 右侧面板显示，随着上网电价逐渐接近进口电价，协调差距也随之扩大：当比率从 0.2 变为 1.0时，差距从约两千欧元增至七千欧元。出口获得的报酬较高时，未协调的产消者会争抢由共享接纳上限所限制的稀缺出口容量，并因弃电而损失收入。相比之下，协调型社区会高效分配这一容量，并通过池在内部消纳盈余；出口价格越高，其数值也越大。在出口报酬较高但电网容量稀缺的情况下，平台最具价值。

建筑热质量：图10 展示了主要配置下舒适区间半宽的变化，并将围护结构储热装置视为无平台变体中的追索决策，与蓄热罐的处理方式完全相同，只有电池调度计划是预先确定的。小时自给率从 0.499 升至 0.520，供过于求则从 0.455 降至 0.432，两者均在半宽接近 1 开尔文时趋于饱和。弃电量从 165 MWh 降至 151 MWh。增加热容并未缩小协调差距，差距从 €3,170 上升至 €4,890，占无平台成本的比例也从 5.9% 升至 9.4%。无平台成本本身仅略有下降，从 €53,800 降至 €52k，因此占比上升反映的是差距扩大，而非基准缩小。基准几乎没有变化的原因在于，无平台储热装置依据私人预测、按固定电价运行，只能在一天之内转移热能，却无法获知承载能力上限或电力池的情况。因此，它无法将预热安排在原本会发生弃电的时段。协调的数值并非被忽略的灵活性所造成的假象。有损储热装置比无损储热装置更能降低供过于求和弃电，但成本也更高。泄漏的热量必须补足，而补热会吸收无损储热装置原本会用于出口或弃电的盈余。当舒适区间半宽超过半开尔文后，热泵的热功率额定值取代储热装置容量，成为限制约束，在 4.5% 至 7.1% 的代理小时数内构成约束，这就是结果趋于饱和的原因。忽略热容会使自给率低估约两个百分点、供过于求高估约两个百分点，并低估协调差距。

出口侧电价：系统使用费以一种简化的网络费形式，对进口和出口对称征收；对出口侧的处理是一项假设，并非每个区域都有记录在案的实际做法。将出口侧费用设为零后，M3 的弃电量基本不变，在每种深度配置下变化均不超过 1 MWh；协调差距则从 €1.8k 升至 €4.9k，再升至 €2.5k 和 €5.7k。更高的有效出口价格会加剧未协调的产消者对稀缺承载能力的竞争。在对称电价下呈现的盈余侧结果是保守估计，并非对出口收费所造成的假象。

总体而言，敏感性分析表明，定性结论具有稳健性；在电网受到中等约束，且相对于可用承载能力而言出口具有较高价值的情况下，所建模的协调价值最大。这些条件在存在积极上网电价机制且受到约束的配电网络中较为常见。上网电价比和接纳严格度是最难由公开数据确定的两个校准输入。基准情形应被理解为这些扫描范围内的一个点，而不是单一的确定性数值；文中给出的差距按国家级补偿机制和电网约束严格度进行索引。

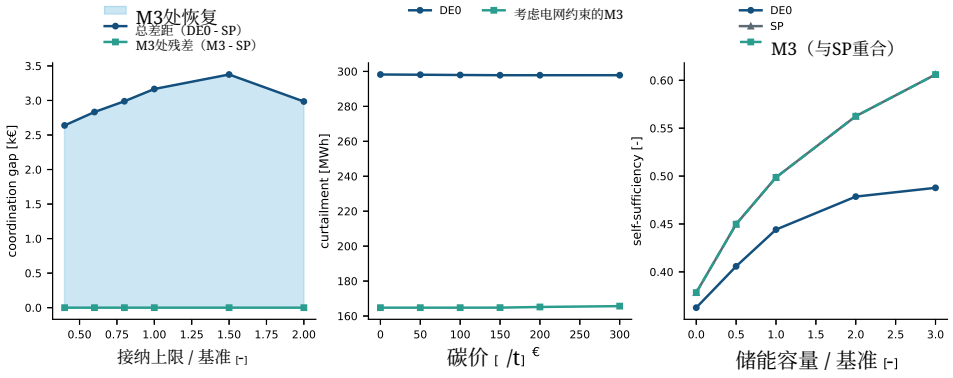

图9：Virum 的协调差距（左）、弃电（中）和自给自足（右）对接纳上限、碳价和储能容量的敏感性；右侧面板中绘制了 M3 的虚线，其与 SP 重合。

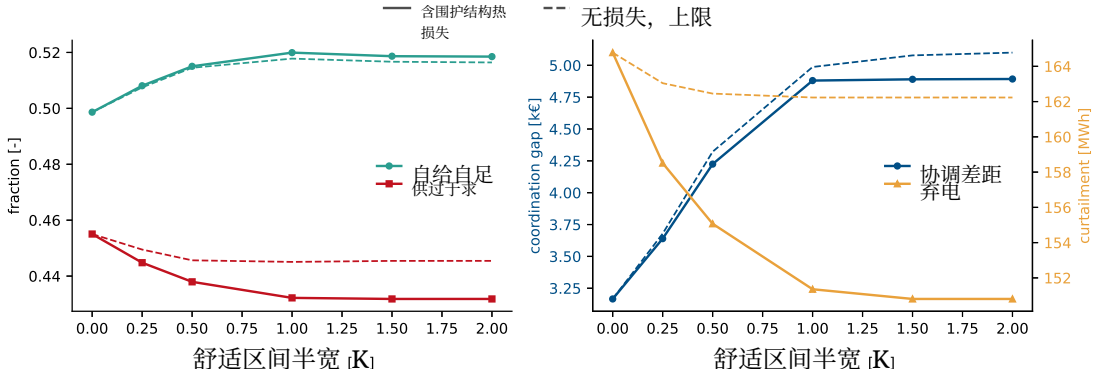

图10：Th　Virum 中热质量相对于舒适区间半宽的扫描结果，有损围护结构蓄热体为实线，无损情况为上方虚线　　nd 线。

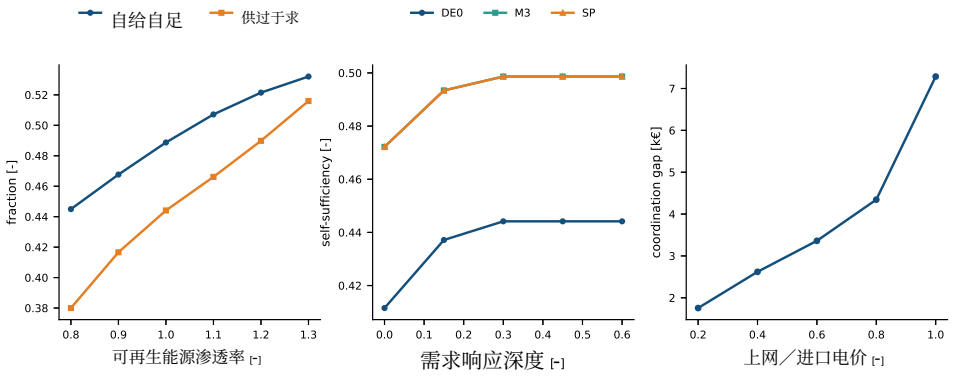

图11：S　　自给自足和供过于求（左）、自给自足（中）以及协调差距（右）对可再生能源　　le
渗透率、需 求响应深度和上网电价（Virum）的敏感性。

5.5. 不确定性、全年稳健性和独立数值检验

我们通过四种互为补充的方式检验稳健性，其中第一种也是规模最大的一种，其结果汇总于表8和图12。首先，一项包含100次抽样的实验扰动了天气、需求、预测误差、日前价格和排放因子。环境温度每小时加入一个对所有主体共同的加性 $\mathcal{N}(0, 1.2\,^{\circ}\mathrm{C})$扰动；太阳辐射透过率每小时从所有主体共同使用的Beta(5, 2)分布中抽取，并截断至 $[0.2, 1.0]$；电力负荷每小时加入一个按主体独立的乘性 $1+\mathcal{N}(0,\,0.05)$ 扰动；日前价格每小时加入一个对所有主体共同的加性 $\mathcal{N}(0,\,0.01)$ €/千瓦时扰动，并设置下限为0.01；排放因子加入一个对所有主体共同的加性 $\mathcal{N}(0,\,0.01)$ kg/千瓦时扰动，并设置下限为0.005。私人预测误差按每个主体独立的 $1+\mathcal{N}(0,\,0.25)$进行缩放，共享预测误差则按对所有主体共同的 $1+\mathcal{N}(0,\,0.08)$进行缩放；二者均在0.2及以上处截断。每次抽样均使用独立随机种子。每次抽样中，可再生能源组合都会重新调整至正能源目标，因此该实验以正能源阈值为条件。图12和表8显示，无平台差距的分布较窄，且定性排序稳定：在每次抽样中，阶段成本均按DE0到SP单调变化；共享预测带来的差距回收的四分位距较为集中，为差距的15.1%至17.0%；M3的弃减量减少则为44.0%至47.2%。基准运行并非典型抽样。其规划者成本和共享预测带来的差距回收均处于第92百分位，因此，主要配置中所引用的18%高于该分布的16.0%均值。一项配套的固定容量研究将已安装光伏保持在基准值，转而通过每次抽样的年际气象年乘数改变年产量（标准差为5%，截断至$\pm 15\%$），从而使年发电量随产量变化。该研究得到的差距分布在均值和标准差上均与重新调整容量的设计几乎相同；在两种设计的每次抽样中，阶段成本均呈单调变化，且电网价格均高于池价格。表8最后一列对比了两种设计，确认协调结果并非重新调整容量造成的假象。固定容量设计允许年发电量随气象年变化，但下游指标仍几乎没有变化。特别是，M1 $\rightarrow$IND仍是一个诊断残差，而完全信息M3结果则是一个上界基准。

其次，逐小时全年剖面检验用于测试四个代表周模型。后者包含 52 个七天周，即 8,736 小时。它被作为四个季节解耦储能问题求解，而不是作为不受约束的年度时间序列。该检验测试的是小时剖面的抽样，而非跨季节储能。全年运行的经济成本为 49.74 k€，小时自给率为 0.500，供过于求比例为 0.454，弃电量为 153 MWh，差距为 3.06 k€，约束时段为 1450 小时；相比之下，四个代表周模型对应的数值分别为 50.66、0.499、0.455、165、3.17 和 1446，相对差异分别为 1.8%、0.2%、0.2%、7.1%、3.5% 和 0.3%。将相同的 8,736 小时时域作为单个年度储能周期求解，则得到 49.66 k€、0.501 的小时自给率、0.453 的供过于求比例以及 152 MWh；这一情形仅作为规划者运行，因此没有差距值，也没有约束时段计数。协调差距相差 3.5%（0.11 k€），与其蒙特卡洛标准差处于同一量级。因此，在逐日变化的滚动运行并采用逐周储能闭合的情况下，代表性周与全年运行的无平台成本非常接近。

代表性周也限定了模型对储能问题所能作出的判断。四周的数据无法涵盖跨月转移的热需求，而这对部门耦合配置尤为重要。放宽这一约定可以单独考察差异，而两个已安装参数则预先决定了这种做法能带来什么。蓄热装置每小时损失 1% 的储能量，一周后仅保留 18%，一个月后几乎所剩无几；电池的额定倍率为四分之一 C，能量容量约为区域平均负荷的 2.6 小时用量。在任何时域约定下，这两种设备都无法将能源从夏季储存到冬季。上文所述的年度循环运行，即将同一个 8,736 小时的 Virum 实例作为单个储能中性区块求解，也证实了这一点。短缺占比下降 0.13 个百分点，净进口减少 1.6 MWh，年度成本下降 €0.08k，弃电量减少 1.1 MWh。若要进一步弥补电力缺口，就需要季节性储能容量，而模型并未对此进行定容；储能投资结论所指向的正是这一容量。

第三，两项检查证实，所呈现的数值对数值设置并不敏感。将耦合流正则项从 10^{-7} 调整到 10^{-5}，在定性层面上不会改变M3 经济成本、点对点和电网电价增量、池交易量及平均价格的稳定性。将同样的参数扫描应用于基于预测信息的阶段（表C.11的下半部分），DE0 和M1 的成本变化均不超过 0.2%，共享预测带来的差距回收占差距的比例则保持在 18.2% 至 19.0% 之间；这证实了基于预测的效益虽小，却并非正则项造成的假象。互换点对点与电网电价步骤的顺序后，所得结果为第5.2节所述的两种顺序下的平均值。交互作用相对于总差距较小，因此，电网感知定价是 Virum 两项贡献中较大的一项这一结论，并非某一种瀑布顺序造成的假象。反向顺序检查仅针对 Virum 进行。

第四，另外三项检验探究了预测信息步骤和无平台基准背后的建模选择。表C.11 的上半部分改变了假设的日前预测技能。共享预测步骤的数值德国0→M1 随私人预测误差与共享预测误差之间的差距而变化：私人预测已经准确时，该步骤的数值接近于零；预测较差时，数值约为协调差距的三分之一；基准情形下则约为六分之一。加强无平台基准的影响不一。采用 48 小时滚动时域

使差距维持在基准值的 88%，这证实了该结果并非短视时域造成的假象。然而，保持均值不变的分时网络费率会将差距降至基准值的 56%；仅凭价格响应型基线，就能消除协调差距中的相当一部分。本文所示的固定费率差距是一个上限，因此平台相较于简单分时定价所带来的额外价值也相应较小。

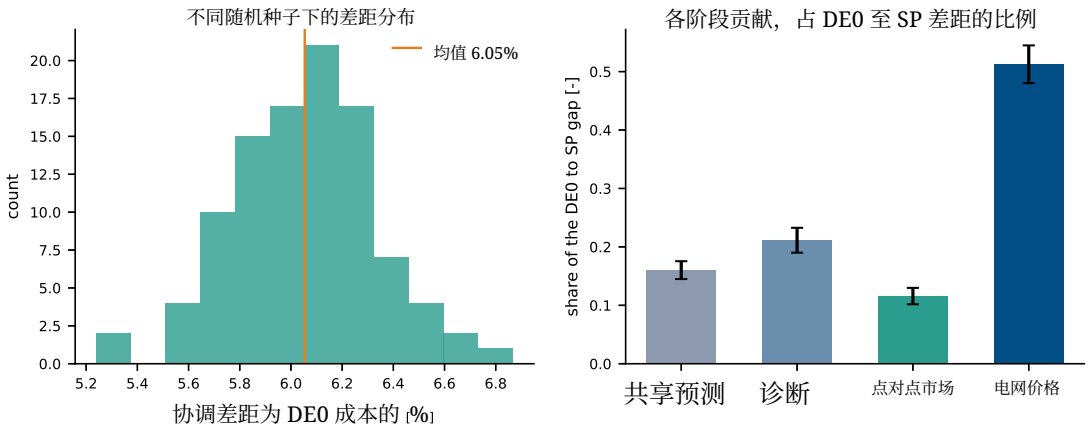

图12：Virum 在 100 次蒙特卡洛抽样中的稳健性：左侧为无平台协调差距的分布，右侧为四阶段贡献。四个条形图共用一个分母，即DE0至SP 差距，因此总和为 1。表8 列出了相对于IND至SP 距离的两项完全信息贡献，因此其 E2 数值较大。

表8：在两种设计——重新调整规模的投资组合和固定容量配套方案——下，对 Virum 进行 100 次蒙特卡洛抽样所得的稳健性结果。其中，E1 为基于预测信息的实验，以 DE0 与 SP 的差距为衡量基准；E2 为基于完美信息的实验，以 IND-to-SP距离为衡量基准；两者之间的残差未作归因。短横线表示该设计不产生相应指标。

指标（100 次抽样）	重新调整规模的均值 ± 标准差	重新调整规模的四分位距（p25、p75）	固定容量均值 ± 标准差
规划者成本（k€）	49.61 ± 0.76	[49.10, 50.24]	–
年度光伏发电量 (MWh)	1030 ± 2	–	1034 ± 47
PED正值比率 RES/$\mathcal{D}$	1.05 ± 0.00	–	1.05 ± 0.05
自给自足 SSR	0.499 ± 0.004	[0.496, 0.502]	0.499 ± 0.009
协调差距（k€）	3.20 ± 0.14	[3.10, 3.28]	3.20 ± 0.14
协调差距（占 DE0 的百分比）	6.05 ± 0.28	[5.87, 6.22]	6.07 ± 0.28
规划者弃减量（MWh）	157.1 ± 8.7	[152.2, 163.4]	–
M3处弃减量减少（%）	45.7 ± 2.3	[44.0, 47.2]	45.7 ± 2.8
E1，共享预测（占差距的百分比）	16.0 ± 1.5	[15.1, 17.0]	16.0 ± 1.5
未归因残差，M1→IND（占差距的百分比）	21.1 ± 2.1	[19.5, 22.6]	–
E2，点对点市场（IND→SP 的百分比）	18.5 ± 2.6	[16.8, 20.0]	–
E2，电网价格（IND→SP 的百分比）	81.5 ± 2.6	[80.0, 83.2]	–
基准运行百分位（成本、差距、恢复）	92，39，92	–	–
阶段成本从 DE0 到 SP 单调递增	100% 的抽样	–	100% 的抽样
E2 内电网价格高于池价格	100% 的抽样	–	100% 的抽样

5.6. 效益的解读、结算与规模

命题 1 背后的两项假设值得结合实际来解读，因为所研究的社区包含三至六个主体。在所有配置中，观测到的整数间隙在数值上均为零，且这些实例的松弛问题是精确的。这一发现仅适用于所研究的实例，并非普遍保证；若某区域的电池调度确实受非同时性约束限制，则仍会存在统一线性价格无法实现的残余差距。价格接受则是更强的假设。若大型出口商能预见自身对拥塞价格的影响，就可能在约束时段减少出口，以降低其支付的费用；这会增加其他主体的弃电量，并使结果偏离$\mathrm{SP}_{\mathrm{rel}}$。在这一限定条件下，对偶价格是效率基准，而非对策略性博弈结果的预测。在六种配置中，最大主体占约束时段净出口的 19% 至 44%；净出口的赫芬达尔指数为 0.17 至 0.35，在三个主体的示例性社区中最高，如表 7 所示。这些指数值接近由主体数量决定的等份额下限 $1/n$，因此该指数反映的更多是社区规模，而非真正的集中度；这与约束时段出口近乎对称的情况相符。该主体的拥塞敞口为 8% 至 16%；其拥塞支付为 1.08 至 3.09 k€，表明了所涉租金的规模。

一种可行的偏离方案可以检验这种暴露度的价值。将 Virum 最大出口商在约束生效的小时内的净出口上限分别设为其基准值的 90%、80% 和 70%，并让社区按照重新出清后的价格重新优化，可使其年度账单分别降低 0.003、0.006 和 0.010 k€，相当于 17.019 k€ 账单的 0.02%、0.04% 和 0.06%。在这三个上限下，拥塞价格均保持在 0.0400 €/千瓦时，社区成本为 50.656 k€，弃电量为 164.8 MWh。总上限仍然具有约束力。其他主体吸收了释放出的余量。在测试的三个上限下，该主体支付的拥塞价格没有变化。该主体放弃了 €1.47k 的出口收入，节省了 0.82 千欧元的拥塞费，并通过向池中售电弥补了差额。社区成本和弃电量分别精确到三位和一位小数时均未发生变化。测试的偏离方案带来的收益微乎其微。上限由外部施加于该主体，而非由其自行选择，因此这一收益只是优化偏离收益的下限；下限较小，并不能限定优化偏离可能获取的收益上限。该发现仅适用于测试过的三种 Virum 偏离方案，以及观察到的拥塞价格。剩下的影响渠道是该主体作为边际卖方时段的池价格，而本项检验并未测试这一点。如果某个主体的限售行为可能解除上限约束，或者馈线模型设有位置相关限制，那么该主体就会拥有价格杠杆。具备市场势力抵御能力的结算机制，以及在池中进行策略性竞价，留待未来研究。

强大的　　其运营效应体现在剩余方。固定电价不会为承载出口的外部性定价　　y,

而在约束时段生效的拥塞组成部分会重新安排本地消费、储能和出口的时序；相较于仅池化结果 M2，在深度配置中弃电量减少约六分之一至近一半，在主要区域则减少 45%。这一价格是建模净出口上限的影子价值，并非完整的配电费率。拥塞收入相当可观，在深度配置中每年为 €7k 至 €17k。对深入研究的四种配置而言，年度拥塞收入是从 DE0 到 SP 的建模经济成本相应降幅的 2.9 至 3.9 倍。因此，收入再分配会实质性地影响参与者之间的收益分配。

如果不进行返还，按照建模的经济成本标准，建模收费会使所有主体都不具备个体理性，尽管总运行成本有所下降。表C.12显示，每位产消者的M3经济成本均高于其 DE0 成本，因为未返还的拥塞支付超过了其应得的运行成本节省份额，因此个体理性取决于结算设计。比较的数值是经济目标的配置结果，其中除现金项外，还包括货币化碳成本和电池退化成本。该表并不能证明每位参与者的现金账单都会降低。我们提出的结算方式是事前一次性款项。每个主体都会获得预先确定的预期年度拥塞收入份额， €9.98k，即 100 次抽样的均值。因此，退款对当前行为的导数为零，边际拥塞信号得以完整保留。在建模情境下，固定支付保留了边际激励，并造成实际收款与预先确定的退款之间的差额。基准运行中的实际收入为 €10.50k，比预先确定的退款多出 €0.52k，形成盈余。若出现相反情况，即实际收入低于预先确定的退款，则资金缺口的承担责任仍属于结算设计决策。复现包记录了每次抽样中的资金缺口，但未将其分配给任何一方。按照人均等额份额规则，在基准运行中，所有主体均符合建模经济成本标准下的个体理性；不过，最大的出口商仅以 €0.03k 的幅度达标，并在 7% 的抽样中未能达标，最多相差 €182 ，平均相差 €64 。采用预先确定的光伏容量退款后，在每次扰动抽样中，Virum 的所有参与者的建模经济成本均不高于其 DE0 成本，因为容量份额与约束时段出口份额同步变化，因此该规则能够跟踪承担最大支付额的主体。建模的区域需要采用比例规则。两种事后规则展示了改为返还实际收入会产生怎样的效果。将 €10.5k 作为人均等额的一次性款项返还，或按照各主体实际缴纳的拥塞费用比例返还，都能恢复基准运行中的个体理性；在这两种情况下，返还后的社区账单均为 €50.66k，与规划者成本相同，因为退款恰好返还了实际收入。但这两种方式都无法作为结算方案实施：如果参与者预期会返还当期实际支付的费用，那么退款就会抵消产生行为信号的收费。电网感知定价是一种高效的配置机制，其可接受性取决于另行设计的预算平衡结算，而非其本身作为独立电价。真正的结算方案必须明确如何返还拥塞收入、如何对本地交易的网络使用收费，以及每位参与者是否都能获益；这些问题不属于社区总体目标的范畴。

在不同变体中，协调与储能在物理层面始终相互分离。信息、交易和电网定价能够减少可避免的盈余侧低效；而要进一步提升短缺侧自给能力，则需要更多储能，其边际成本在接近可行性边界时会急剧上升。这些货币价值是社区运营效益总额，未计入平台、计量和网络加固成本，也未计入拥塞结算的影响。在深度配置中，每年 €1.8k至 €4.9k的差距是总经济基准和规模指标，而非平台商业论证；基于共享预测步骤的基于预测的效益还要更低，为每年 €0.2k至 €0.6k，只有在完全信息阶段才能达到全部差距。这两个数值都是建模经济成本的降低额，该成本包含货币化碳成本；它们并非现金节省，因此据此判断的盈亏平衡是经济盈亏平衡，而非现金盈亏平衡。在建模的共享预测步骤下，这项基于预测的效益就是区域仅凭运营效益所能承担的平台年化成本盈亏平衡点：Virum、利默里克、韦斯特罗斯和格拉茨–柏林分别为每年0.58、0.59、0.25和0.23千欧元。这些数值为部署设定了严苛的门槛。若平台年化成本超过0.23至0.59

千欧元/区域，则在所建模的区域中，仅凭基于预测的节省便不足以证明其合理性；若超过 €1.8k至 €4.9k，即便以完全信息下的全部差距为依据，也无法证明其合理性。此类规模的区域拥有3至6个主体，年度电力当量需求约为1吉瓦时，仅靠运营成本节省不足以支撑平台。商业论证必须另寻依据，例如电网侧价值——为电网运营商延缓电网加固并避免弃电；通过聚合多个区域来分摊固定成本；或提供建模范围之外的服务。由于模型并未为这些渠道中的任何一项定价，我们不对其价值作出估算。输入数据的分辨率也会影响这些数值。表C.11 表明，共享预测步骤对假设的预测能力较为敏感，其效益随个体预测误差与共享预测误差之间的差距而变化。更精细的计量可能改变预测性能，也可能揭示逐小时构建的曲线无法体现的更短周期错配和交易机会。预测技能扫描无法确定这种影响的方向和幅度，因为它改变的是假设误差，而非数据分辨率。要确定其中任何一点，都需要更高分辨率的实测序列，而本文并未提供此类数据。因此，文中给出的共享预测和池化价值取决于假设的预测能力以及逐小时构建的曲线。该模型更重要的贡献，在于对年度正值性何时仍依赖高强度电网，以及逐小时接纳信号如何改善匹配，提供物理和经济层面的诊断。

6. 结论

正能源区（PED）依据年度能源平衡进行认证。但这一平衡掩盖了配电网逐小时经历的双向交换：一年中的大部分时间，区域都在进口；而在其余大部分时间，则在出口或削减电力。产消者之间的协调能否弥补这种小时不平衡，以及其中有多少只能通过新增物理容量来弥补，决定了数字平台对这类区域的价值。本文量化了区域实现年度能源盈余后仍然存在的剩余小时不平衡，测量了由中央运营商运营与作为去中心化市场运营的同一社区之间的协调差距，并评估了平台能够提供的信息和市场机制的价值。

本文将该区域建模为一个多能源载体产消者社区，其中电力与热能通过热泵和热储能相互耦合，并配备电池、可转移需求，以及设于共享公共耦合点的净出口接纳上限。对同一物理系统，分别采用集中式混合整数二次规划和价格接受型点对点市场均衡进行求解。在凸性条件下，该均衡实现正则化社区最优解；点对点交易价格和拥塞价格则是池平衡约束与承载约束的对偶乘子，因此这些价格反映的是明确设定的物理稀缺性的影子价值，而非假设的电价。两项实验对协调差距进行了分解：一项基于预测信息，另一项则假设拥有完美信息。模型根据六种欧洲区域原型进行校准，其中四种进行了深入研究，另外两种用于说明；每种原型的规模均设定为达到正能源阈值。随后通过100次抽样扰动研究、全年逐小时检验、独立凸优化求解器复现，以及针对接纳上限、碳价、储能、可再生能源渗透率、需求响应、上网电价、建筑热质量和出口侧电价的敏感性分析，对结果进行了检验。

有三项重要发现。第一，一个易于求解的模型可以同时表示多载能流区域、其中产消者之间的市场以及承载约束，同时确保协调信号易于解释。社区问题中唯一的整数性来自电池非同时性二元变量；其凸松弛能够承载均衡，而且在每种配置下，混合整数问题、其松弛问题和考虑电网约束的均衡在小数点后三位均一致。第二，年度正值性掩盖了大量且不对称的小时剩余量，而在此基础上的协调差距虽不大，却确实存在。在四种深度原型中，小时自给率为48–50%，可再生能源产出的46–53%被出口或弃电。无平台协调差距为无平台经济成本的2.8–5.9%。共享预测步骤是唯一一个基于预测而非完美信息进行规划的阶段，可弥补其中6–18%的差距。以IND-to-SP距离为衡量基准——该距离是完全信息实验的基准——

池和电网感知定价共同弥补了这段距离；在六种配置中的四种里，电网感知定价的贡献较大，而在韦斯特罗斯和土耳其，池的贡献更大。从M1到IND的这一步仍在两项实验之外，属于未归因的诊断残差。第三，协调几乎完全作用于剩余方。在深度配置中，电网感知定价将弃电量削减六分之一至近一半；在主要区域则削减45%。短缺侧几乎没有变化，而提高小时自给率的成本则以凸性方式攀升，直至已安装储能所设定的可行性壁垒。在所测试的配置中，弥补短缺侧是投资问题，而非协调问题。另外两项结果进一步完善了这一图景。在建筑围护结构中加入日内建筑围护结构储能，使Virum的协调差距从 €3.17k升至4.89k；由此可见，协调的价值并非源于基础模型所忽略的灵活性。这项敏感性测试是针对Virum预热进行的，其他配置未进行此项测试。

从经济角度解读这些结果可以发现，信息、内部交易和电网感知定价能以较低的增量成本、无需新增投资，更有效地利用区域现有资产；而短缺侧的问题在于储能及其他长时灵活性。带来盈余侧收益的拥塞费，其收入是其所实现的建模经济成本降幅的数倍。因此，电网感知定价主要是一种转移工具，而收入如何再分配决定了谁能获益。论文给出的盈亏平衡值，是仅凭运营本身所能证明合理的年化平台、计量和结算成本上限。在所研究的区域尺度上，这些上限都很低，平台必须通过创造电网侧价值或聚合多个区域来弥补其余成本。

在这些原型所处的条件下，即接纳上限每年有十分之一至五分之一的时间构成约束，出口电价约为进口电价的一半，且一个耦合点下有三至六个主体，这些结果对运营此类区域的利益相关者有若干启示。社区运营商和配电系统运营商应以小时级双向指标补充年度正能源目标，因为尽管每种配置都达到了年度目标，平衡两侧仍存在本文所测得规模的残差。对于盈余占主导且出口限制构成约束的区域，应优先利用共享信息并采用电网感知运营，其次评估储能投资，最后再增加发电，因为进一步增加发电主要会加剧午间过剩供给。不过需要注意，这一顺序仅适用于本文建模的原型，并非普遍适用的规划规则。对于监管机构而言，仅在约束时段启用的拥塞组成部分，是针对建模接口处出口承载外部性的定向工具；在耦合点设置单一总上限，并采用预先确定的退款，则是能够让参与者接受该机制的结算安排。

有三项局限需要为这些结论加以限定。研究结果是基于构造型原型、在确定性、价格接受和单一上限条件下得出的基于情景的预测；所列数值为毛运营效益，未计入平台、计量和网络加固成本。建筑热质量仅作为预热敏感性分析的一部分纳入，而基础模型中未考虑建筑热质量，会低估小时自给率和协调差距。共享预测在所有主体中采用同一误差轨迹，因此高估了跨主体一致性，也使共享预测的数值偏高。

未来的工作应使用实测试点数据验证该框架，以受网络约束的随机形式取代聚合接纳约束，设计一种能够抵御市场势力和池内策略性竞价的结算机制，在基础模型中纳入围护结构储热装置，并考虑舒适度成本、供热不足和实测围护结构参数；同时，将运行模型纳入储能、发电和网络容量的联合投资规划中。在其既定范围内，该框架提供了一种可复现的方法，用于区分剩余物理小时不平衡与信息不足、缺乏内部交易及未定价的出口稀缺性所造成的可避免成本。

致谢

本研究获得 CET Partnership（清洁能源转型伙伴关系）2023年联合征集的支持（编号：CETP-FP-2023-00114）。该项目由欧盟委员会（资助编号：101069750）和各国资助机构共同资助，包括丹麦创新基金（项目编号：3170-00009B）、爱尔兰可持续能源管理局、奥地利研究促进署（项目编号：FO999915908）、土耳其科学技术研究理事会（TÜBİTAK）、土耳其（资助编号：224N158 和 224N159）、瑞典能源署（合同编号：P2024-02859）以及罗马尼亚高等教育、研究、发展与创新资助执行机构。

数据和代码可用性

本研究所使用的数据输入、优化模型、分析脚本和图表生成代码均可在GitHub 复现包中获取。该软件包包含复现文中报告的表格和图表的说明。

生成式人工智能使用声明

在准备本项工作期间，作者使用人工智能进行语言编辑、结构审查和代码包质量检查。使用该工具后，作者根据需要对内容进行了审阅和编辑，核实了科学内容，并对出版物的内容承担全部责任。

附录A。完整的公式细节和线性化处理

可转移负荷上界（1o）中的绝对值写成两个线性不等式 $d^{\mathrm{sh}}_{at} - D^{\mathrm{sh}}_{at} \le \alpha_a(D^{\mathrm{fix}}_{at} + D^{\mathrm{sh}}_{at})$ 和 $D^{\mathrm{sh}}_{at} - d^{\mathrm{sh}}_{at} \le \alpha_a(D^{\mathrm{fix}}_{at} + D^{\mathrm{sh}}_{at})$。日内储能容量设为 $\bar{q}^{\mathrm{sh}}_a = W\mathrm{sh}\, D^{\mathrm{sh}}_a$，时间窗口为 $W\mathrm{sh} = 3$ 小时，且为 $\overline{D^{\mathrm{sh}}_a}$平均可转移负荷；根据（$\overline{\mathrm{1n}}$），储能在每个日界重置，因此需求只能在一天内、有限时长内转移。平局判定惩罚项 ε^{s} 和 ε^{d} 分别设为 10^{-3} 和 10^{-4} €/千瓦时。耦合流正则项为 $\varepsilon^{\mathrm{r}} = 10^{-6}$ €/(千瓦²小时)，与加权目标函数 $w_t \Delta t\, \varepsilon^{\mathrm{r}} p^2$ 一致。该正则项使正则化电网与池流量唯一，并消除相互抵消的池内往返交易。电网与池流量的显式上界设为峰值可行流量的五倍；在所有计算得到的解中，该上界均未起约束作用，流量从未超过所设上限的五分之一。算法2说明了预测驱动变体 DE0 和 M1 所采用的每日滚动预测与实现操作，包括预测生成、周内状态延续、逐周储能闭合、已承诺决策、实现、可行性恢复和成本核算。

算法2 每日滚动预测与实现操作（DE0 和 M1）

要求： 真实序列，预测误差标准差 σ (0.25（DE0），0.08（M1）)，窗口 $H = 24$ 小时

对于 每个主体 a 和代表性周 $\mathcal{W}$ **执行**
  将储能 e_a 重置为基准水平（每项容量的一半）
  对于 每个每日窗口 $[d, d+H)$ 于 $\mathcal{W}$ **执行**
    为 $q \in$ {光伏、 负荷、 热能}抽取 $f^q_h = \max\{1 + \mathcal{N}(0, \sigma)\ 0.2\}$；DE0 中为私有，M1 中为共享
    计划：在5个 f^q 次真实序列上求解，起始时间为 e_a，记录电池调度计划
    实现：重新求解5，使用真实序列并固定电池调度计划
    在 $\mathcal{W}$的最后一个窗口中，两次求解都将电池和热储能固定到基准终端值
    将窗口结束时的实际储能带入 e_a
  结束循环
结束循环
汇总各主体的实际流量
可行性：将净出口限制为 $\bar{E}_t$ 通过削减调度光伏发电，按比例分配给各输出方
成本：根据实际流量评估计量目标函数（1a）

附录 B。数据和校准详情

表 B.10列出了每个参数类别的代表性数值、状态和来源，涵盖各竞价区的技术与灵活性参数，以及市场和排放校准。表 B.9列出了四种深度配置的主体构成。进口电价水平和形状，以及分区排放因子，均根据 ENTSO-E 透明度平台数据 [40], 按量计费的系统使用费则根据欧洲官方电价统计数据 [43], 进行校准；各国光伏发电量则依据 PVGIS 气候数据 [41]确定。上网电量比例采用风格化的各国数值，参考了 2023–24 年实施的电力出口补偿机制。日前光伏和负荷预测误差的假设依据 [44, 45], ；电池退化成本依据 [34], ；储热效率和静态损耗依据 [36], ；需求响应灵活性比例依据 [37]。季节性天气和原型负荷参数采用具有代表性的欧洲数值，并记录在复现包中。受公开数据约束最少的两项输入是上网电量比例和净出口承载上限；二者均作为情景假设处理，并通过敏感性分析加以考察。130 至 260 千瓦的承载上限是一项明确的情景假设。为便于理解，该上限被描述为额定容量为 400 千伏安、服务于与模型规模相当社区的低压配电变压器容量的大约三分之一至三分之二。该上限相当于光伏峰值功率的 13% 至 22%，以及不受约束时净出口峰值的 15% 至 26%，因此会在高发电时段形成约束。这是出口上限，模型不设进口上限，因此该上限只约束剩余方。净进口峰值为 317 至 406 千瓦，而上限为 160 至 260 千瓦；在所有深度配置中，净进口峰值都超过该上限，但模型并未对此加以限制。

表B.9：四种深度配置的主体构成。

区域	主体	原型	楼层 [米²]	技术（千瓦峰值，千瓦时）
Virum	VI-A	住宅区块	3200	光伏 296 , HP, 电池 130 , 蓄热储能 220 , DH
Virum	VI-B	住宅区块	3200	光伏 296 , HP, 电池 110 , 蓄热储能 180 , DH
Virum	VI-C	住宅区块	3200	光伏 296 , HP, 电池 60 , 蓄热储能 120 , DH
Virum	VI-D	公共	1800	光伏 166，热泵，电池 29，蓄热储能 80，区域供热
利默里克	LK-C1	商业	2500	光伏 308 , HP, 电池 80 , 蓄热储能 40
利默里克	LK-C2	商业	2500	光伏 308 , HP, 电池40 , TES 30
利默里克	LK-R1	住宅区块	3200	光伏 394 , HP, 电池30 , 蓄热储能 60
利默里克	LK-R2	小型住宅	900	PV 111 , HP, 电池 10 , 蓄热储能 25
利默里克	LK-R3	小型住宅	900	PV 111 , HP, TES 20
利默里克	LK-P	公共	1800	PV 222、热泵、电池 20、TES 30
韦斯特罗斯	VA-O1	办公	2200	光伏 328 , HP, 电池 60 , 蓄热储能 100 , DH
韦斯特罗斯	VA-O2	办公	2200	光伏328 , HP, 电池40 , TES 70 , DH
韦斯特罗斯	VA-C	商业	2500	光伏373 , 电池30 , DH
韦斯特罗斯	VA-R	住宅区块	3200	光伏 477 , HP, 电池 25 , 蓄热储能 50 , DH
格拉茨–柏林	GB-1	住宅区块	3200	PV 313 , HP, 电池 20 , TES 200 , DH
格拉茨–柏林	GB-2	住宅区块	3200	PV 313 , HP, 电池 20 , 蓄热储能 180 , DH
格拉茨–柏林	GB-3	公共	1800	光伏 176，热泵，电池 15，蓄热储能 150，区域供热
格拉茨–柏林	GB-4	商业	2500	光伏 244 , HP, 电池 20 , 蓄热储能 160 , DH

表 B.10：技术、市场和排放参数及其来源。区域层级行包含七个以斜杠分隔的数值，顺序为 DK2、IE、SE3、德国、AT、土耳其、RO。

参数	数值	状态	来源
日前价格均值 $\bar{\lambda}^{\mathrm{imp}}$ (€/千瓦时)	0.095/0.130/0.070/0.120/0.115/0.090/0.100	公共统计数据	ENTSO-E 分区日前价格区间，2023–24
日前价格振幅 (€/千瓦时)	0.045/0.050/0.035/0.060/0.055/0.040/0.045	公共统计	ENTSO-E 分区日前价格区间，2023–24
上网电价比 $\lambda^{\mathrm{exp}}/\lambda^{\mathrm{imp}}$	0.55/0.50/0.55/0.50/0.50/0.45/0.50	假设	相对于进口电价的零售上网电价价差，2023–24
系统使用费 τ^{use} (€/千瓦时)	0.030/0.035/0.028/0.040/0.038/0.030/0.032	公共统计的配电系统运营商按用电量计费的网络费率，2023–24	
电网排放因子 EF^{g} （千克/千瓦时）	0.110/0.300/0.030/0.350/0.160/0.420/0.290	公共统计	分区位置因素，2023
电网排放强度 （千克/千瓦时）	0.060/0.080/0.015/0.120/0.070/0.090/0.080	公共统计	分区位置因素，2023
区域供热排放因子（千克/千瓦时）	0.045/0.150/0.030/0.180/0.120/0.200/0.160	公共统计	分区位置因素，2023
光伏单位容量发电量 （千瓦时/千瓦峰值/年）	980/950/950/1050/1080/1550/1300	公共统计	PVGIS 气候范围，典型气象年
热泵性能系数截距和斜率	7 ℃ 时为 3.2，每 ℃ 为 0.10	假设	EN 14511 数据表范围
热泵性能系数界限	[1.8, 5.5]	假设	EN 14511 数据表范围
电池往返效率	0.90	假设	锂离子电池数据表典型值
电池荷电状态窗口	[0.15, 0.85]	假设	锂离子电池数据表典型值
电池功率能量比	0.25 (C/4)	假设	锂离子电池数据表典型值
电池退化成本	0.020 €/千瓦时循环电量	假设	平准化循环寿命估算
蓄热效率和静态损耗	0.95，每小时 0.01	假设	典型水箱式热能储存
热储能功率能量比	0.50	假设	典型水箱式热能储存
可转移负荷占比、深度 α_a，窗口	0.25、0.30、3 小时	假设	需求响应文献范围
预测误差标准差，私人和共享	0.25, 0.08	假设	日前光伏和负荷预测技能
区域供热价格	0.085 €/千瓦时	假设	零售区域供热费率
碳价（基准）	100 €/吨	假设	情景取值范围
接纳上限（净出口）	130–260千瓦	假设	第 5.4 ≈1/3 至 2/3 个400千伏安变电站
装机容量和建筑面积	表 B.9	经校准	按正能源阈值

附录 C. 补充结果

五种分散式变体和规划者按配置、按变体划分的完整关键绩效指标——即成本、排放、自给自足、小时匹配率、供过于求和弃电——均载于复现包中。规划器目标函数可分解为能源购买、出口收入、系统使用费、电池退化、区域供热能源和货币化碳成本。各配置中，购买和出口项占主导地位，退化项所占比例较小，这证实储能的循环使用并不频繁；碳项占比适中，并随区域排放因子升高而增加：在低碳的瑞典，其占成本不到 4%，而在爱尔兰和德国区域约占五分之一。对于 Virum，46.33 k€ 运行

成本和 4.33 k€货币化碳成本合计为 50.66 k€ 经济成本，而原始目标值为 50.86 k€ ，惩罚项占比为 0.4%。命题1证明了理论上的等式 M3 $=$ SP$_{\text{rel}}$。在每种配置中，混合整数规划器 SP、其凸松弛问题 SP$_{\text{rel}}$以及去中心化电网感知结果 M3 的数值精确到小数点后四位均一致；整数间隙 SP $-$ SP$_{\text{rel}}$ 为 0.0000 k€，电池同时充电和放电的能量为 0.0000 MWh，六项规划器成本见表 5。独立的正则化检验在两个数量级的范围内保持稳定 ε^{r}。将其从 10^{-7} 扫至 10^{-5}，M3 经济成本保持在 50.656k–50.658 k€之间，点对点交易增量保持在 0.435k–0.443 k€之间，电网增量保持在 1.386k–1.499 k€之间，池交易量保持在 58.3k–60.3 MWh 之间，全小时算术平均求解器对偶值 $\bar{\pi}_{\text{all}}$ 保持在 0.0876k–0.0879 €/kWh 之间，$\bar{\tau}$ 保持在 0.0065k–0.0066 €/kWh 之间，从而维持了定性的机制排序。点对点机制和电网价格机制的两种排序及其两种排序的平均值见第 5.2 节，其中交互作用相较于完全信息协调价值总额较小。

表 C.11 展示了预测技能扫描和预测信息阶段的正则化参数敏感性，两者均在第 5.5 节中进行了描述。

表 C.11：Virum 的共享预测步骤 DE0 →M1 对假设的日前预测技能和耦合流正则项的敏感性，其中恢复表示已弥合的 DE0 与 SP 的差距所占比例。扫描私人误差时，共享误差固定为 0.08。

扫描参数 DE0 成本(k€)	M1 成本(k€)	共享预测收益(k€)	M1 恢复（差距百分比）
私人预测误差标准差			
0.10	53.29	53.25	0.04	1.5
0.15	53.41	53.25	0.17	6.0
0.20	53.60	53.25	0.35	12.0
0.25	53.82	53.25	0.58	18.2
0.30	54.05	53.25	0.80	23.7
0.40	54.56	53.25	1.31	33.6
耦合流正则项 ε^{r}			
10^{-7}	53.824	53.247	0.577	18.2
10^{-6}	53.822	53.247	0.575	18.2
10^{-5}	53.743	53.158	0.586	19.0

表 C.12 展示了第 5.6节所述的拥塞收入结算。

表 C.12：在德国 DE0 和替代拥塞收入退款规则下，Virum 各参与者的年度经济成本。成本包括货币化碳成本和电池退化成本。所报告的百分比表示，在各次抽样中，退款后各参与者的成本不高于其 DE0 成本的比例。

主体	DE0（k€）	M3（k€）	事后相等（k€）	事后按比例 .（k€）	事前相等（k€）	个体理性（% 抽样）	事前按光伏（k€）	个体理性（% 抽样）
VI-A	13.57	15.42	12.79	12.74	12.92	100%	12.62	100%
VI-B	13.76	15.96	13.33	13.28	13.46	100%	13.16	100%
VI-C	14.55	17.02	14.39	14.27	14.52	93%	14.22	100%
VI-D	11.94	12.76	10.14	10.36	10.27	100%	11.19	100%
社区	53.82	61.15	50.66	50.66	51.18	–	51.18	–

基准

[1] J. Brozovsky、A. Gustavsen、N. Gaitani，《零排放社区与正能源区——最先进综述》，《可持续城市与社会》72（2021）103013。[2] S. Sareen、V. Albert-Seifried、L. Aelenei、F. Reda、G. Etminan、M.-B. Andreucci、M. Kuzmic、N. Maas、O. Seco、P. Civiero、S. Gohari、M. Hukkalainen、H.-M. Neumann，《关于正能源区的十个问题》，《建筑与环境》216（2022）109017。[3] L.-N. Sassenou、F. Olivieri、P. Civiero、L. Olivieri，《正能源区设计方法：范围性文献综述与新方法提案（PlanPED）》，《建筑与环境》260（2024）111667。[4] J. Nikolic、J. Z. Thellufsen、P. Sorknæs、P. T. Madsen、L. S. Nørgaard，《让正能源区发挥作用——当前知识如何助力未来正能源区》，《可持续城市与社会》132（2025）106817。

[5] Q. Xu、W. Ricks、A. Manocha、N. Patankar、J. D. Jenkins，《自愿无碳电力采购策略的系统层面影响》，Joule 8（2024）374–400。[6] I. Riepin、T. Brown，《全天候无碳能源采购的手段、成本与系统层面影响》，Energy Strategy Reviews 54（2024）101488。[7] G. Cebrat、A. G. Abate、D. Stewart、P. S. Nielsen，《从能源单元到EC²ellular电网：正能源区域的多层架构》，载于：第17届国际应用能源大会（ICAE 2025）论文集，《Energy Proceedings》第63卷，泰国曼谷，2026年。[8] T. Sousa、T. Soares、P. Pinson、F. Moret、T. Baroche、E. Sorin，《点对点与社区型市场：综合综述》，Renewable and Sustainable Energy Reviews 104（2019）367–378。[9] W. Tushar、C. Yuen、T. K. Saha、T. Morstyn、A. C. Chapman、M. J. E. Alam、S. Hanif、H. V. Poor，《互联社区的点对点能源系统：近期进展与新兴挑战综述》，Applied Energy 282（2021）116131。[10] L.-N. Sassenou、L. Olivieri、F. Olivieri，《正能源区部署的挑战：系统性综述》，Renewable and Sustainable Energy Reviews 191（2024）114152。[11] S. Bossi、C. Gollner、S. Theierling，《迈向欧洲100个正能源区：61个欧洲案例的初步数据分析》，Energies 13（2020）6083。[12] I. Riepin、J. D. Jenkins、D. Swezey、T. Brown，《全天候无碳电力匹配加速先进清洁能源技术的采用》，Joule 9（2025）101808。[13] I. Riepin、T. Brown、V. M. Zavala，《面向真正清洁计算的时空负荷转移》，Advances in Applied Energy 17（2025）100202。[14] G. Reynders、J. Diriken、D. Saelens，《能源灵活性的通用表征方法：应用于住宅建筑的建筑结构热储能》，Applied Energy 198（2017）192–202。[15] H. Li、Z. Wang、T. Hong、M. A. Piette，《住宅建筑的能源灵活性：表征与量化方法及应用的系统性综述》，Advances in Applied Energy 3（2021）100054。[16] E. Sorin、L. Bobo、P. Pinson，《具有产品差异化的点对点电力市场基于共识的方法》，IEEE Transactions on Power Systems 34（2019）994–1004。[17] N. Goitia-Zabaleta、A. Milo、H. Gaztañaga、E. Fernandez，《面向产消者融入社区型点对点市场的本地能源市场两阶段集中式管理》，Applied Energy 348（2023）121552。[18] J. Guerrero、A. C. Chapman、G. Verbič，《低压电网中网络约束下的去中心化点对点能源交易》，IEEE Transactions on Smart Grid 10（2019）5163–5173。[19] X. Jin、Q. Wu、H. Jia，《本地灵活性市场：概念、模型与出清方法的文献综述》，Applied Energy 261（2020）114387。[20] H. Le Cadre、P. Jacquot、C. Wan、C. Alasseur，《点对点电力市场分析：从变分均衡到广义纳什均衡》，European Journal of Operational Research 282（2020）753–771。[21] M. Kraning、E. Chu、J. Lavaei、S. Boyd，《通过近端消息传递实现动态网络能源管理》，Foundations and Trends in Optimization 1（2014）73–126。[22] M. Geidl、G. Andersson，《多种能源载体的最优潮流》，IEEE Transactions on Power Systems 22（2007）145–155。[23] J. Ramsebner、R. Haas、A. Ajanovic、M. Wietschel，《部门耦合概念：批判性综述》，WIREs Energy and Environment 10（2021）e396。[24] J. V. S. do Amaral、C. H. dos Santos、J. A. B. Montevechi、A. R. de Queiroz，《能源数字孪生应用：综述》，Renewable and Sustainable Energy Reviews 188（2023）113891。[25] S. Agostinelli、F. Cumo、G. Guidi、C. Tomazzoli，《改善建筑能源管理的信息物理系统：数字孪生与人工智能》，Energies 14（2021）2338。[26] M. Andoni、V. Robu、D. Flynn、S. Abram、D. Geach、D. Jenkins、P. McCallum、A. Peacock，《能源行业中的区块链技术：挑战与机遇的系统性综述》，Renewable and Sustainable Energy Reviews 100（2019）143–174。[27] O. Abrishambaf、F. Lezama、P. Faria、Z. Vale，《迈向互动能源系统：当前趋势分析》，Energy Strategy Reviews 26（2019）100418。[28] N. Wang、Z. Liu、P. Heijnen、M. Warnier，《融合多能源耦合与合作行为的点对点市场机制》，Applied Energy 311（2022）118572。[29] S. Li、Y. Zhou、J. Wu、Y. Pan、Z. Huang、N. Zhou，《具有点对点能源共享功能的多能源枢纽系统数字孪生》，Applied Energy 380（2025）124908。[30] C. Sun、Y. Liu、Y. Li、S. Lin、H. B. Gooi、J. Zhu，《去中心化电热系统中的网络感知型点对点多能源交易》，Applied Energy 345（2023）121298。[31] S. Bjarghov、S. S. Foslie、M. Askeland、R. Rana、H. Taxt，《通过工业能源社区中的协调式非保证接入提升电网接纳能力》，Smart Energy 15（2024）100154。[32] H. Taxt、S. Bjarghov、M. Askeland、P. Crespo del Granado、A. Morch、M. Z. Degefa、R. Rana，《能源社区融入配电网：本地能源协调的发展路径》，Energy Strategy Reviews 58（2025）101668。[33] B. Crowley、J. Kazempour、L. Mitridati，《能源社区如何提供电网服务？兼顾预算平衡、个体理性与公平分配的动态定价机制》，Applied Energy 382（2025）125154。[34] B. Xu、A. Oudalov、A. Ulbig、G. Andersson、D. S. Kirschen，《锂离子电池退化建模及电芯寿命评估》，IEEE

智能电网汇刊 9 (2018) 1131–1140。[35] A. G. Abate, D. Keles, X. Liu, S. Hassi, X.-B. Zhang, 《100% 可再生电力市场中储能运营商的竞价策略：一种博弈论方法》, Omega (2026) 103661。[36] I. Sarbu, C. Sebarchievici, 《热能储存综合综述》, 可持续发展 10 (2018) 191。[37] H. C. Gils, 《欧洲理论需求响应潜力评估》, 能源 67 (2014) 1–18。[38] I. Staffell, D. Brett, N. Brandon, A. Hawkes, 《家用热泵综述》, 能源与环境科学 5 (2012) 9291–9306。[39] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J. Palm, 《建筑物中的光伏自发自用：综述》, Applied Energy 142 (2015) 80–94。[40] ENTSO-E, ENTSO-E 透明度平台：日前价格和发电, https://transparency.entsoe.eu/, 2024。欧洲输电系统运营商网络, 访问于2024年。[41] 欧盟委员会联合研究中心, 光伏地理信息系统（PVGIS）, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/, 2024。访问于2024年。[42] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, D. Smith, H. V. Poor, 《电力网络中的点对点交易：概述》, IEEE Transactions on Smart Grid 11 (2020) 3185–3200。[43]欧盟统计局, 电价统计, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics, 2024。欧盟统计局, 网络成本组成部分, 访问于2024年。[44] J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martínez-de Pison, F. Antonanzas-Torres, 《光伏功率预测综述》, 太阳能 136 (2016) 78–111。[45] T. Hong, S. Fan, 《概率性电力负荷预测：教程式综述》, 国际预测学期刊 32 (2016) 914–938。