

# 安科瑞虚拟电厂-企业微电网数字化建设

产品名称	安科瑞虚拟电厂-企业微电网数字化建设
公司名称	安科瑞电气股份有限公司
价格	.00/件
规格参数	品牌:安科瑞 型号:数字化建设 产地:江苏江阴
公司地址	上海市嘉定区育绿路253号
联系电话	19821750213 19821750213

## 产品详情

摘要：2023年1月8日，微信公众号鱼眼看电改(作者俞庆)发表了文章《虚拟电厂与负荷侧数字化》，原文如下：

“虚拟电厂是电力数字化的一个应用方向，准确的说，是负荷侧数字化的发展方向。所以负荷侧数字化的水平，以及今后的发展方向，决定了虚拟电厂的应用未来。

### 一、负荷侧数字化水平很低

从电力的专业环节上，我们分为“发电、输电、配电、用电”几个环节（还包括调度、市场等）。

这里有个概念是交叉的，即物理的配电网，和配电专业，并不完全一致。

对电网来说，配电专业管辖的是公共配电网，而公共配电网只是物理配电网的一部分。

对物理配电网来说，用电环节包含对用户配电网（微电网）、以及连接在电网\*末端的各类资源（比如负荷、分布式发电、分布式储能）的管理。

从电力数字化的水平来看，电网数字化的水平\*高，国网从2006年的SG186“智能电网”工程开始，每年在自动化、信息化领域百亿级别的投资，大幅度提升了数字化水平，南网也不遑多让。

发电数字化水平其次，这些年各大发电集团在“智慧电厂”的趋势下，也大幅提升了发电领域的数字化水平。

但是电力用户的负荷侧数字化，一直处于非常低的水平。管理的基础是数字化，负荷侧低水平的数字化，已经成为虚拟电厂发展的\*大制约之一。虚拟电厂是对分散式电力资源管理，这些管理包括

: 汇聚、抽象、调控、交互。

虚拟电厂所管理的，绝大多数是负荷侧的资源，这些资源分布在配电网的\*末端。当用户配电（微）网的数字化和管理水平很低时，自然对末端资源的管理水平也很低。

大多数用户配电网（在很多用户意识里，那都不是配电网）的管理和数字化水平，落后于上一级（公共配电网）20年以上。

虽然都是配电网，差距就是这么大。这种差距，对公共配电网的管理也带来很多困扰，比如用户内部故障，继电保护装置越级跳（用户配电保护装置不动作，电网保护装置动作）。

## 二、目前不能靠虚拟电厂提升负荷侧数字化水平

紧接着的问题就是，谁来提升用户配电网的数字化水平，是不是靠虚拟电厂的这些第三方就可以？

但是这里又带来另一个悖论：虚拟电厂目前是无法持续盈利的，甚至虚拟电厂目前的这些盈利，无法弥补负荷侧数字化的投入。

如果财务上单独核算，目前绝大多数虚拟电厂项目是亏损运行的。

这些项目之所以能成立，有的是因为电网企业作为试点项目，不计成本的投入（当然，其实也计，一部分计入了输配电价，另一部分是电力交易中心的交易盈余）；有的是发电企业在光伏、储能投资中，包含了负荷侧数字化部分投资；有的是售电业务前期承担了负荷侧数字化投入，然后把需求响应补贴作为边际收益等。

虚拟电厂大规模推广之前，需要建立负荷侧数字化的商业模式，而不是等着虚拟电厂这个商业逻辑成立，再去搞负荷侧的数字化。

这就有点像：在美团、拼多多商业模式成立以前，智能手机已经商业自治了，卖智能手机已经可以赚钱了。

否则让拼多多去送智能手机，那拼多多的商业模式肯定是不成立的。

## 三、负荷侧数字化，无法单独衡量收益

经常有光伏投资方面的朋友问：一个用户的能源数字化项目，ROI怎么算？是不是可以用节能去算投资回报？

在实际项目中，大量的分布式光伏项目（工商业），以“目录电价”为基准，计算光伏售电价格折扣，形成一种变相的效益分享型合同能源管理模式，与用户签订光伏售电合同。

所以他们自然认为负荷侧能源数字化投资是不是也带有这种属性。

我的回答是：即使是工商业分布式光伏，目前已经取消目录电价，现货市场的出清价格也呈现波动频繁、峰谷价差拉大的趋势，未来不存在锚定价格，怎么计算固定收益率。

光伏尚且如此，面对负荷随生产订单变化，订单跟随行业景气度、客户需求度不断变动，负荷侧数字化的节能效益很难明确计算，怎么算ROI？

甚至ROI这个概念都不能用于负荷侧数字化和虚拟电厂，因为ROI更多的是一种“固定资产投资

资”的经济价值计算方式。

负荷侧数字化和虚拟电厂，本质上是一种“企业服务”，而非资产投资。

而目前积极投入“虚拟电厂”业务的，自认为有先天优势的发电企业们，正是用“建电厂”的，大干快上的投资逻辑，去理解“软服务”的虚拟电厂。

当对一个事物发展的底层逻辑，认知出现偏差，这个事物的发展也一定会一地鸡毛。

#### 四、负荷侧数字化，本质是管理意识提升

负荷侧数字化水平为什么这么低？个人认为是负荷侧的企业，能源管理水平较低导致的。

在实际项目中，我们见过很多负荷侧数字化工具，只是作为建设项目的一部分，在验收以后就没有发挥作用。

为什么工商企业的能源管理水平较低？这是因为过去处于高速增长阶段，企业更多的关心主营业务的发展，不会关注作为辅助业务的“企业能源管理”，是否产生管理价值，说白了就是能保证企业正常生产就好。

用电企业的能源管理意识水平，决定了负荷侧数字化水平，\*终决定了虚拟电厂能否落地，并持续前进。

从目前来看，需要进一步通过政策影响（比如需求响应、能源双控、碳排放约束），市场价格信号，以及专业的能源服务等综合手段，去推动企业建立这种意识，并且通过数字化和管理，产生可见价值。

因此虚拟电厂的推动，不是靠简单投入数字化项目，也不是靠单纯的光伏、储能、售电、节能，而是一种企业管理提升，更类似企业财务优化或者ERP流程优化。

负荷侧数字化，其实只是财务管理软件或者ERP软件，现在多数的企业不会问“投资一个ERP，ROI是多少”这样的问题了。

国家为了提升能源消费侧的绿色能效水平，无论是以前的节能服务、再到分布式光储建设、微电网与多能互补等，一直在出台相关政策，但始终落入“项目投资”的模式，这是与能源行业长期以“基建思维”分不开的。

当一个行业进入中低速增长期，原有的建设思维转换为运营思维和管理思维，这时候才是数字化的\*佳机会。

房地产行业从“卖房子”变成“自持物业运营”，将迎来房地产管理数字化的高峰。

负荷侧也是一样的逻辑，虚拟电厂的深刻意义，也在于此。”

#### 1 综述

看完文章受益颇丰，本文主要是想结合文章探讨电力用户负荷侧，也就是企业微电网数字化的实现方式及其意义。

虚拟电厂本质上是运用能源互联网技术，把数以千计的企业微电网分散的可控负荷、充电桩、分布式光伏、分布式储能等整合起来，变成具有一定规模、可调节的负荷资源和发电容量，通过这个看不见的“

电厂”来配合大电网的需求响应，解决电网峰谷差大、局部电力供应紧张等问题的同时从中获利，这对电网和用电企业是双赢的。今年以来，虚拟电厂频获政策支持，在行业内掀起发展热潮，主要原因在于我国电力峰谷差矛盾日益突出，未来在缓解供需矛盾，提高电网稳定性和灵活性上，虚拟电厂可以发挥出关键作用。

虚拟电厂在国外已经有比较成熟的运行机制，但是现阶段国内虚拟电厂真正落地的项目很少，且大多为试点项目，如俞庆先生所说一方面是虚拟电厂目前无法持续盈利；另一方面虚拟电厂的基础设施，也就是数量众多的企业微电网数字化程度太低，前期需要投入较多的资源先实现企业微电网的数字化。企业微电网侧低水平的数字化，已经成为虚拟电厂发展的\*大制约之一。

## 2 怎么建立企业微电网数字化

企业的能源管理意识决定了企业电网的数字化水平，专家预测接下来会有进一步的政策（比如需求响应、能源双控、碳排放约束）和价格激励机制去推动企业建立微电网数字化，为虚拟电厂的推广和发展做好基础设施的建设，同时也提高企业的能源管理意识，并通过数字化的能源管理对企业产生价值。那企业怎么建立适用于自身的微电网数字化呢？

企业微电网的数字化系统(EMS)包含安装于现场的传感器、智能网关和微电网数字化软件。传感器用于监测和控制企业内部的负荷设备和分布式发电设备(系统)，现场传感器的数据接入边缘计算智能网关，每个智能网关可以看做是一个区域指挥部，采集所接传感器数据进行协议转换后上传EMS和转发第三方系统，网关可以根据预设阈值或自动学习来执行逻辑计算，并执行EMS的指令。EMS可以看做是企业微电网的指挥部，根据智能网关上传的数据生成各类图表、控制策略和分析结论，并按照设置的权限响应虚拟电厂的调度指令，这样数量众多的EMS就构成了虚拟电厂的基础，系统架构图如图1所示。

AcrelEMS企业微电网数字化系统融合企业负荷侧的电力监控、能耗统计、电能质量分析及治理、智能照明控制、主要用能设备监控、充电桩运营管理、分布式光伏监控、储能管理等功能，用户通过一个平台即可全局、整体的对企业微电网进行集中监控、统一调度、统一运维，同时满足企业用电可靠、安全、节约、高效、有序用电要求。

## 3 微电网数字化系统功能

### 3.1 电力监控

对企业35kV变电站至0.4kV配电涉及的变压器、断路器、直流屏、母排、无功补偿柜及电缆等配电相关设备的电气参数、运行状态、接点温度进行实时监测和控制，监测企业微电网主要回路的电能质量并进行治理，对故障及时处理并发出告警信息，提高企业供电可靠性。

### 3.2 能耗分析

采集企业电、水、燃气等能源消耗，进行分类分项能耗统计，计算单位面积或单位产品的能耗数据以及趋势，对标主要用能设备能效进行能效诊断，计算企业碳排放，为企业制定碳达峰、碳中和路线提供数据支持。

### 3.3 照明控制

智能照明控制功能可以根据企业情况实现定时控制、光照感应控制、场景控制、集中控制、调光控制等，并结合红外传感器、超声波传感器，实现人来灯亮、人走灯灭，为企业节约照明用电。

### 3.4 分布式光伏监控

监测企业分布式光伏电站运行情况，包括逆变器运行数据、光伏发电效率分析、发电量及收益统计以及光伏发电功率控制。

### 3.5 储能管理

监测储能系统、电池管理系统(BMS)和储能变流器(PCS)运行，包括运行模式、功率控制模式，功率、电压、电流、频率等预定值信息、储能电池充放电电压、电流、SOC、温度，根据企业峰谷特点和电价波动设置储能系统的充放电策略，控制储能系统充放电模式，实现削峰填谷，降低企业用电成本，见图6。

### 3.6 充电桩运营管理

监测企业微电网充电桩的运行状态，提供充电桩收费管理和状态监测功能，并根据企业负荷率变化和虚拟电厂的调度指令调节充电桩的充电功率，使企业微电网稳定安全运行。

### 3.7 需求响应

根据企业负荷波动数据，再结合虚拟电厂的调度指令，决定以何种方式参与电网需求响应，平台可通过给储能系统下发控制策略，调整充发电时间。平台在需求响应时间段调整可控负荷功率，停止给可中断负荷供电。并且可以根据企业可控负荷数据制定需求响应控制策略，实现一键响应。

## 4 微电网数字化系统硬件设备

安科瑞针对企业微电网数字化系统除了软件外，还具备现场传感器、智能网关等设备，还包括了高低压配电综合保护和监测产品、电能质量在线监测装置、电能质量治理、照明控制、新能源充电桩、电气消防类解决方案等，可以为企业微电网数字化提供一站式服务能力。

## 4 结束语

如文章所说“负荷侧数字化，本质是管理意识提升”，企业微电网数字化建设是大势所趋，是虚拟电厂发展的必要条件，也是企业自身提高能源管理水平的必要手段。随着双碳政策和电改政策的推进，要提高能源利用效率，解决电网峰谷差大的问题，必然会有越来越多的政策工具走上台面，包括加大电价浮动、拉大峰谷电价差、能耗双控等等，在这种情况下仅依赖人工的管理是无法适应政策和电价变化的。而提前建立和适应了能源数字化管理的企业将会更快获得用电成本的优势，切实享受电改政策红利。