

广东省市场化需求响应实施细则

第一章 总 则

第一条[目的]建立以市场为主的需求响应补偿机制，引入有资源聚合管理能力的虚拟电厂，拓宽电力需求响应实施范围，挖掘工商业可中断负荷、可调节负荷、用户侧储能、电动汽车及充换电设施、空调负荷等各类需求侧资源（以下简称“响应资源”）并组织其参与需求响应，形成年度最大用电负荷5%的响应能力，与分时电价政策、现货电能量市场的用能引导互为补充，更好发挥需求侧资源在主、配网削峰填谷，促进电力供需平衡和适应新型电力系统运行的作用，助力能源消费向绿色低碳转型。

第二条[依据]落实《电力负荷管理办法（2023年版）》（发改运行规〔2023〕1283号）、《电力需求侧管理办法（2023年版）》（发改运行规〔2023〕1283号）等文件要求，衔接《广东省虚拟电厂参与电力市场交易实施方案（试行）》等要求，制定本细则。

第三条[原则]遵循全省负荷资源“统一接入、统一管理、统一调控、统一服务”，按照“需求响应优先、有序用电保底”的原则，实现全省响应资源的优化配置。

第四条[市场秩序]需求响应市场成员应严格遵守法律法规、相关规章及交易规则，不得提供虚假信息、操纵市场价格、损害其他经营主体利益。

第五条[实施主体]省发展改革委（省能源局）、南方能

源监管局组织全省市场化需求响应工作，组织编制需求响应实施方案，组织审定需求响应实施细则。省发展改革委（省能源局）、南方能源监管局根据职能依法履行监管职责。

第二章 市场成员

第六条[成员分类]参与广东省市场化需求响应交易的市场成员包括经营主体、市场运营机构、电力负荷管理中心和电网企业四类。

经营主体为具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，包括电力用户和虚拟电厂。虚拟电厂是基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。

市场运营机构包括广东省电力调度中心（以下简称“调度机构”）、广东电力交易中心（以下简称“交易中心”）。

电力负荷管理中心包括广东省电力负荷管理中心（简称省负管中心）和各地市电力负荷管理中心（简称市负管中心），含深圳虚拟电厂管理中心。

电网企业包括广东电网有限责任公司、深圳供电局有限公司以及地方供电企业（含增量配电网企业）。

第七条[电力用户权责]按规则参与需求响应交易，签订和履行需求响应代理合同、负荷管理协议等；按规定披露和提供信息，获得需求响应交易相关信息；服从负管中心的统一调控，遵守电力需求侧管理有关规定，执行需求响应交易

结果和有序用电安排；享有法律法规规定的其他权利和义务。

第八条[虚拟电厂权责]按规则参与需求响应交易，签订和履行需求响应结算合同、代理合同、负荷管理协议，管控和运营响应资源，组织执行需求响应交易结果；建设、运维虚拟电厂平台和自主安装于代理用户的用户端负荷控制装置，按要求接入新型电力负荷管理系统（以下简称“负管系统”）并开展能力认定，确保技术系统和调节能力安全可靠；按规定披露和提供信息，获取需求响应交易相关信息。

第九条[市场运营机构权责]调度机构负责电力供需形势预测，提出响应需求；按职责负责信息披露、分析监测和相关技术支持系统的建设运维。交易中心负责需求响应的市场注册、市场申报、年度交易出清、市场合同管理和结算依据出具，会同省负管中心组织需求响应交易，按职责负责信息披露、分析监测和相关技术支持系统的建设运维。

第十条[负荷管理中心权责]省负管中心负责需求响应组织、资源调用、基线负荷计算、响应效果评价考核，负责虚拟电厂的能力认定、协议管理和负管系统接入，按职责负责信息披露，分析监测和相关技术支持系统的建设运维；各地市负管中心负责所在地市的需求响应组织，负责虚拟电厂接入资源负荷管理协议签订、用户沟通等。

第十一条[电网企业权责]电网企业负责按经营范围与经营主体签订需求响应结算合同，向经营主体提供公平的计量服务，负责开展电费结算，按职责负责相关技术支持系统的

建设运维，负责开展有序用电的管理工作，负责负荷类虚拟电厂运营商机房的负荷管理终端的日常运维管理。

第三章 市场管理

第十二条[资源类型及要求]响应资源指电力用户或虚拟电厂代理的具备负荷调节能力的资源，包括工商业可中断负荷、可调节负荷、用户侧储能、电动汽车及充换电设施、空调负荷等。

第十三条[虚拟电厂聚合]虚拟电厂运营商按照响应资源所属地市、虚拟电厂所属类别等条件分别聚合形成虚拟电厂，作为交易单元参与需求响应交易。负荷类虚拟电厂按照响应时间分为日前响应型虚拟电厂、小时响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂。鼓励新型储能、分布式电源、电动汽车、空调负荷等主体以虚拟电厂方式聚合参与需求响应。

第十四条[电力用户准入条件]参与需求响应的电力用户应符合国家和广东省有关产业、环保政策等方面的要求，具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。支持符合条件的代理购电用户参与需求响应交易。

第十五条[虚拟电厂准入条件]虚拟电厂调节能力应不小于5兆瓦、连续响应时间应不低于1小时；虚拟电厂运营商应按要求建立相关技术支持系统，满足网络安全条件，接入负管系统，具备可靠监测、预测、接收指令分解执行等功能；与省负管中心签订负荷管理协议，通过省负管中心组织的能力测试认定，与电网企业签订结算合同。

第十六条[响应资源注册]满足准入条件的电力用户按照统一社会信用代码为企业唯一标识在交易系统注册，电网公司推送该电力用户在广东省内的工商业用电信息，电力用户在交易系统登记需求响应资源。响应资源的注册信息包括：用电户号、用电户名、计量点号、结算户名、电压等级、用电性质、资源类型、资源所属地区、最大响应能力、最小响应能力等。

第十七条[虚拟电厂注册]虚拟电厂运营商市场注册条件和流程参照《售电公司管理办法》，具体按照广东电力市场注册管理工作制度和《广东虚拟电厂运营管理实施细则（试行）》规定执行。虚拟电厂运营商注册时应明确其虚拟电厂类型，同一虚拟电厂可同时注册为日前响应型虚拟电厂、小时响应型虚拟电厂、直控型虚拟电厂；虚拟电厂交易单元应通过省负管中心组织的能力测试认定。同一地市下，虚拟电厂运营商可注册一个负荷类日前响应型虚拟电厂需求响应交易单元、一个负荷类小时型虚拟电厂需求响应交易单元、一个负荷类直控型虚拟电厂需求响应交易单元。

第十八条[代理关系]电力用户可自主选择虚拟电厂，以月为最小单位签订需求响应代理合同，形成唯一的需求数量代理关系。虚拟电厂资源代理按照《广东虚拟电厂运营管理实施细则》执行。电力用户可直接参与或由虚拟电厂代理参与需求响应交易。同一类合同存续期内，同一电力用户只能与一家虚拟电厂运营商确立聚合关系。选择以虚拟电厂聚合方式参与非电能量市场交易品种（包括需求响应、辅

助服务等)的电力用户，与虚拟电厂运营商的聚合关系可与该用户的电能量零售代理关系不一致。直接参与需求响应交易的电力用户与虚拟电厂同等参与结算。

已完成需求响应注册且未与虚拟电厂运营商签订需求响应代理合同的电力用户，默认自主参与需求响应交易。

第十九条[注册申请与变更]经营主体应于每日 17 点前向交易中心提交注册申请或注册信息变更申请，经交易中心审核，4 个自然日后生效。

第二十条[需求响应代理合同]虚拟电厂运营商与电力用户应按照合同范本签订需求响应代理合同，作为需求响应零售交易及结算的执行依据。合同信息包括但不限于收益分成及费用分摊方式等。

第二十一条[结算合同]虚拟电厂运营商与电网企业签订需求响应结算合同，作为虚拟电厂运营商参与需求响应的结算依据。合同需明确双方权责、结算依据、费用复核、付款方式等事项。

第四章 市场衔接

第二十二条[交易组织与调用]需求响应交易每年于迎峰度夏前、迎峰度冬前由电力交易中心、省负管中心协同组织，形成全省统一的调用价格。在调用实施方面，以日前调用为主、日内调用为辅，全省(含多地市)范围的日前调用由省负管中心请示省能源局批准后实施。单一地市的日前调用由市负管中心向省负管中心报告有关情况，经省负管中心请示省能源局批准后实施。对于日内出现临时缺口风险的情况，

省地两级负管中心根据调度机构需求组织灵活避峰需求响应调用，省负管中心同步向省能源局报告说明。省负管中心由负管系统经交易系统向经营主体披露，并通过负管系统开展资源调用。

第二十三条[与现货电能量市场的衔接]在功能应用方面，需求响应负责前置解决全省电力平衡缺口风险，以及负责参与配网层面的局部重过载调节。现货电能量市场负责常规电力平衡调节。在实施衔接方面，在全省未启动日前邀约需求响应期间，负荷类虚拟电厂运营商可自主选择参与地区需求响应、现货电能量市场或辅助服务市场；在全省启动日前邀约需求响应期间，负荷类虚拟电厂需优先参与需求响应，在现货电能量市场中按照报量报价作为结算依据的方式参与交易，聚合资源按照需求响应中标结果参与电力平衡调节。

第五章 交易组织

第二十四条[需求响应品种]需求响应品种包括日前邀约需求响应（含削峰和填谷）、灵活避峰需求响应、日内填谷需求响应、可中断负荷需求响应。

第二十五条[交易时间]在每年迎峰度夏前和迎峰度冬前由交易中心会同省负管中心组织电力用户、虚拟电厂运营商参加需求响应交易。

第二十六条[需求容量]削峰需求响应交易分别以调度机构预测的迎峰度夏最大电力缺口、迎峰度冬最大电力缺口作为需求容量，原则上不超过当年预测最高统调负荷的 A_1 。填

谷需求响应交易以调度机构综合省间送受电计划、新能源及负荷情况预测的年度最大调峰缺口作为需求容量，原则上不超过当年预测最低统调负荷的 A_1 。

第二十七条[交易申报]:

(一) 削峰需求响应申报容量。单个电力用户的申报容量不小于 C_1 ，不大于该电力用户近一年基线负荷最大值；虚拟电厂的申报容量不小于测定的最小调节容量，不大于聚合资源基线负荷之和最大值。未按时申报的电力用户按照近一年基线负荷最大值的 50% 和 C_1 取大作为默认申报量，未按时申报的虚拟电厂按照测定的最小调节容量作为默认申报量。

(二) 填谷需求响应申报容量。单个电力用户的申报容量不小于 C_1 ；虚拟电厂的申报容量不小于测定最小调节容量量。未按时申报的电力用户按照近一年基线负荷最大值的 50% 和 C_1 取大作为默认申报量，未按时申报的虚拟电厂按照测定的最小调节量作为默认申报量。

(三) 申报价格。每个交易单元申报 1 个报价，削峰需求响应价格的上下限分别为 P_1 和 P_2 ，填谷需求响应价格的上下限分别为 P_3 和 P_4 ，详见附录。未申请市场竞价的虚拟电厂和电力用户默认以下限出价。

第二十八条[交易出清]交易中心根据各交易单元申报信息，按照“价格优先、时间优先、容量优先”的边际出清方式，出清价格为边际交易单元的申报价，分别形成日前邀约削峰需求响应和日前邀约平时段填谷需求响应调用价格，作

为需求响应基准调用价格，基准调用价格乘以价格系数形成各类需求响应调用价格。其中填谷需求响应的不同需求时段调用价格与现行峰平谷比价保持一致。各品种调用价格不能超过该品种的价格上限。各品种需求响应调用价格系数和价格上限见表 1 和表 2。

表 1：削峰需求响应调用价格系数

削峰需求响应类型	日前邀约削峰需求响应	灵活避峰需求响应（日内）			可中断负荷
通知时间	(D-3) 日～(D-1) 日 11 点	提前 2 小时～(D-1) 日 11 点	提前 0.5～提前 2 小时(含 2 小时)	提前 0.5 小时以内(含 0.5 小时)	不通知 (秒级)
调用价格系数	1	1.2	1.4	1.6	1
价格上限	P_1	$1.2 * P_1$	$1.4 * P_1$	$1.6 * P_1$	P_1

表 2：填谷需求响应调用价格系数

填谷需求响应品种	日前邀约填谷需求响应	日内填谷需求响应
通知时间	(D-3) 日～(D-1) 日 11 点	D 日～(D-1) 日 11 点
调用价格系数	1	1.2
平时段价格上限	P_3	$1.2 * P_3$

第二十九条[交易结果]交易中心向经营主体披露出清结果。

第六章 资源调用

第一节 需求响应调用时序

第三十条[响应品种]按照削峰和填谷两个应用场景，各

品种之间提前通知时间见表 3、表 4。

表 3：削峰需求响应各品种提前通知时间

削峰需求响应类型	日前邀约削峰需求响应	灵活避峰需求响应（日内）			可中断负荷
通知时间	(D-3) 日～(D-1 日) 11 点	提前 2 小时～(D-1) 日 11 点	提前 0.5～提前 2 小时(含 2 小时)	提前 0.5 小时以内(含 0.5 小时)	不通知(秒级)

表 4：填谷需求响应品种提前通知时间

填谷需求响应品种	日前邀约填谷需求响应	日内填谷需求响应
通知时间	(D-3) 日～(D-1 日) 11 点	D 日提前 2 小时～(D-1 日) 11 点

第二节 日前邀约需求响应调用

第三十一条[日前邀约需求响应方式]日前邀约需求响应包括日前邀约削峰响应和日前邀约填谷响应。

第三十二条[日前邀约削峰响应启动条件]日前邀约削峰响应应符合以下任一启动条件，并由省负管中心向省能源局履行报批手续后方可启动。

(一) 预计运行日全省、多个地区或单一地区存在电力供应紧张情况，且电力缺口在全省或当期相关地区最高统调负荷的 A₁ 以内；

(二) 预计运行日局部区域存在断面、变压器、线路、馈线、台区重过载风险；

(三) 其它系统安全需要。

第三十三条[日前邀约填谷响应启动条件]日前邀约填谷响应启动条件为预计节假日影响期省内用电负荷降低、可

再生能源大发等因素影响，经研判采取发电侧常规调节措施后系统仍存在调峰缺口风险。省负管中心向省能源局履行报批手续后方可启动。

第三十四条[邀约组织]在履行向省能源局的报批手续后，全省（含跨市）的日前邀约需求响应由省负管中心组织。单一地市内的日前邀约需求响应由市负管中心组织，其中，深圳地区由深圳市负管中心会同深圳虚拟电厂管理中心组织。

第三十五条[事前信息披露]D-3 日前，省负管中心经交易系统向经营主体披露运行日（D 日）日前调用需求信息，具体包括需求响应方式、需求容量、需求时段（以整点作为起止时间）和需求地区范围等。各地市负管中心可结合地区电网安全稳定运行需要，向省负管中心申请管辖范围内的日前邀约需求响应发布，申请发布信息包括需求响应方式、需求范围（县区、线路、变压器、台区、馈线）对应的电力用户名单、需求容量、需求时段等，由省负管中心经交易系统披露。需求容量根据运行日电力缺口预测值和预计本月剩余资金可支持响应容量取小值确定。需求时段原则上与缺口风险时段保持一致。

第三十六条[需求确认]D-2 日 17:00 前，省负管中心依据调度机构提供的最新的供需边界变化，在事前信息披露的基础上确认运行日（D 日）日前邀约需求信息。

第三十七条[调用信息发布]事前信息披露发布后至 D-2 日 19:00 前，交易中心组织经营主体进行调用申请。虚拟电

厂和电力用户以单个交易单元提交调用信息，其中，对于单一地市组织的局部区域日前邀约需求响应，申请调用的虚拟电厂交易单元可根据需求范围信息申报响应资源。负管中心经交易系统向经营主体推送预调用信息，每个需求时段推送一份信息。预调用信息包括：

(一) 预调用容量。单个电力用户预调用容量为年度申报容量和最新基线负荷 80%取小；虚拟电厂预调用容量为测定最小调节容量。对于未参与年度申报的新注册用户和虚拟电厂，单个电力用户预调用容量为最新基线负荷 80%，虚拟电厂预调用容量为测定最小调节容量。

(二) 调用时段。现阶段调用时段默认为所发布的需求响应时段。

第三十八条[资源调用确认]经营主体收到调用信息后，可按照实际生产情况调整调用容量，削峰需求响应单个电力调用容量应不小于 C_1 ，虚拟电厂调用容量应不小于测定最小调节容量，单个电力用户和虚拟电厂调用容量应不大于基线负荷；填谷需求响应单个用户调用容量应不小于 C_1 ，虚拟电厂调用容量应不小于测定最小调节容量。经营主体最终确认后提交至交易系统，其中，虚拟电厂应确认交易单元调用容量，同时填报交易单元内参与运行日的响应资源的用电户号和调用容量等，作为需求响应代理合同结算参考和有序用电安排的依据。交易系统根据缺口信息，按照“确认时间先后”的原则，立即反馈经营主体是否确定参与此次调用。交易系统在 D-2 日 19:00 前将最终确认参与清单传递至负管系统。

第三十九条[调用补充]当 D-2 日 19:00 邀约截止后实际调用量小于邀约量，或 D-3 日未及时启动日前邀约需求响应，但至 D-2 日 19:00 前，预计运行日全省或局部存在电力供应紧张时，启动需求响应序位调用，作为日前缺口补充。由存在缺口的市负管中心在地市政府电力主管部门的指导下，于 D-1 日 10:00 前组织本地区需求响应补充调用，调用原则：①按照“响应时间长短、测定最小调节容量大小”优先调用本地区剩余需求响应虚拟电厂交易单元，仍不满足时依据需求响应序位确认调用顺序；②剔除自主申报调用的电力用户和已经被虚拟电厂代理参加需求响应的电力用户；③调用容量方面，虚拟电厂按照测定最小调节容量进行调用，电力用户按照 D 日基线负荷的 50% 进行调用，直到满足缺口为止。市负管中心组织通过负管系统录入和确认补充调用清单，向调用虚拟电厂和用户发送调用短信、语音通知，通知包括调用容量和调用时段。

第四十条[结果发布与需求变更]D-1 日 11:00 前，由交易中心向经营主体披露日前邀约需求响应资源调用结果，其中公开信息包括各时段各地区总调用容量、响应时段、调用价格等，特定信息包括交易单元调用容量、响应时段等。若因供需边界变化，预计运行日电力供应满足需求、缺口风险可控，省负管中心可取消运行日的日前需求响应交易，并经交易系统向经营主体发布取消交易的通知。

第四十一条[响应执行]日内经营主体按日前调用结果执行需求响应。执行情况纳入地市供电企业实时动态监测。对

于调用用户执行不到位的情况，在预判可能影响地区电网安全的情况下，地市供电企业应督促要求其执行到位。

第四十二条[响应评价]经营主体的需求响应评价考核按交易单元开展。

需求响应执行后第3个自然日（节假日顺延），省负管中心根据运行日交易单元结算基线负荷和实际测量负荷，评价需求响应执行效果。日前邀约削峰需求响应实际响应容量等于结算基线负荷与实际测量负荷之差，按小时计算；日前邀约填谷需求响应实际响应容量等于实际测量负荷与结算基线负荷之差，按小时计算。

对于日前邀约削峰需求响应，若该小时实际响应容量大于等于调用容量的 R_1 且小于 R_2 ，该小时实际响应容量的 N_1 计入有效响应容量；若该小时实际响应容量大于等于调用容量的 R_2 且小于等于 R_3 ，该小时实际响应容量全部计入有效响应容量；若该小时实际响应容量大于调用容量的 R_3 ，该小时有效响应容量计为中标响应容量的 R_3 。对于实际响应容量未达到调用容量的 R_1 ，视为无效响应。参数 R_1 、 R_2 、 R_3 、 N_1 暂按附录设置，视市场运行情况调整。日前邀约填谷需求响应的有效响应容量等于实际响应容量。

响应资源的响应评价方法与交易单元一致，作为需求响应代理合同结算的参考。

第四十三条[响应费用]每个连续需求时段内需求响应被调用并提供有效响应容量的交易单元按小时计算响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

$$R_{\text{响应费用}} = \sum \max(P_{\text{有效响应容量}}, 0) \times C_{\text{邀约调用价格}}$$

其中， $P_{\text{有效响应容量}}$ 为交易单元的有效响应容量，在日前邀约削峰需求响应中， $C_{\text{邀约调用价格}}$ 为迎峰度夏（冬）的交易组织形成的日前邀约削峰需求响应基准价格；在日前邀约填谷需求响应中， $C_{\text{邀约调用价格}}$ 为迎峰度夏（冬）的交易组织形成的日前邀约平时段填谷需求响应调用价格乘以需求时段对应峰平谷比例。

第四十四条[考核费用]对被调用交易单元的无效响应容量进行考核，考核费用按小时计算，日清月结。

（一）日前邀约削峰需求响应考核费用。具体计算公式如下：

$$R_{\text{考核费用}} = \sum \max(P_{\text{调用容量}} \times R_1 - P_{\text{实际响应容量}}, 0) \times \max(C_{\text{调用价格}} \times M_1, P_5)$$

其中， $P_{\text{调用容量}}$ 、 $P_{\text{实际响应容量}}$ 分别为交易单元的调用容量和实际响应容量， M_1 为惩罚因子， P_5 为考核价格下限，暂按附录设置，并视市场运行情况调整。

（二）日前邀约填谷需求响应暂不考核。

第四十五条[日前邀约需求响应结算]日前邀约需求响应被调用交易单元的收益包括响应费用 $R_{\text{响应费用}}$ 和考核费用 $R_{\text{考核费用}}$ ，各项费用明细均按特定信息披露。

第三节 灵活避峰需求响应调用

第四十六条[交易资源要求]参与灵活避峰需求响应资源应与市负管中心签订负荷管理协议，接入新型电力负荷管理系统。

第四十七条[响应时间]灵活避峰需求响应按照响应时间分为 0.5 小时以内（含 0.5 小时）、0.5-2 小时（含 2 小时）、2 小时-（D-1）日 11 点前，响应时间以负管系统发出短信通知为起始时间。虚拟电厂响应时间由省负管中心能力测试认定时测定；电力用户响应时间以签订的负荷管理协议为准。省负管中心根据需求响应执行时段和资源响应时间，通过语音、短信等形式向经营主体发出响应执行通知；收到响应执行通知的用户需在响应时段自行完成负荷调节。

第四十八条[灵活避峰需求响应启动条件]灵活避峰需求响应启动条件如下：

调度机构预测运行日当天存在全省（含多地）、局部区域临时缺口风险，在采取增开备用机组、调用发电侧负荷备用后仍无法平抑缺口时，经研判可用灵活避峰需求响应资源具备基本覆盖剩余缺口的能力，经省负管中心通过电话或短信等方式报告省能源局后，可由省、地负管中心启动灵活避峰需求响应组织。

第四十九条[灵活避峰调用清单生成并发布]灵活避峰需求信息发布同时，按照“优先调用符合响应时间的虚拟电厂和用户资源、其次调用优于响应时间的虚拟电厂和用户资源”的原则，省负管中心通过负管系统按照“虚拟电厂测定（用户协议约定）响应持续时间长优先、调节精度小优先、测定（用户协议约定）最小调节容量大优先”的边际出清方式形成调用清单，直到满足缺口为止。当符合条件的虚拟电厂调用完后仍不满足缺口，则继续按负管系统参照当日用电

负荷管理序位生成并实施。虚拟电厂调用容量为最小测定容量，电力用户调用容量为基线负荷 50%。已在当日日前邀约需求响应被调用的虚拟电厂或电力用户，不纳入灵活避峰调用清单。各地市负管中心可在地市政府电力主管部门的指导下，因地制宜对调用序位进行调整，并组织通过负管系统录入和确认补充调用清单，向调用虚拟电厂和用户发送调用短信、语音通知，通知包括调用容量和调用时段。

第五十条[灵活避峰调用价格]按照提前通知时间，依据表 1 执行调用价格。

第五十一条[响应执行]对于收到橙色预警信号的地市，必要时可对执行不到位的用户启用负荷控制措施。

第五十二条[响应评价]需求响应执行后第 3 个自然日(节假日顺延)，省负管中心根据运行日结算基线负荷和实际测量负荷，评价灵活避峰需求响应执行效果。灵活避峰需求响应实际响应容量等于结算基线负荷与实际测量负荷之差，按小时计算。若虚拟电厂实际响应容量小于省负管中心测定的最小调节容量的 R_2 时，视为无效响应容量，并进行考核；若虚拟电厂实际响应容量大于或等于省负管中心测定的最小可调节容量的 R_2 ，且小于或等于测定的最大可调节容量的 R_3 时，有效响应容量等于实际响应容量；若虚拟电厂实际响应容量大于测定的最大可调节容量的 R_3 时，有效响应容量等于最大可调节容量的 R_3 。参与灵活避峰的电力用户的有效响应容量等于实际响应容量。

第五十三条[响应费用]每个连续需求时段内灵活避峰需

求响应被调用的虚拟电厂或电力用户按小时计算响应费用，日清月结。具体计算公式如下：

$$R_{\text{响应费用}} = \sum \max(P_{\text{有效响应容量}}, 0) \times C_{\text{灵活避峰调用价格}}$$

其中， $P_{\text{有效响应容量}}$ 为虚拟电厂或电力用户的有效响应容量， $C_{\text{灵活避峰调用价格}}$ 为灵活避峰调用价格。

第五十四条[考核费用]仅对参与灵活避峰的虚拟电厂进行考核，按小时计算。

$$R_{\text{考核费用}} = \sum \max(P_{\text{最小可调节容量}} - P_{\text{实际响应容量}}, 0) \times \max(C_{\text{灵活避峰调用价格}} \times M_1, P_5)$$

其中， $P_{\text{最小可调节容量}}$ 为由负管中心测定的虚拟电厂的最小可调负荷， $C_{\text{灵活避峰调用价格}}$ 为灵活避峰调用价格，参照表 1 执行。

第五十五条[灵活避峰需求响应结算]省负管中心通过负管系统记录并生成响应补偿清单、执行效果认定等，交易中心出具需求响应结算凭据。灵活避峰被调用交易单元的收益包括响应费用 $R_{\text{响应费用}}$ 和考核费用 $R_{\text{考核费用}}$ ，各项费用明细均按特定信息披露。

第四节 可中断负荷调用

第五十六条[交易资源要求]参与可中断负荷交易的响应资源为直控型虚拟电厂和具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的负荷管理用户。

第五十七条[可中断负荷启动条件]调度机构判断次月存在电力缺口，经省负管中心向省能源局履行报批手续后，当满足以下条件之一时，可启动可中断负荷调用：

(一) 实时存在紧急电力供应紧张；

(二) 实时存在紧急断面、变压器、线路、馈线、台区重过载风险;

(三) 其它系统安全需要。

第五十八条[可中断负荷调控]调度机构根据系统运行情况，判断达到调用可中断负荷的启动条件时，省负管中心组织优先调控直控型虚拟电厂，调控顺序按照“响应持续时间长优先、响应时间短优先、调节精度小优先、测定最小调节容量大优先、认定通过时间前优先”依次通过负管系统进行调控，直到满足缺口为止。当全部直控型虚拟电厂调控后仍不满足缺口，则继续调控具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户。

第五十九条[响应评价]需求响应执行后第3个自然日(节假日顺延)，省负管中心根据运行日结算基线负荷和实际测量负荷，评价可中断负荷需求响应执行效果。可中断负荷响应开始和结束时间分别为新型电力负荷管理系统记录的调度机构下达调控指令时刻和恢复用电时刻。交易单元的实际响应负荷等于调控执行时刻前1小时平均负荷与调控执行时段内平均实际负荷之差。实际响应容量等于实际响应负荷与调控时长的乘积。若虚拟电厂实际响应容量小于省负管中心测定的最小调节容量的 R_2 时，视为无效响应容量；若虚拟电厂实际响应容量大于或等于省负管中心测定的最小可调节容量的 R_2 ，且小于或等于测定的最大可调节容量的 R_3 时，有效响应容量等于实际响应容量；若虚拟电厂实际响应容量大于测定的最大可调节容量的 R_3 时，有效响应容量等于最大

可调节容量的 R_3 。若具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户的实际响应容量小于协议容量的 R_2 时, 视为无效响应容量。若具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户实际响应容量大于或等于协议容量的 R_2 , 且小于或等于协议容量的 R_3 时, 有效响应容量等于实际响应容量; 若具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户实际响应容量大于协议容量的 R_3 时, 有效响应容量等于协议容量的 R_3 。

第六十条[响应费用]被调控的可中断负荷交易单元收益包括调用费用和备用容量费用两部分, 调用费用日清月结; 调度机构提供次月电力缺口预测情况, 省负管中心对所在地区存在电力缺口的直控型虚拟电厂和具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的电力用户计算对应月份的备用容量费用, 备用容量费用在存在电力缺口的次月进行结算。

(一) 调用费用。参与可中断负荷并提供有效响应容量的交易单元响应容量计算调用收益, 具体计算公式如下:

$$R_{\text{响应收益}} = P_{\text{有效响应容量}} \times C_{\text{可中断调用价格}}$$

$$P_{\text{有效响应容量}} = (P_{\text{调控前平均负荷}} - P_{\text{调控中平均实际负荷}}) \times T_{\text{调控时长}}$$

其中, $P_{\text{调控前平均负荷}}$ 为开始调控前 1 小时实时负荷的平均值; $P_{\text{调控中平均实际负荷}}$ 为调控时段内实采实时负荷的平均值; $T_{\text{调控时长}}$ 为可中断负荷结束时间与开始时间之差, 单位为小时; $C_{\text{可中断调用价格}}$ 为可中断负荷需求响应的调用价格, 参见表 1。

第六十一条[备用容量费用]交易单元的备用容量费用根据直控型虚拟电厂的测定容量和签订秒级响应电力用户协议签订容量进行计算, 按月补贴, 具体计算公式如下。

$$R_{\text{容量费用}} = P_6 \times P_{\text{备用容量}} \times \beta$$

其中, P_6 为可中断负荷容量补贴固定价, 暂按附录执行。
 $P_{\text{备用容量}}$ 为直控型虚拟电厂的认定容量或具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户协议签订容量。 β 为补偿系数, 等于直控型虚拟电厂和具备秒级响应能力且签订负荷管理协议的用户当月有效执行次数除以当月被调用总次数, 若期间未发起调用, 补偿系数取 1。

第六十二条[可中断负荷需求响应结算]可中断负荷需求响应被调用交易单元的收益包括响应费用 $R_{\text{响应费用}}$ 和备用容量费用 $R_{\text{容量费用}}$, 各项费用明细均按特定信息披露。

第五节 日内填谷需求响应调用

第六十三条[交易资源要求]参与日内填谷需求响应的资源应满足周内中标时段均可提供负荷侧备用、日内根据调用通知在 2 小时内完成负荷调整等技术条件。

第六十四条[日内填谷需求响应启动条件]日内填谷响应交易的启动条件如下:

节假日影响期日内因省内用电负荷超预期下跌、可再生能源大发等因素影响, 经研判采取发电侧常规调节措施后系统仍存在调峰缺口风险。

第六十五条[日内填谷需求响应调用]负管中心对具备向上调节能力的虚拟电厂按照“虚拟电厂测定连续响应时间长优先、响应时间短优先、调节精度小优先、向上调节量大优先、认定通过时间前”在负管系统中依次生成调用清单, 同时向虚拟电厂发出调用通知。

第六十六条[响应评价]日内填谷需求响应评价与日前邀约填谷需求响应保持一致。

第六十七条[响应费用与结算]日内填谷需求响应费用仅为调用费用，日清月结。

$$R_{\text{响应费用}} = \sum \max(P_{\text{有效响应容量}}, 0) \times C_{\text{日内填谷调用价格}}$$

其中， $P_{\text{有效响应容量}}$ 为交易单元的有效响应容量， $C_{\text{日内填谷调用价格}}$ 为日内填谷需求响应调用价格。

第六节 信息披露

第六十八条[信息披露]交易中心负责信息披露的实施，以电力交易平台为基础设立信息披露平台，信息披露主体应当根据法律、法规、规章和规范性文件以及市场管理制度的要求，配合提供相关数据和信息，并对信息披露的真实性、准确性、完整性、及时性负责，不得有虚假记载、误导性陈述或者重大遗漏。信息披露主体对自身披露的信息有解释的义务。各市场成员应按照职责及时披露市场信息，经营主体对披露的市场信息有异议及疑问，可向市场运营机构提出，由市场运营机构组织信息披露义务人予以解释。交易单元参与各品种调用容量、调用价格由负管中心经信息披露平台按特定信息披露。交易单元各品种相关费用明细由交易中心按特定信息披露。任何单位和个人不得违规获取或者泄漏未经授权披露的信息。因信息泄漏造成市场异常波动和经营主体损失的，由省能源局、南方能源监管局组织调查并追究责任。

第七章 基线负荷计算与认定

第六十九条[基线负荷]经营主体基线负荷为判定需求响

应执行效果的依据，基线负荷指未实施需求响应和有序用电时响应资源的用电负荷。现阶段，基线负荷以小时平均功率计算，即小时电量/1h。条件具备时，以 15 分钟功率计算。

第七十条[虚拟电厂基线负荷]虚拟电厂以其所有聚合资源的用户关口总加计算基线负荷。

第七十一条[用电负荷计算]小时电量按《广东省内市场化交易结算工作规范》计算。如个别时点采集数据缺失，按照《电力市场交易电量数据拟合办法》处理。对同用电户号下存在多计量点的响应资源，原则上按用电户号下所属同一结算户的所有参与市场化交易计量点的负荷直接累加计算作为该资源的用电负荷。代理购电用户按其用电户号下所属同一结算户的所有可参与市场的计量点负荷直接累加计算，作为该用户的用电负荷。对于计量点存在套扣等特殊结算关系的情况另行处理。

第七十二条[基线负荷制定]基线负荷制定分工作日、周六、周日、春节（除夕-初三）、春节调休日（初四-初七）、除春节外的法定节假日和普通调休节假日七种类型。工作日选取最近 D_1 个经拟合后的不参与响应、有序用电以及未因主配网输变电设备检修导致停电的工作日负荷作为负荷样本，剔除日电量低于 D_1 个样本日均电量 25% 或高于 D_1 个样本日均电量 200% 的样本后，剩余样本求取小时平均值得到基线负荷。若所有样本均被剔除，再往前选取 D_1 个工作日，剔除日电量低于 (D_1+D_1) 个样本日均电量 25% 或高于 (D_1+D_1) 个样本日均电量 200% 的样本后，剩余样本求取

小时平均值得到基线负荷。

周六、周日、春节（除夕至初三）、春节调休日（初四至初七）、除春节外的法定节假日和普通调休节假日的基线负荷制定参照工作日，将选取样本数调整为 D_2 个，其中调休节假日的样本选取参考周日基线负荷制定，但不纳入正常周日基线负荷计算样本库。因调休导致的周末上班日视为工作日。

对于按照上述规则无法确定春节（除夕至初三）、春节调休日（初四到初七）和除春节外的法定节假日的基线负荷的情况，选取（ $D-14$ ）日及以前最近 D_2 个不参与需求响应、有序用电的工作日，参照工作日基线负荷制定，并分别乘以系数 K_1 、 K_2 、 K_3 得到最终的基线负荷；对于仍未获取对应基线负荷的响应资源，按照异常处理，不提供基线。

对于基线负荷分别以虚拟电厂和响应资源为单元计算，虚拟电厂基线负荷为聚合的响应资源基线负荷之和。

第七十三条[基线负荷类别]基线负荷包括参考基线负荷和结算基线负荷两类，现阶段需求响应资源的参考基线和结算基线为同一套基线负荷数据，以特定信息形式向经营主体披露。基线负荷基于 $D-6$ 日及以前日期的与运行日（D 日）同类型日的实测负荷样本计算得到，于 D-3 日发布。

第七十四条[异常情况处理]剔除异常电量后用电户运行日参考基线为空时，该用电户不得参与运行日前邀约需求响应申报。

第八章 需求响应费用分摊与结算

第七十五条[资金来源]削峰需求响应资金来源。全省开展削峰需求响应资金来源包括电力用户分摊、现货市场发电侧市场考核及返还费用（不含中长期偏差考核和南方区域“两个细则”考核，下同）等资金，研究制定需求响应财政支持等政策。为实现与需求响应结算的有效衔接，操作层面先按照现货规则将当月现货市场发电侧市场考核及返还费用分享给电力用户，再将其纳入次月需求地区度电总分摊电费上限计算。

削峰需求响应（日前邀约削峰需求响应、灵活避峰需求响应和可中断负荷）的收益由需求地区（以发布的需求地区为准）全体工商业用户按结算月份月度实际用电量比例分摊。

填谷需求响应资金来源。起步阶段，全省填谷需求响应的交易收益由省内核电机组、集中式新能源场站（风电、光伏）、分布式新能源（风电、光伏）按需求响应执行时段的上网电量比例分摊，暂不具备分时计量条件的分布式新能源，暂按分布式新能源占“参与分摊的发电企业总上网电量”比例分摊需求响应分摊费用。新并网的核电机组，自并网调试期结束后执行。局部地区填谷需求响应由集中式新能源场站（风电、光伏）、分布式新能源（风电、光伏）在需求响应执行时段的上网电量进行分摊。

经营主体参与需求响应的收益（含零售分成电费）、全省削峰需求响应（日前邀约削峰需求响应交易、灵活避峰需求响应交易和可中断负荷交易）的电费分摊由交易中心负责

计算并出具结算依据；客服中心负责根据交易中心出具的局部地区削峰需求响应总费用、填谷需求响应总费用计算仅涉及局部地区电力用户、全省核电及新能源机组的月度需求响应分摊电费。

电力用户可在电网企业月度结算账单（或交易中心月度结算依据）中查询需求响应零售分成费用和分摊费用。

第七十六条[电力用户度电分摊电费上限]统一对全省开展需求响应的电力用户总分摊费用设置度电分摊上限 Q_1 （详见附录），运行期间结合前序月份资金使用和电力平衡情况动态调整，并按公开信息披露。局部地区开展需求响应的电力用户度电分摊电费不纳入全省开展需求响应的电力用户度电分摊电费上限。

第七十七条[电厂侧度电分摊上限]统一对电厂当月总分摊费用设置度电分摊上限 Q_2 （详见附录）。全年填谷需求响应累计使用费用不超过 Q_3 （详见附录）乘以上一年度涉及分摊电厂 12 点至 16 点上网电量之和，超出后原则上当年不再开展填谷需求响应。

第七十八条[电力用户分摊电费]电力用户度电分摊电费公式如下：

(一) 全省开展需求响应时，月度需求地区电力用户度电分摊电费= Σ 全月需求地区电力用户分摊费用/ Σ 地区电力用户月度实际用电量。

(二) 局部地区开展需求响应时，月度需求地区电力用户度电分摊电费= Σ 全月需求地区电力用户分摊费用/ Σ 地区

电力用户月度用电量（快报数）。

局部地区开展需求响应时，月度结算时，需求响应费用按照当月结算、次月结清的原则开展。在结算月，先根据地区电力用户月度用电量（快报数）计算月度需求地区电力用户度电分摊电费，再对需求地区电力用户需要分摊的电费按其实际用电量结算。需求地区电力用户分摊总电费与需求响应费用产生的费用偏差，滚动至次月结清。因四舍五入造成的分摊费用累加与总分摊费用的偏差部分，分别由代理购电用户中月度用电量最大的用户和直接参与市场交易用户中响应时段用电量最大的用户承担或享受。对于需求响应分摊费用计算完成后销户的用户，其补偿费用、分摊费用立即出账。对于需求响应分摊费用计算时已经销户的用户，不进行费用分摊。

省负管中心会同交易中心根据执行情况，做好需求地区电力用户分摊费用测算。当预计本月地区电力用户的度电分摊费用将超过上限时，当月原则上不再组织日前邀约和可中断负荷交易。

月度结算时，对于电力用户度电分摊电费超过度电分摊上限 Q_1 的情况，按照折算系数等比例调整当月所有响应范围为全省的需求响应收益（含考核）。折算系数公式如下：

折算系数=度电分摊上限 Q_1 /月度需求地区电力用户度电分摊电费

第七十九条[电厂侧分摊电费]开展填谷需求响应时，电厂侧度电分摊电费公式如下：

(1) 将月度各时段填谷需求响应需要分摊的补偿费用，按照分布式新能源月度总结算上网电量和其他类型发电企业月度结算总上网电量比例进行分摊，计算公式如下：

$$R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} i} = R_{\text{填谷总费用}}^i \times \frac{F_{\text{分布式新能源}}}{F_{\text{分布式新能源}} + F_{\text{其他类型发电企业}}}$$

$$R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{其他类型发电企业} i} = R_{\text{填谷总费用}}^i - R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} i}$$

其中： $R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} i}$ 为当月第 i 个执行填谷需求响应时间段分布式新能源需要分摊的总费用； $R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{其他类型发电企业} i}$ 为当月第 i 个执行填谷需求响应时间段其他类型发电企业需要分摊的总费用； $F_{\text{分布式新能源}}$ 为分布式新能源月度总结算上网电量； $F_{\text{其他类型发电企业}}$ 为其他类型发电企业月度总结算上网电量。

$$R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} l} = \sum_{i=1}^n R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} i} \times \frac{F_{\text{分布式新能源} l}}{\sum_{l=1}^o F_{\text{分布式新能源} l}}$$

(2) 按照分布式新能源月结总结算上网电量，等比例分摊分布式新能源应分摊的总费用，第 1 个分布式新能源需要承担的填谷需求响应分摊费用，计算公式如下：其中， $R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{分布式新能源} l}$ 为第 1 个分布式新能源需要承担的填谷需求响应分摊费用； $F_{\text{分布式新能源} l}$ 为第 1 个分布式新能源月度总结算上网电量； o 为填谷需求响应执行月份分布式新能源总数量。

(3) 根据其他类型发电企业填谷需求响应执行时段电量等比例分摊其他类型发电企业该时段应分摊的总费用，第 1 个其他类型发电企业需要承担的填谷需求响应分摊费用，计算公式如下：

$$R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{其他类型发电企业}I} = \sum_{i=1}^n (R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{其他类型发电企业}i} \times \frac{F_{\text{其他类型发电企业}i}}{\sum_{i=1}^X F_{\text{其他类型发电企业}i}})$$

其中， $R_{\text{填谷总费用分摊}}^{\text{其他类型发电企业}I}$ 为第 1 个其他类型发电企业需要承担的填谷需求响应分摊费用； $F_{\text{其他类型发电企业}i}$ 为第 1 个其他类型发电企业第 i 个执行填谷需求响应时间段的上网电量； X 为填谷需求响应执行月份其他类型发电企业总数量。

月度结算时，对于电厂度电分摊电费超过度电分摊上限 Q_2 的情况，按照折算系数等比例调整当月所有响应范围为全省的需求响应收益（含考核）。折算系数公式如下：

折算系数=度电分摊上限 Q_2 /月度需求地区电厂度电分摊电费

第八十条[结算和申诉]需求响应执行后第 5 个自然日，交易中心通过交易系统向经营主体披露运行日日清算单。月度结算前发生因基线负荷、有效响应容量、实际用电量差错等引起的需求响应费用调整，由经营主体在收到日清算单后 2 个自然日内提交质询申请和相关证明材料，交易中心会同省负管中心核查情况，对确认差错需要重新推送结算的数据，按日重新计算后并入当月结算依据。

第八十一条[差错退补]对于基线负荷、有效响应容量、实际用电量差错等非经营主体自身原因无法在月度结算前及时更正数据，在后续月份进行差错退补。因电量变化引起电力用户分摊比例的差异暂不纳入差错退补范畴。需求响应差错退补费用以月度为单位，由全省工商业用户按执行退补月份的实际用电量比例分摊，差错退补调整追溯期原则上不超过 3 个月。

虚拟电厂运营商根据累计差错有效响应容量和累计差错考核容量分别乘以对应交易品种的月度出清综合价格和考核价格下限计算月度差错退补费用。其中，日前邀约削峰(填谷)需求响应交易的月度出清综合价格为月度削峰(填谷)有效响应容量和削峰(填谷)出清价格的加权平均价格；灵活避峰需求响应的月度出清综合价格为月度灵活避峰需求响应有效响应容量和灵活避峰需求响应出清价格的加权平均价格；可中断负荷交易的月度出清综合价格为月度有效响应容量和出清价格的加权平均价格；日内填谷需求响应的月度出清综合价格为月度日内填谷需求响应有效响应容量和日内填谷需求响应出清价格的加权平均价格。

可中断负荷交易单元的备用容量费用采用重算退补，即按照修正后的认定容量与补贴固定价的乘积扣减已结备用容量费用得到应退补电费。

零售用户根据累计差错有效响应容量乘以其差错月份的已结需求响应相应品种（套餐）费用加权平均价格计算退补费用；若当月无前述加权平均价格，则按照差错月份相应品种的零售市场结算均价替代，在执行退补月份进行结算。

第八十二条[与电能量市场的衔接]当代理零售用户中标需求响应时，售电公司、虚拟电厂、批发大用户在电能量市场中的日前结算电量调整为日前申报电量减去（叠加）代理用户削峰(填谷)需求响应调用容量折算电量。

第八十三条[代理合同结算]虚拟电厂运营商按照与电力

用户签订的需求响应代理合同条款进行结算。

第八十四条[结算方式]按照日清月结模式开展结算。结算时参考电能量零售结算机制，将零售用户需求响应调用收益按其中标用电户号的用电量占比进行分配，用电户号间的收益分配调整由电力用户自行商定。

第八十五条[异常行为监测]省负管中心将对经营主体的异常行为进行监测，对于采用多用电户号或计量点轮流倒换负荷、刻意抬升基线负荷等不正当行为谋取利益的经营主体，一经查实将采取约谈、书面警告、暂停需求响应交易资格等措施，并回收其由于异常行为所获得的需求响应收益。

第八十六条[交易资格异常]电力用户在中标需求响应期间办理户号变更等业务影响交易资格时，对应用电户中标的需求数量交易不予结算。

第八十七条[与地市财政补贴衔接]遵循全省“统一市场，统一规则，统一平台”原则开展需求响应交易，地市不再另行组织市场交易。对于有需求响应政府补贴资金的地市，在开展单一地市需求响应时，优先通过政府补贴资金进行抵扣需用户侧分摊的需求响应电费，抵扣后不足的部分继续按照需求地区用户月度用电量比例进行分摊。鼓励各地市政府加大市场化需求响应宣传推广力度，研究出台各类资金支持政策引导用户侧储能、车联网互动及配套技术支持系统的建设。

第九章 与有序用电衔接

第八十八条[与有序用电衔接流程]综合考核负荷情况、负荷管理周期、区域以及电网安全稳定运行等情况，优先限

制“两高”企业用电，先组织需求响应，仍有缺口则实施有序用电。

第十章 监督管理

第八十九条[风险监测]省负管中心会同交易中心按照“谁运营、谁监控”的原则，根据国家和广东省有关规定履行市场运营、市场监控和风险防控职责，开展需求响应交易监测，及时识别、预警和处置各类市场风险，定期向省能源局、南方能源监管局提交市场监控分析报告。

第九十条[交易风险管理]对于经营主体在需求响应交易活动中的异常或可能干扰市场秩序、造成市场风险的交易行为，交易中心可以采取电话提醒、要求报告情况、要求提交书面承诺，以及公开风险提示或风险警示和其他临时紧急处理措施。发现相关交易行为涉嫌违反有关法律法规、监管规章和规范性文件的，市场运营机构应当立即组织开展核查，形成初步核查报告和相关处理建议，并按规定要求移送南方能源监管局或省能源局处理。

第九十一条[执行风险管理]对必要时已进行负荷控制或执行可中断负荷的电力用户或电力用户，出于用电安全考虑，在响应结束后只发出响应解除通知，不发送自动复电指令。各电力用户、虚拟电厂运营商在收到响应解除通知后自行复电。因未按上述要求擅自合闸造成的损失由电力用户或虚拟电厂方自行承担。

第九十二条[调用中止]当出现电力严重供不应求、月度可用资金超过分摊上限、技术系统发生紧急事故等情况时，

省负管中心可以依照相关规定和程序组织暂停需求响应调用，视情况组织实施有序用电，并将有关情况向省能源局报告。当发现需求响应交易存在恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，省能源局、南方能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易。

第九十三条[细则调整]省负管中心应定期评估本实施细则执行情况，提出参数、分摊结算及相关条款的调整建议，经市场管理委员会审议后，向省能源局、南方能源监管局提交相关报告和建议。省能源局、南方能源监管局根据有关建议和实际情况需要调整和完善有关参数及条款。

第十一章 附则

第九十四条[解释]本细则由省发展改革委（省能源局）、南方能源监管局授权省负管中心进行解释。

第九十五条[实施条件]本细则自印发之日起实施。

附录 市场参数取值

交易品种	参数	参数含义	参数取值
日前邀约	P ₁	日前邀约削峰需求响应申报价格上限	现货市场出清价格上限*150%，单位：元/MWh
	P ₂	日前邀约削峰需求响应申报价格下限	0 元/MWh
	P ₃	日前邀约平时段填谷需求响应申报价格上限	年度交易成交均价上限，单位：元/MWh
	P ₄	日前邀约填谷平时段需求响应申报价格下限	年度交易成交均价下限*0.8，单位：元/MWh
	P ₅	日前邀约削峰需求响应考核价格下限	500 元/MWh
	A ₁	日前邀约启动电力缺口比例	5%
	C ₁	日前邀约交易单元申报可响应容量下限	0.02MW
	R ₁	响应比例门槛 1	50%
	R ₂	响应比例门槛 2	80%

	R ₃	响应比例门槛 3	120%
	N ₁	响应容量打折系数	50%
	M ₁	日前邀约考核惩罚因子	0.6
可中断负荷交易	P ₆	可中断负荷容量补贴固定价	1000 元/MW·月
其他参数	Q ₁	电力用户度电分摊费用上限	1-3、10-11 月：0.008 元/kWh 4-9 月、12 月：0.015 元/kWh
	Q ₂	单月电厂度电分摊费用上限	0.005 元/kWh
	Q ₃	全年电厂度电分摊上限	0.001 元/kWh
	D ₁	工作日基线负荷样本数	5
	D ₂	非工作日基线负荷样本数	3
	K ₁	春节基线负荷打折系数	0.5
	K ₂	春节调休日基线负荷打折系数	0.6
	K ₃	除春节外的法定节假日基线负荷打折系数	0.7

