

河北省发展和改革委员会文件

冀发改能价〔2025〕1066号

河北省发展和改革委员会 关于印发《河北南网深化新能源上网电价 市场化改革实施方案》《冀北电网深化新能源 上网电价市场化改革实施方案》的通知

各市（含定州、辛集市）发展改革委（局），雄安新区改革发展局，国网河北省电力有限公司、国网冀北电力有限公司、国网河北电力交易中心、国网冀北电力交易中心，各有关市场主体：

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）要求，扎实做好我省新能源上网电价市场化改

革实施工作，省发展改革委研究制定了《河北南网新能源上网电价市场化改革实施方案》《冀北电网新能源上网电价市场化改革实施方案》，现印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：1. 河北南网深化新能源上网电价市场化改革实施方案
2. 冀北电网深化新能源上网电价市场化改革实施方案

河北省发展和改革委员会

2025年9月26日

河北南网深化新能源上网电价 市场化改革实施方案

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）精神，推动新能源行业高质量发展，促进能源绿色低碳转型，结合河北实际，制定本实施方案。

一、总体目标

坚持市场化改革方向、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体原则，推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格，建立以市场为导向的新能源价格形成机制；充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，稳定项目收益预期，保障市场主体投资积极性，促进新能源高质量发展，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。

二、改革内容

（一）推动新能源上网电价全面由市场形成

1.新能源上网电量全面参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。其中，集中式项目报量报价参与交易；分布式项目（含分散式风电，下同）可直接或通过聚合方式报量报价参与交易，未选择直接参与或聚合参与的，默认作为“价格接

受者”参与市场。直接参与交易或通过聚合方式参与交易的新能源项目，应在河北电力交易平台注册。鼓励具备相应资质的聚合商在电力交易平台注册成为经营主体后，聚合一家或多家分布式项目参与市场。

2.加快现货市场建设和交易结算。现货市场结算运行时，日前市场和可靠性机组组合分别组织，新能源项目和用户全量参与日前可靠性机组组合和实时市场出清。2026年1月1日前实现新能源和用户自愿参与日前市场。分布式新能源如不具备条件，可作为“价格接受者”参与实时市场结算。

现货市场未结算运行时，电能量电费按中长期市场结算方式执行。现货市场结算运行时，电能量电费按照现货规则结算。

参照河北南网工商业用户尖峰电价水平，各类市场主体申报和出清价格上限设为1.2元/千瓦时（含税、下同）；申报和出清价格下限设为0元/千瓦时，后续根据现货市场连续运行情况适时调整。

3.优化中长期市场交易结算。中长期交易向更长周期、更短周期双向延伸，提升交易频次，实现中长期按日连续开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。现货市场连续运行后，结算参考点选择实时市场的统一结算点。按照国家相关规定逐步放宽各类电源的中长期签约比例要求，用户中长期签约比例要求相应调整。

4.完善绿电绿证交易机制。省内绿电交易通过双边协商或挂牌方式组织，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书（以下简称绿证）价格，促进各类型电力公平竞争、用户按需选择。绿证收益按当月合同电量、扣除机制电量的上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量，以对应绿证价格结算。鼓励新能源企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。

参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照国家跨省跨区送电相关政策执行。

（二）建立健全支持新能源高质量发展的机制

1.建立新能源可持续发展价格结算机制

在电力市场外建立支持新能源高质量发展的差价结算机制，对纳入机制的电量，当同类项目市场交易均价低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价。以 2025 年 6 月 1 日全容量并网为界，区别存、增量项目分类设计差价结算机制。其中，集中式新能源全容量并网时间按照电力业务许可证明确的机组投产日期确认；分布式新能源以电网企业明确的并网送电时间为准。2025 年 6 月 1 日前已经并网的集中式项目，委托省级电网企业审核，由省能源主管部门发布存量集中式项目清单。2025 年 6 月 1 日前已经并网的分布式项目，已并网部分界定为存量项目，实际并网规模与备案规模不一致的，投资主体应当向原备案机关申请变更备案，并主动向能源主管部门和电网企业告知相关

信息，承担市场主体责任。后续增容部分应单独计量，视为增量项目；无法单独计量的，增容部分投产后视为整体放弃存量项目资格，不再享受存量机制保障。

2.存量项目

电量规模：结合当前新能源入市实际情况，分类确定新能源项目参与机制电量占上网电量的比例上限：集中式风电 70%、集中式光伏 40%（其中扶贫部分 100%）、10kV 及以上并网的工商业分布式光伏 80%、其余分布式光伏和分散式风电 100%。对于同一电站兼具多种类型电量的，按相应类型容量占比加权确定其执行机制电量的最高比例。新能源发电项目可在规模上限范围内每年自主确定执行机制电量的比例，但不得高于上一年。

机制电价：按河北南网现行燃煤发电基准价 0.3644 元/千瓦时执行。

执行期限：新能源发电项目达到全生命周期合理利用小时数（具体到月）或投产运行满 20 年（具体到月）较早者的次月起退出差价结算机制。

3.增量项目

电量规模：省发展改革委结合省内年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力，每年研究确定新增纳入机制的年度电量总规模及风电、光伏等类别竞价规模，按规定向社会公布。

符合条件的新能源项目参与机制电量竞价，年度机制电量申

报规模按如下方式与机制电量申报比例联动确定。

单个项目申报规模=项目装机容量×同类项目近三年平均发电利用小时数×(1-厂用电率)×机制电量申报比例

其中,同类项目近三年平均发电利用小时数取项目组织竞价年度前三年同类项目平均发电利用小时数;厂用电率:集中式项目参考项目组织竞价前一年同类型项目平均厂用电率,分布式项目取国家及我省规定的相应类别项目的自发自用电量比例。机制电量占上网电量的比例由新能源项目自主申报、上限为 80%。

机制电价:省发展改革委统筹考虑新能源合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素,逐年确定、发布增量项目竞价的上线,上限暂不高于燃煤发电基准价。初期可参考先进新能源项目的成本因素确定竞价下限。每年组织已投产和次年年底前投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价,采用边际出清方式确定入围的项目及其执行期限内的机制电量和电价。多个项目按出清价格申报,则按申报电量占比分配剩余竞价电量。若项目入选电量占申报电量的比例低于 30%(含),取消最后入选项目的入选结果,可参与后续竞价,机制电价按照调整后的入选项目最高报价确定。

执行期限:根据各类新能源投资回收期确定,风电、光伏执行期限暂定为 10 年、12 年,后续根据市场运行实际情况调整。竞价组织次年前投产的项目自竞价组织次年首月开始执行,竞价组织次年内投产的项目按照申报全容量并网日期的次月开始执

行。

海上风电、海上光伏可单独组织竞价，确定纳入机制的电量规模和机制电价，执行期限暂定为 14 年。由于市场竞争不充分，无法组织竞价的，由省发展改革委确定机制电量规模和机制电价形成方式。

具体竞价工作委托电网企业实施，按《河北省深化新能源上网电价市场化改革增量新能源项目竞价工作方案》执行。

4.规范差价结算机制结算方式

对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，机制电价与市场交易均价的差价乘以结算机制电量作为差价结算资金，纳入系统运行费用，按月由全体工商业用户分摊或分享。

差价结算资金=（机制电价-市场交易均价）×结算机制电量

现货市场运行时，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；现货市场未运行时，市场交易均价按照同类项目月度中长期交易加权平均价格确定，无同类项目参与的，按照发电侧月度中长期交易加权平均价格确定。

机制电量采用“事前确定机制电量比例，事后根据实际上网电量形成”的方式确定。结算机制电量根据新能源项目月度实际上网电量及年度差价结算协议约定的机制电量比例计算确定，由电网企业按月开展差价结算，月度比例等同年度比例。若增量项目累计结算的机制电量达到年度机制电量规模，则当月超过部分

及当年后续月份上网电量不再执行机制电价；若年底仍未达到年度规模，缺额部分也不再执行机制电价，不跨年滚动。

5.新能源可持续发展价格结算机制的调整及退出规则

已纳入机制的新能源项目，按年与电网企业签订差价结算协议，未重新签订的可默认延续当前执行的协议。存量分布式项目可选择不单独签订差价结算协议，原购售电合同中电价、结算相关条款与本方案不符的按本方案执行。鼓励新能源项目主动参与市场竞争，允许在签订年度协议时自愿调减机制电量规模及比例。执行期限内可自愿申请退出，申请提交后次月停止执行差价结算机制。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。新能源项目过户、销户时，机制电量执行至过户、销户月份，过户后次月新主体继承原主体剩余年度机制电量。

三、政策衔接

（一）加强新能源项目规划协同。结合国家及我省新能源发展规划目标，加强风电、光伏等新能源项目审核，省级能源主管部门按需发布年度开发建设方案。项目单位要加快推进项目建设，确保按照规定时间节点建成投产。电网企业加强配套工程规划建设，做好并网服务。

（二）做好绿电绿证政策衔接。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不再参加绿电或绿证交易，不重复获得绿证收益。其对应绿证全部划转至省级专用绿证账户，由全体工商业用户共

有。

（三）优化代理购电机制。完善代理购电流程、电量匹配方式，电网企业可通过市场化方式采购新能源电量，作为代理购电来源。具体按《关于进一步完善河北南网企业代理购电工作实施方案的通知》执行。

（四）推进改革与市场协同。不断健全电力市场规则体系，具体要求在电力市场规则及细则中予以明确。新能源在参与市场后因报价等因素导致部分电量未能上网，不作为弃风弃光电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

（五）强化改革与优化环境协同。坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用。取消新能源强制配置储能要求，2025年2月9日前批复（纳入年度开发建设方案）的新能源项目全生命周期配建（租赁）储能；2025年2月9日后批复（纳入年度开发建设方案）的项目不再要求强制配置储能，鼓励通过租赁独立储能容量等方式配置调节资源，提升新能源调节性能。

（六）加强可再生能源发电补贴政策协同。对处于全生命周期合理利用小时数以内、享受可再生能源发电补贴的新能源项目，先价补分离、后差价结算，仍按国家规定兑付补贴，其补贴标准及执行期限保持不变。带补贴项目参与绿电交易的，参照现行绿电交易政策执行。

（七）加强调试运行期上网电量结算协同。新能源项目正式

参与市场前的上网电量，相关电量结算按照国家及地方相关规则执行，相应电量纳入电网企业代理购电电量来源。

四、工作要求

（一）加强组织推动。省发展改革委会同有关部门做好协同联动，主动协调解决实施过程中遇到的问题，切实抓好实施方案落实；加强政策宣传解读，及时回应社会关切，凝聚改革共识。国家能源局华北监管局会同有关部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。

（二）明确主体责任。电网企业做好合同签订、电费结算等相关工作，加快计量采集能力建设，改造相关技术支持系统，对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。新能源企业要积极参与市场竞争，通过合理布局、设备改造、技术升级等方式提升核心竞争力。

（三）做好跟踪评估。省发展改革委密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，认真评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。

本方案自 2025 年 12 月 31 日起执行。新能源项目参与电力交易具体工作要求，以后续修订的电力市场交易规则为准。政策执行过程中遇到的问题及建议，请及时报告省发展改革委。

冀北电网深化新能源上网电价 市场化改革实施方案

为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136号）精神，推动新能源行业高质量发展，促进能源绿色低碳转型，结合河北实际，制定本实施方案。

一、总体目标

坚持市场化改革方向、责任公平承担、区分存量增量、政策统筹协调的总体原则，推动新能源上网电量全面进入电力市场，通过市场交易形成价格，建立以市场为导向的新能源价格形成机制；充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，同时更好发挥政府作用，稳定项目收益预期，保障市场主体投资积极性，促进新能源高质量发展，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。

二、改革内容

（一）推动新能源上网电价全面由市场形成

1.新能源上网电量全面参与市场交易。新能源项目（风电、太阳能发电，下同）上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成。其中，集中式项目报量报价参与交易；分布式项目（含分散式风电，下同）可直接或通过聚合方式报量报价参与交易，未选择直接参与或聚合参与的，默认作为“价格接

受者”参与市场。直接参与交易或通过聚合方式参与交易的新能源项目，应在冀北电力交易平台注册。鼓励具备相应资质的聚合商在电力交易平台注册成为经营主体后，聚合一家或多家分布式项目参与市场。

2.加快现货市场建设和交易结算。现货市场运行时，新能源项目按有关规则参与现货市场交易结算。现货市场申报价格上限考虑冀北目前工商业用户尖峰电价水平等因素确定，申报价格下限考虑新能源在电力市场外可获得的其他收益等因素确定。

3.优化中长期市场交易结算。进一步缩短交易周期，提高交易频次，推动实现中长期交易按周、多日、逐日连续开市。允许供需双方结合新能源出力特点，合理确定中长期合同的量价、曲线等内容，并根据实际灵活调整。

4.完善绿电绿证交易机制。省内绿电交易通过双边协商或挂牌方式组织，申报和成交价格应分别明确电能量价格和相应绿色电力证书（以下简称绿证）价格，促进各类型电力公平竞争、用户按需选择。绿证收益按当月合同电量、扣除机制电量的上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算数量，以对应绿证价格结算。鼓励新能源企业与电力用户签订多年期购电协议，提前管理市场风险，形成稳定供求关系。

参与跨省跨区交易的新能源电量，上网电价和交易机制按照国家跨省跨区送电相关政策执行。

（二）建立健全支持新能源高质量发展的制度机制

1.建立新能源可持续发展价格结算机制

在电力市场外建立支持新能源高质量发展的差价结算机制，对纳入机制的电量，当同类项目市场交易均价低于机制电价时给予差价补偿，高于机制电价时扣除差价。以 2025 年 6 月 1 日全容量并网为界，区别存、增量项目分类设计差价结算机制。其中，集中式新能源全容量并网时间按照电力业务许可证明确的机组投产日期确认；分布式新能源以电网企业明确的并网送电时间为准。2025 年 6 月 1 日前已经并网的集中式项目，委托省级电网企业审核，由省能源主管部门发布存量集中式项目清单。2025 年 6 月 1 日前已经并网的分布式项目，已并网部分界定为存量项目，实际并网规模与备案规模不一致的，投资主体应当向原备案机关申请变更备案，并主动向能源主管部门和电网企业告知相关信息，承担市场主体责任。后续增容部分应单独计量，视为增量项目；无法单独计量的，增容部分投产后视为整体放弃存量项目资格，不再享受存量机制保障。

2.存量项目

电量规模：单个新能源项目以 2024 年 6 月 1 日至 2025 年 5 月 31 日实际非市场化交易结算电量占上网电量的比例作为该项目机制电量比例上限。其中，非市场化交易结算电量按照上网电量减去各类市场化交易合同结算电量确定。新能源发电项目可在规模上限范围内每年自主确定执行机制电量的比例，但不得高于上一年。

机制电价：按冀北电网现行燃煤发电基准价 0.372 元/千瓦时执行。

执行期限：新能源发电项目达到全生命周期合理利用小时数（具体到月）或投产运行满 20 年（具体到月）较早者的次月起退出差价结算机制。

根据新能源项目月度实际上网电量及差价协议约定的月度机制电量比例，由电网企业按月开展差价结算。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电、海上光伏暂按现行政策执行。

3.增量项目

电量规模：省发展改革委结合省内年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况、用户承受能力，每年研究确定新增纳入机制的年度电量总规模及风电、光伏等类别竞价规模，按规定向社会公布。

符合条件的新能源项目参与机制电量竞价，年度机制电量申报规模按如下方式与机制电量申报比例联动确定。

单个项目申报规模=项目装机容量×同类项目近三年平均发电利用小时数×（1-厂用电率）×机制电量申报比例

其中，同类项目近三年平均发电利用小时数取项目组织竞价年度前三年同类项目平均发电利用小时数；厂用电率：集中式项目参考项目组织竞价前一年同类型项目平均厂用电率，分布式项目取国家及我省规定的相应类别项目的自发自用电量比例。机制电量占上网电量的比例由新能源项目自主申报、上限为 80%。

机制电价：省发展改革委统筹考虑新能源合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素，逐年确定、发布增量项目竞价的上限，上限暂不高于燃煤发电基准价。初期可参考先进新能源项目的成本因素确定竞价下限。每年组织已投产和次年年底前投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价，采用边际出清方式确定入围的项目及其执行期限内的机制电量和电价。多个项目按出清价格申报，则按申报电量占比分配剩余竞价电量。若项目入选电量占申报电量的比例低于 30%（含），取消最后入选项目的入选结果，可参与后续竞价，机制电价按照调整后的入选项目最高报价确定。

执行期限：根据各类新能源投资回收期确定，风电、光伏执行期限暂定为 10 年、12 年，后续根据市场运行实际情况调整。竞价组织次年前投产的项目自竞价组织次年首月开始执行，竞价组织次年内投产的项目按照申报全容量并网日期的次月开始执行。

海上风电、海上光伏可单独组织竞价，确定纳入机制的电量规模和机制电价，执行期限暂定为 14 年。由于市场竞争不充分，无法组织竞价的，由省发展改革委确定机制电量规模和机制电价形成方式。

具体竞价工作委托电网企业实施，按《河北省深化新能源上网电价市场化改革增量新能源项目竞价工作方案》执行。

4.规范差价结算机制结算方式

对纳入机制的电量，电网企业每月按机制电价开展差价结算，当月参与差价结算的机制电量规模不超过该项目在冀北域内消纳的电量规模，机制电价与市场交易均价的差价乘以结算机制电量作为差价结算资金，纳入系统运行费用，按月由全体工商业用户分摊或分享。

差价结算资金=（机制电价-市场交易均价）×结算机制电量

现货市场运行时，市场交易均价按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；现货市场未运行时，市场交易均价按照年度分月及月度发电侧中长期市场同类项目各时段电能量加权平均价格确定；无同类项目参与的，按照发电侧年度与月度中长期交易加权平均价格确定。

机制电量采用“事前确定机制电量比例，事后根据实际上网电量形成”的方式确定。结算机制电量根据新能源项目月度实际上网电量及年度差价结算协议约定的机制电量比例计算确定，由电网企业按月开展差价结算，月度比例等同年度比例。若增量项目累计结算的机制电量达到年度机制电量规模，则当月超过部分及当年后续月份上网电量不再执行机制电价；若年底仍未达到年度规模，缺额部分也不再执行机制电价，不跨年滚动。

5.新能源可持续发展价格结算机制的调整及退出规则

已纳入机制的新能源项目，按年与电网企业签订差价结算协议，未重新签订的可默认延续当前执行的协议。存量分布式项目可选择不再单独签订差价结算协议，原购售电合同中电价、结算

相关条款与本方案不符的按本方案执行。鼓励新能源项目主动参与市场竞争，允许在签订年度协议时自愿调减机制电量规模及比例。执行期限内可自愿申请退出，申请提交后次月停止执行差价结算机制。新能源项目执行到期，或者在期限内自愿退出的，均不再纳入机制执行范围。新能源项目过户、销户时，机制电量执行至过户、销户月份，过户后次月新主体继承原主体剩余年度机制电量。

三、政策衔接

（一）加强新能源项目规划协同。结合国家及我省新能源发展规划目标，加强风电、光伏等新能源项目审核，省级能源主管部门按需发布年度开发建设方案。项目单位要加快推进项目建设，确保按照规定时间节点建成投产。电网企业加强配套工程规划建设，做好并网服务。

（二）做好绿电绿证政策衔接。纳入可持续发展价格结算机制的电量，不再参加绿电或绿证交易，不重复获得绿证收益。其对应绿证全部划转至省级专用绿证账户，由全体工商业用户共有。

（三）优化代理购电机制。完善代理购电流程、电量匹配方式，电网企业可通过市场化方式采购新能源电量，作为代理购电来源；现货连续运行后，代理购电产生的偏差电量按照现货市场价格结算。具体按《关于进一步完善冀北电网企业代理购电工作实施方案的通知》执行。

（四）推进改革与市场协同。不断健全电力市场规则体系，具体要求在电力市场规则及细则中予以明确。新能源在参与市场后因报价等因素导致部分电量未能上网，不作为弃风弃光电量，不纳入新能源利用率统计与考核。

（五）强化改革与优化环境协同。坚决纠正不当干预电力市场行为，不得向新能源不合理分摊费用。取消新能源强制配置储能要求，2025年2月9日前批复（纳入年度开发建设方案）的新能源项目全生命周期配建（租赁）储能；2025年2月9日后批复（纳入年度开发建设方案）的项目不再要求强制配置储能，鼓励通过租赁独立储能容量等方式配置调节资源，提升新能源调节性能。

（六）加强可再生能源发电补贴政策协同。对处于全生命周期合理利用小时数以内、享受可再生能源发电补贴的新能源项目，先价补分离、后差价结算，仍按国家规定兑付补贴，其补贴标准及执行期限保持不变。带补贴项目参与绿电交易的，参照现行绿电交易政策执行。

（七）加强调试运行期上网电量结算协同。新能源项目正式参与市场前的上网电量，相关电量结算按照国家及地方相关规则执行，相应电量纳入电网企业代理购电电量来源。

四、工作要求

（一）加强组织推动。省发展改革委会同有关部门做好协同联动，主动协调解决实施过程中遇到的问题，切实抓好实施方案

落实；加强政策宣传解读，及时回应社会关切，凝聚改革共识。国家能源局华北监管局会同有关部门加强市场监管，保障新能源公平参与交易，促进市场平稳运行。

（二）明确主体责任。电网企业做好合同签订、竞价实施、电费结算、新能源项目机制退出等相关工作，加快计量采集能力建设，改造相关技术支持系统，对新能源可持续发展价格结算机制执行结果单独归集。新能源企业要积极参与市场竞争，通过合理布局、设备改造、技术升级等方式提升核心竞争力。

（三）做好跟踪评估。省发展改革委密切跟踪市场价格波动、新能源发电成本和收益变化、终端用户电价水平等，认真评估改革对行业发展和企业经营等方面的影响，及时总结改革成效，优化政策实施，持续增强市场价格信号对新能源发展的引导作用。

本方案自 2025 年 12 月 31 日起执行。新能源项目参与电力交易具体工作要求，以后续修订的电力市场交易规则为准。政策执行过程中遇到的问题及建议，请及时报告省发展改革委。

信息属性： 主动公开

抄送：国家发展改革委价格司，国家能源局华北监管局。

河北省发展和改革委员会办公室

2025年9月26日印发