

2. РОЛЬ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ В РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

2.1. Место инвестиционной программы в системе стратегического управления электросетевой организацией

Инвестиционная программа (ИПР) является центральным инструментом перспективного развития электросетевой организации. Она связывает воедино стратегические цели компании, оперативные планы, финансовые ресурсы и требования регулирующих органов.

Система стратегического управления электросетевой компанией

Управление развитием электросетевой организации осуществляется на трех взаимосвязанных уровнях:

1. Стратегический уровень (горизонт планирования 10–15 лет)

На этом уровне формируется долгосрочная стратегия развития компании, определяются:

- Целевые показатели деятельности (надежность электроснабжения, уровень потерь, производительность труда)
- Масштабы территориального присутствия
- Направления модернизации сетевой инфраструктуры
- Приоритеты инновационного развития

Стратегические документы электросетевых организаций, как правило, утверждаются Советом директоров и пересматриваются каждые 3–5 лет.

2. Тактический уровень (горизонт планирования 3–5 лет)

Именно на этом уровне находится **инвестиционная программа**. Она конкретизирует стратегические установки в виде:

- Перечня конкретных объектов строительства, реконструкции и модернизации
- Объемов и источников финансирования
- Сроков реализации проектов
- Планируемых результатов (ввод мощности, снижение аварийности и т.д.)

3. Оперативный уровень (горизонт планирования 1 год)

На этом уровне формируются:

- Годовые производственные программы

- Бюджеты (в том числе инвестиционный бюджет как детализация соответствующего года ИПР)
- Планы закупок оборудования и подрядных работ
- Графики строительно-монтажных работ

Роль инвестиционной программы как связующего звена

Инвестиционная программа выполняет функцию **интегратора** между стратегией и оперативной деятельностью:

Вертикальная интеграция:

- **Сверху вниз:** ИПР конкретизирует стратегические цели в виде измеримых проектов
- **Снизу вверх:** годовые производственные планы формируются на основе утвержденной ИПР

Горизонтальная интеграция:

ИПР обеспечивает согласованность между различными функциональными направлениями деятельности электросетевой организации:

- Технической политикой (выбор оборудования, технологических решений)
- Финансовой политикой (привлечение инвестиций, управление денежными потоками)
- Кадровой политикой (подготовка специалистов для эксплуатации нового оборудования)
- Тарифной политикой (обоснование необходимой валовой выручки)

Пример из практики: крупнейшая электросетевая компания России ПАО «Россети» в своей Стратегии развития на период до 2030 года определила целевой показатель снижения уровня износа основных фондов с 58% (данные на 2020 год) до 45% к 2030 году. Для достижения этой цели ежегодно через инвестиционные программы дочерних обществ ПАО «Россети» реализуются масштабные программы обновления оборудования с общим объемом финансирования порядка 300–350 млрд рублей в год.

2.2. Инвестиционная программа как инструмент обеспечения надежности электроснабжения

Надежность электроснабжения — это способность электроэнергетической системы обеспечивать потребителей электроэнергией в необходимом объеме и требуемого качества при любых условиях функционирования системы.

Показатели надежности электроснабжения

Надежность работы электросетевого комплекса оценивается рядом показателей:

1. Средняя частота и продолжительность длительных перерывов электроснабжения (SAIFI и SAIDI)

- **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index) — показывает, сколько раз в среднем потребитель испытывал перерыв электроснабжения продолжительностью более 3 минут в течение года
- **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) — показывает суммарную продолжительность перерывов электроснабжения для среднего потребителя в течение года (измеряется в минутах или часах)

Мировые ориентиры: в развитых странах (Германия, Япония, Скандинавия) показатель SAIDI составляет 15–30 минут в год. В России средний SAIDI по распределительным сетям составляет около 120–150 минут в год, что указывает на значительный резерв для повышения надежности.

2. Коэффициент готовности (КГ)

Показывает долю времени, в течение которого оборудование находится в работоспособном состоянии:

$$КГ = (T - T_{\text{простоя}}) / T \times 100\%$$

Где:

- T — календарное время
- $T_{\text{простоя}}$ — время простоя из-за отказов и ремонтов

Целевое значение: для объектов 110 кВ и выше коэффициент готовности должен быть не менее 99,5%.

3. Частота отказов оборудования

Измеряется количеством технологических нарушений (отказов оборудования, приведших к нарушению электроснабжения) на 100 км линий электропередачи или на 100 единиц трансформаторного оборудования.

Влияние износа оборудования на надежность

Техническое состояние оборудования является главным фактором, определяющим надежность электроснабжения.

Статистика по износу основных фондов в электросетевом комплексе России:

По данным Минэнерго России, средний уровень износа основных фондов электросетевых организаций составляет:

- Воздушные линии электропередачи 35–110 кВ — около 55–60%
- Кабельные линии 6–10 кВ — около 45–50%
- Трансформаторы 35–110 кВ — около 50–55%
- Коммутационное оборудование — около 55–65%

Критический порог износа: оборудование со сроком эксплуатации, превышающим нормативный на 20% и более (условно — износ свыше 70%), переходит в категорию высокого риска отказа. Вероятность аварии такого оборудования возрастает в 3–5 раз.

Зависимость аварийности от износа:

Исследования показывают нелинейную зависимость между износом оборудования и частотой отказов:

- При износе 0–30% — базовый уровень аварийности
- При износе 30–50% — аварийность возрастает в 1,5–2 раза
- При износе 50–70% — аварийность возрастает в 3–4 раза
- При износе свыше 70% — аварийность возрастает в 5–7 раз

Практический вывод: своевременная замена изношенного оборудования через реализацию инвестиционной программы является не затратой, а экономически обоснованным решением, поскольку предотвращает многократно большие убытки от аварий.

Приоритизация мероприятий по надежности в инвестиционной программе

При формировании инвестиционной программы мероприятия по обеспечению надежности ранжируются по степени критичности:

Категория 1 — Критическая (обязательная к реализации в первоочередном порядке)

- Замена оборудования с ресурсом, исчерпанным на 100% и более (фактический срок службы превышает нормативный в 2 и более раз)
- Замена оборудования, признанного по результатам технического освидетельствования опасным для дальнейшей эксплуатации
- Замена оборудования на объектах, обеспечивающих электроснабжение потребителей I категории надежности (больницы, объекты водоснабжения, опасные производственные объекты)
- Устранение аварийных дефектов, выявленных органами государственного энергетического надзора

Категория 2 — Высокий приоритет

- Замена оборудования с ресурсом, исчерпанным на 70–100%
- Реконструкция оборудования, имеющего повышенную частоту отказов (превышающую среднестатистическую в 1,5 раза)
- Замена оборудования на объектах, обеспечивающих электроснабжение потребителей II категории надежности

Категория 3 — Средний приоритет

- Модернизация оборудования с ресурсом, исчерпанным на 50–70%
- Мероприятия по повышению пропускной способности перегруженных элементов сети
- Оснащение объектов системами мониторинга технического состояния

Категория 4 — Перспективные мероприятия

- Модернизация оборудования с ресурсом, исчерпанным менее чем на 50%, но морально устаревшего

- Внедрение инновационных технологий (цифровые подстанции, интеллектуальные сети)

Методика приоритизации:

Для объективного ранжирования проектов используется интегральный показатель риска:

$$R = P \times C$$

Где:

- P (Probability) — вероятность отказа оборудования (определяется по статистике с учетом возраста и технического состояния)
- C (Consequence) — последствия отказа (оцениваются в денежном выражении с учетом ущерба потребителям, затрат на аварийно-восстановительные работы, штрафных санкций)

Проекты с наивысшим показателем R включаются в программу в первоочередном порядке.

2.3. Технологическое присоединение к электрическим сетям как источник формирования инвестиционной программы

Технологическое присоединение к электрическим сетям — это комплекс организационных и технических мероприятий по присоединению энергопринимающих устройств потребителя к электрической сети сетевой организации.

Правовые основы технологического присоединения

Технологическое присоединение регулируется:

- Федеральным законом № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (статьи 26–28)
- Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг»
- Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»

Обязанность сетевой организации по технологическому присоединению

Важнейший принцип: сетевая организация не имеет права отказать в технологическом присоединении заявителю, если:

- Заявка подана в установленном порядке
- Технологическое присоединение технически возможно

Даже если в настоящий момент у сетевой организации нет свободной мощности для присоединения заявителя, она обязана включить в инвестиционную программу мероприятия по созданию необходимой мощности.

Категории заявителей и особенности их присоединения

Категория 1: Льготные заявители (мощность до 15 кВт включительно, для физических лиц — до 15 кВт для бытовых нужд)

- Стандартизированная плата за технологическое присоединение (в 2026 году — порядка 550 рублей при условии, что расстояние от границ участка до объектов сетевой организации не превышает 300 метров в городах и 500 метров в сельской местности)
- Срок технологического присоединения — не более 6 месяцев
- Мероприятия по технологическому присоединению выполняются за счет сетевой организации (в пределах стандартизированной платы)

Важно: поскольку фактическая стоимость технологического присоединения льготных заявителей значительно превышает стандартизированную плату, разница покрывается за счет перекрестного субсидирования через тариф на передачу электроэнергии. Это означает, что соответствующие мероприятия должны быть учтены в инвестиционной программе как финансируемые из выручки от оказания услуг по передаче электроэнергии.

Категория 2: Заявители с мощностью от 15 кВт до 150 кВт включительно

- Плата за технологическое присоединение рассчитывается по утвержденным тарифам (ставка за подключение 1 кВт мощности)
- Срок технологического присоединения — не более 1 года
- В плату за технологическое присоединение входят расходы на строительство объектов от существующих сетей до границ участка заявителя

Категория 3: Заявители с мощностью свыше 150 кВт (крупные промышленные и инфраструктурные объекты)

- Плата за технологическое присоединение определяется индивидуально на основе расчета стоимости мероприятий по технологическому присоединению
- Срок технологического присоединения — от 1 года до 4 лет в зависимости от класса напряжения
- Мероприятия по технологическому присоединению могут включать строительство новых подстанций, линий электропередачи значительной протяженности

Включение мероприятий по технологическому присоединению в инвестиционную программу

Инвестиционная программа электросетевой организации обязательно включает раздел «Технологическое присоединение», который формируется на основе:

1. Заключенных договоров технологического присоединения

Если на момент формирования проекта инвестиционной программы с заявителем уже заключен договор технологического присоединения, соответствующие мероприятия включаются в программу с указанием:

- Наименования и реквизитов заявителя
- Присоединяемой мощности
- Сроков выполнения мероприятий (в соответствии с договором)

- Стоимости мероприятий
- Источника финансирования (плата за технологическое присоединение)

2. Прогноза заявок на технологическое присоединение

Для заявок, которые ожидаются в плановом периоде, но договоры еще не заключены, в инвестиционную программу включаются укрупненные мероприятия на основе:

- Программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований
- Программ социально-экономического развития субъектов РФ
- Схем территориального планирования (генеральных планов населенных пунктов)
- Заявок крупных инвесторов о намерениях реализовать проекты на территории

Пример структуры раздела инвестиционной программы по технологическому присоединению:

Мероприятие	Заявитель	Мощность, МВт	Срок	Стоимость, млн руб.	Источник финансирования
Строительство ПС 110/10 кВ «Промышленная»	ООО «Завод»	25	2027	450	Плата за ТП
Реконструкция ЛЭП 110 кВ с увеличением пропускной способности	-	-	2027	120	Плата за ТП
Присоединение объектов индивидуального жилищного строительства (прогноз)	Физлица (льготная категория)	0,5	2026–2028	75	Тариф на передачу

Особенности финансирования мероприятий по технологическому присоединению

Источники финансирования:

1. **Плата за технологическое присоединение** — основной источник для большинства проектов. Средства поступают от заявителей в соответствии с договорами и используются целевым образом на выполнение мероприятий.
2. **Выручка от оказания услуг по передаче электроэнергии (тариф)** — используется для финансирования присоединения льготных категорий заявителей, когда стандартизированная плата не покрывает фактических расходов.

3. **Бюджетное финансирование** — в исключительных случаях (присоединение социально значимых объектов в рамках государственных программ) возможна частичная компенсация расходов из бюджета.

Учет платы за технологическое присоединение:

Средства, полученные от заявителей в качестве платы за технологическое присоединение, не являются доходом сетевой организации. Они учитываются на отдельном балансе и расходуются строго на цели технологического присоединения. Контроль целевого использования этих средств осуществляют органы регулирования тарифов и ФАС России.

Типичная ошибка: некоторые сетевые организации включают в инвестиционную программу мероприятия по технологическому присоединению с источником финансирования «плата за ТП», но при этом не имеют заключенных договоров и гарантий поступления соответствующих средств. Это приводит к срывам реализации программы и претензиям со стороны контролирующих органов.

Правильный подход:

- В инвестиционную программу включаются только те мероприятия, по которым заключены договоры технологического присоединения и есть график платежей от заявителей
- Прогнозные мероприятия выделяются отдельным блоком с пометкой «условные» и могут быть активированы после заключения соответствующих договоров

2.4. Реконструкция и модернизация как направления инвестиционной программы

Наряду со строительством новых объектов и технологическим присоединением, значительная часть инвестиционной программы направляется на реконструкцию и модернизацию существующего оборудования.

Понятия и различия: реконструкция, модернизация, капитальный ремонт

В практике электросетевых организаций важно четко разграничивать эти понятия, поскольку они по-разному учитываются в бухгалтерском и налоговом учете, а также в тарифном регулировании.

Реконструкция — переустройство существующих объектов электросетевого хозяйства, связанное с изменением их основных технико-экономических показателей (мощности, напряжения, пропускной способности) в целях обеспечения роста производства и повышения его эффективности, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

Признаки реконструкции:

- Изменение класса напряжения (например, перевод подстанции с 35 кВ на 110 кВ)
- Увеличение пропускной способности линии электропередачи путем замены проводов на провода большего сечения
- Замена силового трансформатора на трансформатор большей мощности

Модернизация — совершенствование объекта путем замены конструктивных элементов и систем более совершенными, позволяющими повысить технический уровень объекта до современных требований.

Признаки модернизации:

- Установка цифровых систем управления и защиты вместо аналоговых (релейной защиты и автоматики)
- Замена воздушных выключателей на элегазовые или вакуумные
- Установка систем диагностики и мониторинга технического состояния оборудования

Капитальный ремонт — работы по восстановлению исправности (работоспособности) объекта с заменой при необходимости отдельных частей и агрегатов, но **без изменения** основных технико-экономических показателей.

Ключевое отличие: капитальный ремонт не увеличивает срок полезного использования объекта сверх первоначально установленного. Реконструкция и модернизация, напротив, приводят к пересмотру срока полезного использования.

Учет в инвестиционной программе:

- **Реконструкция и модернизация** включаются в инвестиционную программу как капитальные вложения, увеличивающие стоимость основных фондов
- **Капитальный ремонт** включается в производственную программу как текущие расходы и финансируется за счет амортизационных отчислений (учитывается в тарифе в составе операционных расходов)

Почему это важно: неправильная квалификация работ (например, включение в ИПР работ, которые по сути являются капремонтом) может привести к отказу в утверждении программы или к претензиям со стороны налоговых органов.

Критерии отбора объектов для реконструкции и модернизации

При формировании инвестиционной программы объекты для реконструкции и модернизации отбираются на основе комплексной оценки:

1. Техническое состояние оборудования

Проводится техническое освидетельствование с оценкой:

- Фактического износа (визуальный осмотр, измерение параметров)
- Соответствия требованиям нормативно-технической документации
- Наличия дефектов и повреждений

Оборудование классифицируется по категориям:

- **Категория 1 (зеленая зона):** исправное оборудование, не требующее вмешательства
- **Категория 2 (желтая зона):** оборудование с признаками износа, требующее наблюдения и планового вывода в ремонт

- **Категория 3 (красная зона):** оборудование в предаварийном или аварийном состоянии, требующее срочной замены

2. Возраст оборудования относительно нормативного срока службы

Сравнивается фактический срок эксплуатации с нормативным сроком службы, установленным заводом-изготовителем:

Коэффициент выработки ресурса (Кв):

$$K_b = T_{\text{факт}} / T_{\text{норм}} \times 100\%$$

Где:

- $T_{\text{факт}}$ — фактический срок эксплуатации, лет
- $T_{\text{норм}}$ — нормативный срок службы, лет

Критерии приоритизации:

- $K_b > 150\%$ — критический износ, включение в ИПР в первоочередном порядке
- $K_b 100\text{--}150\%$ — высокий износ, включение в ИПР в плановом порядке
- $K_b 70\text{--}100\%$ — средний износ, мониторинг состояния, планирование замены на перспективу

3. Влияние на показатели надежности

Оценивается, к каким последствиям приведет отказ данного элемента:

- Количество потребителей, которые останутся без электроснабжения
- Категория надежности этих потребителей
- Наличие резервных схем электроснабжения

4. Экономическая эффективность

Рассчитывается экономический эффект от реализации проекта реконструкции или модернизации:

Чистый дисконтированный доход (ЧДД):

$$\text{ЧДД} = \sum (\text{Э}_t - \text{З}_t) / (1 + r)^t - K$$

Где:

- Э_t — экономический эффект в году t (снижение эксплуатационных расходов, предотвращенный ущерб от аварий, снижение потерь электроэнергии)
- З_t — текущие затраты в году t
- r — ставка дисконтирования
- K — капитальные вложения (стоимость реконструкции/модернизации)
- t — год расчетного периода

Если $\text{ЧДД} > 0$, проект является экономически эффективным.

Пример расчета:

Рассматривается проект модернизации подстанции 110/10 кВ путем замены масляных выключателей на элегазовые и установки цифровой РЗА.

- Капитальные вложения: 45 млн руб.
- Срок реализации: 1 год
- Эксплуатационный эффект:
 - Снижение эксплуатационных расходов (меньше обслуживания): 2 млн руб./год
 - Снижение технологических потерь: 1,5 млн руб./год
 - Предотвращенный ущерб от аварий (снижение вероятности отказа): 3 млн руб./год
 - Итого эффект: 6,5 млн руб./год

При ставке дисконтирования 10% и расчетном периоде 20 лет:

$$\text{ЧДД} = 6,5 \times [(1 - (1,1)^{-20}) / 0,1] - 45 = 6,5 \times 8,51 - 45 = 55,3 - 45 = 10,3 \text{ млн руб.}$$

Проект эффективен, окупаемость — около 7 лет.

Типовые проекты реконструкции и модернизации в электросетевых организациях

1. Перевод воздушных линий электропередачи на провод увеличенного сечения

Цель: увеличение пропускной способности линии, снижение технических потерь электроэнергии.

Технические решения:

- Замена провода А-50 на провод АС-70, АС-95 (для линий 6–10 кВ)
- Замена провода АС-120 на провод АС-240, АС-300 (для линий 35–110 кВ)
- Применение самонесущих изолированных проводов (СИП) на линиях 0,4–10 кВ

Эффект:

- Снижение потерь электроэнергии на 30–50%
- Увеличение пропускной способности в 1,5–2 раза
- Повышение надежности (СИП менее подвержен схлопыванию, обрыву при гололедно-ветровых нагрузках)

2. Реконструкция подстанций с заменой оборудования

Цель: замена морально и физически устаревшего оборудования на современное, повышение надежности, внедрение цифровых технологий.

Технические решения:

- Замена масляных выключателей на вакуумные или элегазовые
- Замена электромеханических реле защиты на микропроцессорные устройства РЗА

- Установка систем АИИС КУЭ (автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии)
- Внедрение АСУ ТП (автоматизированных систем управления технологическими процессами)

Эффект:

- Повышение быстродействия релейной защиты (время срабатывания сокращается с секунд до миллисекунд)
- Снижение эксплуатационных расходов (современное оборудование требует меньше обслуживания)
- Возможность дистанционного управления и диагностики

3. Модернизация кабельных линий

Цель: замена выработавших ресурс кабельных линий, переход на современные типы кабелей.

Технические решения:

- Замена бумажно-масляных кабелей (ААБ, СБ) на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ)
- Применение бестраншейных методов прокладки (горизонтально-направленное бурение)

Эффект:

- Увеличение срока службы (кабели СПЭ имеют срок службы 40–50 лет против 25–30 лет для бумажно-масляных)
- Снижение риска пожара (отсутствие масла)
- Меньшие потери электроэнергии

2.5. Увязка инвестиционной программы со схемами и программами развития электроэнергетики

Одним из обязательных условий утверждения инвестиционной программы является соответствие включенных в нее мероприятий документам перспективного развития электроэнергетики.

Система документов перспективного развития электроэнергетики

До 2024 года система планирования развития электроэнергетики регулировалась Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики». С 01.01.2024 года действует **Постановление Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения схем и программ развития электроэнергетики».**

Виды документов перспективного развития:

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России (ЕЭС России)

- Разрабатывается ПАО «Системный оператор Единой энергетической системы» совместно с ПАО «Россети»
- Горизонт планирования: 10 лет
- Охватывает объекты генерации и электросетевого хозяйства общероссийского значения (ЕНЭС, крупнейшие электростанции)
- Утверждается Минэнерго России

2. Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

- Разрабатываются ПАО «Россети» (в части территориальных сетевых организаций) и субъектами электроэнергетики, владеющими объектами генерации
- Горизонт планирования: 10 лет
- Охватывают объекты электросетевого хозяйства и генерации регионального значения
- Утверждаются органами исполнительной власти субъектов РФ

3. Программа развития Единой национальной электрической сети

- Разрабатывается ПАО «ФСК ЕЭС»
- Горизонт планирования: 5 лет (скользящее планирование)
- Содержит конкретные проекты строительства, реконструкции и модернизации объектов ЕНЭС
- Утверждается Минэнерго России

Содержание схем и программ развития электроэнергетики

Схемы и программы развития электроэнергетики включают:

Аналитическая часть:

- Оценка текущего состояния электроэнергетики (балансы мощности и электроэнергии, состояние генерирующих и сетевых объектов)
- Анализ ограничений в электроснабжении потребителей (дефициты мощности, перегруженные элементы сети)
- Прогноз потребления электроэнергии и мощности (на основе сценариев социально-экономического развития)

Проектная часть:

- Перечень объектов генерации, планируемых к строительству, реконструкции или выводу из эксплуатации
- Перечень объектов электросетевого хозяйства (линий электропередачи, подстанций), планируемых к строительству, реконструкции или выводу из эксплуатации
- Сроки ввода объектов
- Ориентировочная стоимость

Важный момент: схемы и программы развития носят индикативный (рекомендательный) характер, но для сетевых организаций, относящихся к субъектам естественных монополий, включение объекта в схему развития является **обязательным условием** для последующего включения его в инвестиционную программу.

Порядок взаимоувязки инвестиционной программы и схем развития

Последовательность действий:

Этап 1. Разработка и утверждение схем и программ развития электроэнергетики

Схемы и программы развития разрабатываются и утверждаются **до начала** формирования инвестиционных программ на соответствующий период. Типовой цикл:

- Январь–апрель: разработка проектов схем и программ развития
- Май–июнь: общественные обсуждения, согласования
- Июль: утверждение схем и программ развития
- Август–октябрь: формирование инвестиционных программ на основе утвержденных схем

Этап 2. Включение объектов из схем развития в инвестиционные программы

Сетевая организация включает в проект инвестиционной программы те объекты из схемы развития, которые:

- Планируется реализовать в периоде действия инвестиционной программы (обычно 3–5 лет)
- Имеют проработанные технико-экономические обоснования
- Обеспечены источниками финансирования

Этап 3. Обоснование включения объекта в инвестиционную программу

Для каждого объекта, включенного в инвестиционную программу, сетевая организация в составе обосновывающих материалов указывает:

- Наименование документа перспективного развития, в котором предусмотрен данный объект (например, «Схема и программа развития электроэнергетики Московской области на 2024–2033 годы, утверждена распоряжением Минэнерго Московской области от ДД.ММ.ГГГГ № XXX»)
- Номер объекта в перечне объектов схемы развития
- Параметры объекта в соответствии со схемой развития (мощность, класс напряжения, срок ввода)

Исключения: объекты, не требующие включения в схемы развития

Постановление № 2556 устанавливает перечень мероприятий, которые могут быть включены в инвестиционную программу **без предварительного включения** в схемы и программы развития электроэнергетики:

1. Мероприятия по технологическому присоединению

Мероприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей мощностью до 150 кВт включительно могут включаться в инвестиционную программу на основании заключенных договоров технологического присоединения без включения в схему развития.

Обоснование: массовое присоединение мелких потребителей не может быть заранее спланировано в схемах развития в силу непредсказуемости потока заявок.

2. Мероприятия по ликвидации аварийных ситуаций и предотвращению аварий

Если в процессе эксплуатации выявлена необходимость срочной замены оборудования (предаварийное состояние, предписание органов Ростехнадзора), соответствующее мероприятие может быть включено в инвестиционную программу вне зависимости от наличия его в схеме развития.

Процедура: сетевая организация обосновывает срочность и необходимость мероприятия, представляет акты технического освидетельствования, предписания надзорных органов.

3. Мероприятия по модернизации существующих объектов

Модернизация оборудования без изменения класса напряжения и установленной мощности объекта (например, замена релейной защиты, установка систем мониторинга) может осуществляться без включения в схему развития.

4. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

Мероприятия, направленные на снижение потерь электроэнергии, установку приборов учета, внедрение энергоэффективного оборудования, включаются в инвестиционную программу на основании программы энергосбережения сетевой организации.

Типичные проблемы при увязке инвестиционной программы и схем развития

Проблема 1: Объект включен в инвестиционную программу, но отсутствует в схеме развития

Последствия: утверждающий орган отклоняет проект инвестиционной программы или требует исключить данный объект.

Решение:

- Внести изменения в схему развития (процедура актуализации схемы предусмотрена ПП № 2556)
- Либо исключить объект из проекта инвестиционной программы и включить его в программу следующего периода после корректировки схемы развития

Проблема 2: Параметры объекта в инвестиционной программе не соответствуют параметрам, указанным в схеме развития

Пример: в схеме развития предусмотрено строительство подстанции 110/10 кВ мощностью 2×40 МВА, а в инвестиционной программе заложена мощность 2×63 МВА.

Последствия: требование обосновать расхождение или привести в соответствие.

Решение: обосновать увеличение мощности дополнительными факторами (уточнение прогноза нагрузки, поступление новых заявок на технологическое присоединение) и внести изменения в схему развития.

Проблема 3: Срок реализации объекта в инвестиционной программе не совпадает со сроком в схеме развития

Пример: схема развития предусматривает ввод объекта в 2026 году, но из-за сложностей с выделением земельного участка или прохождением экспертизы срок сдвигается на 2027 год.

Решение: в обосновывающих материалах к инвестиционной программе подробно описать причины сдвига срока, представить актуализированный график реализации проекта. Одновременно внести изменения в схему развития.

2.6. Связь инвестиционной программы с производственными планами и тарифным регулированием

Инвестиционная программа является важнейшим звеном, связывающим перспективное развитие электросетевой организации с ее текущей деятельностью и финансовым обеспечением через тариф.

Инвестиционная программа и годовые производственные программы

Производственная программа электросетевой организации — это годовой план деятельности компании, включающий:

- Объем передачи электроэнергии (полезный отпуск)
- Технологический расход (потери) электроэнергии
- Эксплуатационные расходы (ремонт, обслуживание, заработная плата и т.д.)
- Инвестиционную программу на текущий год
- Показатели надежности и качества

Взаимосвязь:

Годовая производственная программа формируется как **детализация** соответствующего года инвестиционной программы:

- Мероприятия, запланированные в ИПР на конкретный год, включаются в производственную программу с более детальной разбивкой по кварталам и месяцам
- Определяются конкретные исполнители (филиалы, подрядные организации)
- Уточняются объемы финансирования с учетом фактического движения средств

Пример:

Инвестиционная программа ПАО «Московская областная сетевая компания» на 2026–2028 годы предусматривает:

Мероприятие	2026 год	2027 год	2028 год
-------------	----------	----------	----------

Мероприятие	2026 год	2027 год	2028 год
Реконструкция ПС 110/10 кВ «Северная»	Проектирование	Строительство	Ввод в эксплуатацию
Финансирование, млн руб.	50	300	150

Производственная программа на 2026 год детализирует:

Квартал	Мероприятие	Финансирование, млн руб.
I кв. 2026	Разработка проектной документации	20
II кв. 2026	Прохождение экспертизы проектной документации	10
III кв. 2026	Проведение закупочных процедур	-
IV кв. 2026	Начало строительно-монтажных работ	20

Инвестиционная программа и тарифное регулирование

Тарифное регулирование в электросетевом комплексе Российской Федерации осуществляется методом экономически обоснованных расходов (затрат). Это означает, что тариф на услуги по передаче электроэнергии устанавливается таким образом, чтобы обеспечить сетевой организации покрытие обоснованных расходов и получение нормативной прибыли.

Структура необходимой валовой выручки (НВВ):

$$\text{НВВ} = \text{ОР} + \text{АО} + \text{НП} + \text{ДР} - \text{ПД}$$

Где:

- ОР — операционные (подконтрольные и неподконтрольные) расходы
- АО — амортизационные отчисления
- НП — нормативная прибыль
- ДР — расходы на инвестиции, не покрытые из других источников
- ПД — прочие доходы (плата за технологическое присоединение, аренда и т.д.)

Роль инвестиционной программы в формировании тарифа:

1. Учет инвестиционных расходов в тарифе

Расходы на реализацию инвестиционной программы учитываются в тарифе через несколько механизмов:

а) Амортизационные отчисления

По мере ввода в эксплуатацию новых объектов основных средств они включаются в амортизируемую базу, и сетевая организация начинает начислять амортизацию. Амортизация включается в НВВ и, соответственно, в тариф.

Пример:

- В 2026 году введена в эксплуатацию ПС 110 кВ стоимостью 500 млн руб.
- Норма амортизации для подстанций — 2,5% в год
- Годовая сумма амортизации — 12,5 млн руб.
- Эта сумма включается в тариф, начиная с 2027 года

б) Возврат на инвестированный капитал (нормативная прибыль)

Сетевая организация имеет право на получение дохода от инвестиций в виде нормативной прибыли, рассчитываемой от стоимости активов:

$$\text{НП} = \text{RAB} \times \text{WACC}$$

Где:

- RAB (Regulatory Asset Base) — регулируемая база активов (стоимость основных фондов, используемых для оказания услуг по передаче электроэнергии)
- WACC (Weighted Average Cost of Capital) — средневзвешенная стоимость капитала (нормативная доходность), устанавливаемая регулирующим органом (обычно 10–12%)

Механизм: по мере реализации инвестиционной программы и ввода новых объектов регулируемая база активов увеличивается, что приводит к росту нормативной прибыли, учитываемой в тарифе.

в) Непосредственное включение инвестиционных расходов в НВВ (сглаживание)

Для крупных проектов с длительным сроком строительства применяется механизм сглаживания, при котором инвестиционные расходы включаются в тариф не единовременно после ввода объекта, а постепенно, на протяжении нескольких лет, начиная с периода строительства.

Это позволяет избежать резких скачков тарифа после ввода крупных объектов.

2. Контроль эффективности инвестиционных расходов

Органы регулирования тарифов проверяют:

а) Соответствие расходов утвержденной инвестиционной программе

В тариф могут быть включены только те инвестиционные расходы, которые предусмотрены утвержденной инвестиционной программой. Если сетевая организация

осуществила капитальные вложения, не предусмотренные программой, они не учитываются в тарифе.

б) Обоснованность стоимости проектов

Фактическая стоимость реализованных проектов сопоставляется с плановой стоимостью, указанной в инвестиционной программе, и с укрупненными нормативами цены строительства. Если фактическая стоимость превышает плановую более чем на 10% без объективных обоснований (инфляция, изменение проектных решений по требованию экспертизы и т.д.), избыточные расходы могут быть исключены из тарифа.

в) Целевое использование амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления, полученные сетевой организацией через тариф, должны направляться на финансирование инвестиционной программы. Органы регулирования тарифов контролируют целевое использование амортизации.

Практический пример взаимосвязи инвестиционной программы и тарифа:

Исходные данные:

- Сетевая организация планирует в 2026–2028 годах реализовать инвестиционную программу объемом 900 млн руб.
- Источники финансирования:
 - Амортизация — 400 млн руб.
 - Прибыль — 200 млн руб.
 - Плата за технологическое присоединение — 300 млн руб.

Учет в тарифе:

1. **Амортизация 400 млн руб.** уже учтена в тарифе предыдущих периодов (начислена от эксплуатируемых активов). Сетевая организация аккумулирует эти средства и направляет на финансирование ИПР.
2. **Прибыль 200 млн руб.** формируется за счет нормативной прибыли, учтенной в тарифе. Часть прибыли реинвестируется в развитие.
3. **Плата за технологическое присоединение 300 млн руб.** поступает от заявителей и не включается в тариф (это отдельный источник).
4. После ввода объектов (например, в 2028 году введено объектов на 600 млн руб.):
 - Регулируемая база активов увеличивается на 600 млн руб.
 - Годовая амортизация увеличивается на 15 млн руб. (при норме 2,5%)
 - Нормативная прибыль увеличивается на 60 млн руб. (при WACC 10%)
 - Итого НВВ увеличивается на 75 млн руб., что приводит к росту тарифа

Вывод: инвестиционная программа непосредственно влияет на динамику тарифов. Чем масштабнее программа, тем больше будет рост тарифа в будущем. Это требует от сетевой организации и регулирующих органов тщательной оптимизации инвестиционной программы, отбора только критически необходимых проектов, обеспечения разумной стоимости.

Особенности долгосрочного тарифного регулирования (RAB-регулирование)

Для крупнейших электросетевых организаций (ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и ряд дочерних обществ) применяется метод долгосрочного тарифного регулирования на основе регулируемой базы активов (RAB-регулирование).

Суть метода:

Тарифы устанавливаются на долгосрочный период (5 лет) с использованием индексации по установленным формулам. При этом:

- Сетевая организация принимает на себя обязательства по реализации утвержденной инвестиционной программы
- Регулирующий орган гарантирует учет инвестиций в тарифе (через увеличение RAB)
- Если организация не выполнила инвестиционную программу, в следующем периоде регулирования RAB корректируется с исключением непрофинансированных объектов

Преимущества для сетевой организации:

- Стабильность и предсказуемость тарифов на 5 лет вперед
- Гарантированный возврат инвестиций

Риски:

- Необходимость строго соблюдать утвержденную инвестиционную программу
- Штрафные санкции за невыполнение (исключение из RAB, корректировка тарифов)

Выводы по модулю:

Инвестиционная программа занимает центральное место в системе управления развитием электросетевой организации. Она:

1. **Связывает стратегию и оперативную деятельность**, обеспечивая преемственность долгосрочных целей и годовых планов.
2. **Является ключевым инструментом обеспечения надежности электроснабжения**, направляя инвестиции на замену изношенного оборудования, модернизацию сетей, ликвидацию перегрузок.
3. **Обеспечивает выполнение обязательств по технологическому присоединению**, что критически важно для социально-экономического развития территорий.
4. **Тесно увязана с документами перспективного развития электроэнергетики**, обеспечивая системный подход к развитию электросетевого комплекса региона и страны в целом.
5. **Непосредственно влияет на тарифы на электроэнергию**, что требует высокой ответственности при формировании программы, тщательного обоснования каждого проекта и оптимизации расходов.

Грамотное формирование инвестиционной программы, обеспечение ее реалистичности и сбалансированности является залогом устойчивого развития электросетевой организации, выполнения ею своих обязательств перед потребителями и обществом.