

**Измерение и оценка результатов и эффектов цифровой трансформации
топливно-энергетического комплекса**

**Материалы, подготовленные Институтом энергетических исследований РАН (ИНЭИ
РАН) по результатам выполнения НИР по теме «Разработка научно обоснованных
предложений по измерению и оценке результатов и эффектов цифровой
трансформации топливно-энергетического комплекса»**

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Разработка общих методических принципов оценки эффективности цифровой трансформации в топливно-энергетическом комплексе	10
1.1 Разработка подходов к оценке затрат цифровой трансформации отраслей, как составной части программ обновления и развития производственной базы	10
1.1.1 Особенности и общие принципы оценки эффективности цифровой трансформации	10
1.1.2 Общие принципы оценки затрат, связанных с цифровой трансформацией отраслей ТЭК в ходе обновления и развития производственной базы	15
1.2 Разработка подходов к оценке результатов цифровой трансформации отраслей, как составной части программ обновления и развития производственной базы	21
1.2.1 Оценка результатов цифровой трансформации в целом для отраслей ТЭК.....	21
1.2.2 Особенности оценки результатов и эффективности цифровой трансформации для потребителей и энергетических компаний.....	32
1.3 Разработка подходов к оценке межотраслевых (в рамках отраслей ТЭК) эффектов, а также в смежных отраслях и экономике в целом.....	36
1.4 Разработка подходов к оценке социальных, экологических и прочих эффектов в результате цифровой трансформации отраслей ТЭК	44
2 Разработка научно обоснованных предложений по методам и индикаторам оценки результатов и эффектов цифровой трансформации в Минэнерго России.....	51
2.1 Разработка предложений по составу индикаторов для оценки результатов работы Минэнерго России, обусловленных цифровой трансформацией в ТЭК.....	51
2.2 Методика сбора статистических данных для расчета значений индикаторов при оценке результатов цифровой трансформации в рамках ведомственного проекта «Цифровая энергетика»	65
2.3 Разработка предложений по оценке эффектов, обусловленных цифровой трансформацией в ТЭК, в деятельности Минэнерго России	71
3 Разработка научно обоснованных предложений по методам и индикаторам оценки результатов и эффектов цифровой трансформации в отраслях ТЭК.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	111
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А Примеры методологии оценки эффектов при технологической (в т. ч. цифровой) трансформации энергетики – опыт выгод и затрат проектов интеллектуальной энергетики	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Разработка предложений по оценке интегральных эффектов цифровой трансформации в топливно-энергетическом комплексе на основе системы энергетических балансов страны и регионов.....	145

ПРИЛОЖЕНИЕ В Классификация эффектов, возникающих при цифровизации отраслей ТЭК	180
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Предложения по методам оценки отраслевых эффектов цифровой трансформации в электроэнергетике.....	188

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяются следующие определения, обозначения и сокращения:

DTCR – устройства для считывания динамических параметров теплового контура

EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) – прибыль до вычета расходов по выплате процентов, налогов, износа и начисленной амортизации

EMS (Element management system) – система управления элементами сети

EPR (Enterprise Resource Planning) – планирование ресурсов предприятия

IRT (Interim Rate Treatment) – предварительная доходность капитала

IT (Information Technology) – информационная технология

LCOE (levelized cost of electricity) – удельная приведенная стоимость электроэнергии

LTIFR (lost time injury frequency rate) – частота несчастных случаев с временной потерей трудоспособности

RACI (Responsible Accountable Consulted Informed) – матрица ответственности (ответственный исполнитель, руководитель, согласант, поставленный в известность)

SAIDI (The System Average Interruption Duration Index) – средняя продолжительность отключения электроснабжения

SAIFI (The System Average Interruption Frequency Index) – средняя частота отключений электроэнергии

АЗС – автозаправочная станция

АРМ – автоматизированное рабочее место

АСУ ТП – автоматизированная система управления техническим процессом

АТЭЦ – атомная теплоэлектроцентраль

АЭС – атомная электростанция

ВВП – валовой внутренний продукт

ВИНК – вертикально-интегрированные компании

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭД – вид экономической деятельности

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГИС – государственная информационная система

ГИСП – Государственной информационной системы промышленности

ГК – газовый конденсат

ГПА – газопоршневой агрегат

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ГТС – газотранспортная система

ГТУ – газотурбинная установка

ГЭС – гидроэлектростанция

ДПМ – договор о предоставлении мощности

ЕАЭС – Евразийский экономический союз

ЕИАС – единая информационно-аналитическая система

ЕС – Европейский союз
ЕЭС – Единая энергосистема
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
ИКТ – информационно-коммуникационные технологии
ИЭ – интеллектуальная энергетика
ИЭУ – интеллектуальное электронное устройство
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
КОМ – конкурентный отбор мощности
КПД – коэффициент полезного действия
КЭС – конденсационная электростанция
МЭНЭК – модель исследования взаимосвязей экономики и энергетики
НВВ – необходимая валовая выручка
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых
НДС – налог на добавленную стоимость
НИОКР – научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа
НИР – научно-исследовательская работа
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НСУД – национальная система управления данными
НТП – научно-технический прогресс
ОГК – оптовая генерирующая компания
ОКВЭД – Общероссийский классификатор видов экономической деятельности
ОКР – опытно-конструкторская работа
ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭС – объединенная энергосистема
ПАО – публичное акционерное общество
ПВВ – прогнозная валовая выручка
ПГУ – парогазовая установка
ПО – программное обеспечение
ППП – промышленно-производственный персонал
ПХГ – подземное хранилище газа
РГ – распределенная генерация
РЗА – релейная защита и автоматика
РСБУ – российские стандарты бухгалтерского учета
РСВ – рынок на сутки вперед
РСК – региональная сетевая компания
РФ – Российская Федерация
РЭА – Российское энергетическое агентство
САУ – системы автоматического управления
СН – собственные нужды

СУГ – сжиженный углеводородный газ
СЦТ – сквозные цифровые технологии
СЦТС – система централизованного теплоснабжения
США – Соединенные Штаты Америки
ТБО – твердые бытовые отходы
ТГК – территориальная генерирующая компания
ТО – теплоснабжающая организация
ТСО – территориальная сетевая организация
ТУУ – теплоутилизационная установка
ТЭБ – топливно-энергетический баланс
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ФЗ – федеральный закон
ФО – федеральный округ
ФОТ – фонд оплаты труда
ФСК – федеральная сетевая компания
ЦТ – цифровая трансформация
ЭК – электростанция
ЭС – энергосистема

ВВЕДЕНИЕ

Цифровая трансформация российского топливно-энергетического комплекса, его отдельных отраслей – это многогранный процесс, представляющий собой внедрение цифровых технологий на разных стадиях производственной цепочки, а также в системах управления на уровне компаний и государственных органов, включая налоговый и таможенный учет. «Цифровая трансформация» является одним из ключевых этапов процесса преобразований, состоящего из следующих направлений:

- автоматизация – применение технических и математических средств с целью передачи функций контроля и управления производственным процессом от человека к машине, как правило, характеризуется повышением скорости, точности и надежности производственных процессов, по сравнению с обычным неавтоматизированным производством;

- информатизация – применение кибернетических методов и средств управления процессами, а также информационных и коммуникационных технологий для обеспечения связей между разрозненными в пространстве производственными процессами и массивами данных. В соответствии с Федеральным законом от 20.02.1995 г. N 24-ФЗ (ред. от 10.01.2003 г.) «Об информации, информатизации и защите информации», информатизация представляет собой организационный социально-экономический и научно-технический процесс создания оптимальных условий для удовлетворения информационных потребностей и реализации прав граждан, органов государственной власти, органов местного самоуправления, организаций, общественных объединений на основе формирования и использования информационных ресурсов. Процесс информатизации в зарубежной практике, как правило, не выделяется в отдельный этап технологических преобразований и относится к одной из составляющих цифровизации;

- цифровизация – замена физических (аналоговых, бумажных и др.) систем сбора, обработки, хранения и передачи данных цифровыми, а также улучшение управляемости за счет цифровых решений. В том числе подразумевает под собой применение цифровых технологий в рамках уже существующих производственных процессов, создание «цифровых двойников» и математических моделей отдельных процессов производства;

- цифровая трансформация – комплекс преобразований организации или всей отрасли, включая изменение бизнес-моделей на основе новых цифровых технологических возможностей. На корпоративном уровне цифровая трансформация предполагает не только цифровизацию отдельных производственных процессов внутри компании (отрасли), но и изменение организационных принципов ее работы, а также совершенствование бизнес-культуры с использованием цифровых инструментов. На

отраслевом уровне цифровая трансформация также предполагает не только изменение традиционных производственных комплексов и систем управления ими, но и эволюцию рыночной среды, конечной целью которой является реализация клиентоориентированной модели энергоснабжения, адаптация к индивидуальным запросам потребителя без существенного увеличения стоимости поставляемой энергетической продукции или услуг.

По мере эволюции технологий к процессам автоматизации добавились элементы информатизации и цифровизации. Фактически все эти составляющие стали неотъемлемой основой для осуществления цифровой трансформации как на уровне отдельных компаний, так и на уровне всей отрасли. Триггером цифровой трансформации стали технологические прорывы в неэнергетической сфере – в системах связи, передачи и обработки данных, IT-индустрии, позволившие существенно ускорить и повысить эффективность автоматизации и информатизации производственных и организационных процессов в отраслях ТЭК, начать их цифровизацию, одновременно создавая условия для более широкого освоения новых энергетических технологий в производстве/добыче, транспорте, преобразовании и потреблении энергоресурсов.

В энергетике этот процесс развивается «снизу», от корпоративного уровня, где энергетические компании (и крупные потребители энергоресурсов, в рамках оптимизации своих бизнес-процессов) рассматривают цифровую трансформацию, как инструмент повышения их конкурентоспособности на внешних и внутренних рынках, роста капитализации из бизнеса. Однако роль России, как крупнейшего игрока на мировых энергетических рынках, а также значимость энергетической инфраструктуры для устойчивого развития экономики страны, сохраняющей высокую энергоемкость, определяют важность целеполагания и координации цифровой трансформации в масштабах отраслей ТЭК и всего топливно-энергетического комплекса. При этом цели и задачи цифровой трансформации на уровне госуправления должны быть гармонизированы с приоритетами Энергетической стратегии страны и Прогнозом научно-технического развития ТЭК, а также национальной программой «Цифровая энергетика» и сопутствующими ей федеральными проектами.

Отвечая на эти вызовы, Минэнерго РФ разработан ведомственный проект «Цифровая энергетика» и начата работа над Концепцией цифровой трансформацией ТЭК, призванной создать «систему координат» для наиболее эффективного развития цифровых технологий в энергетических отраслях, компаниях, у потребителей, совместное влияние которых дало бы синергетический эффект и для экономики страны в целом. Однако решение такой задачи невозможно без разработки принципов, подходов и инструментов для оценки эффективности цифровой трансформации в топливно-энергетическом

комплексе, включая оценку затрат, результатов и экономических эффектов, в том числе на межотраслевом уровне. Такая оценка должна стать неотъемлемой частью документов стратегического планирования, отраслевых стратегий, схем и программ, обеспечивая регулярно актуализируемую систему целеполагания для процесса цифровой трансформации ТЭК в части приоритетных технологических направлений, экономически обоснованных масштабов изменений и необходимых механизмов поддержки и стимулирования инвестиций. Не менее важной является и система мониторинга результатов цифровой трансформации ТЭК, на межотраслевом и отраслевом уровнях с оценкой достигаемых производственных и экономических результатов и их соответствия стратегическим целям. Именно эти вопросы составили суть научно-исследовательской работы, выполненной ИНЭИ РАН по контракту с Минэнерго России в 2019 году. Ключевые разделы данной НИР представлены далее в разделах 1 – 3 и приложениях А – Г.

1 Разработка общих методических принципов оценки эффективности цифровой трансформации в топливно-энергетическом комплексе

1.1 Разработка подходов к оценке затрат цифровой трансформации отраслей, как составной части программ обновления и развития производственной базы

1.1.1 Особенности и общие принципы оценки эффективности цифровой трансформации

Цифровая трансформация (ЦТ) становится важнейшей частью стратегий развития энергетики ведущих экономик мира в XXI веке. В отличие от прежних структурных сдвигов, вызванных научно-техническим прогрессом непосредственно в энергетике, в технологиях получения, транспортировки и использования органического топлива, ядерной энергии, возобновляемых энергоресурсов, передачи электроэнергии, не менее мощными драйверами изменений, связанных с ЦТ, являются технологические достижения в других отраслях, прежде всего – в сфере получения, передачи и обработки информации (ИКТ) и современных методов и моделей управления крупными системами и предприятиями, к которым, безусловно, относятся отрасли и компании топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

В современных условиях цифровая трансформация рассматривается в качестве наиболее мощного механизма адаптации отраслей энергетики к системе разноплановых вызовов (технологических, экономических, экологических, социальных, политических и проч.), складывающейся в XXI веке. Фокус ЦТ – это сфера информационных взаимодействий и систем управления, информатизации, автоматизации и интеллектуализации работы отраслевых технологических цепочек и энергетических рынков. Сама по себе ЦТ не отменяет и не решает в полной мере стратегические инвестиционные задачи развития отраслей ТЭК в части ввода новых и/или реконструкции действующих производственных (добывающих, перерабатывающих) и транспортных мощностей, исходя из ожидаемой динамики спроса на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), изменения региональной структуры этого спроса, изменения требований внутренних и внешних потребителей по качеству, надежности, экологичности поставок топлива и энергии.

Однако при этом ЦТ позволяет в каждой отрасли ТЭК, используя современные технологии сбора, передачи, хранения и обработки больших массивов данных, методы математического моделирования и прогнозирования, сложные алгоритмы управления,

выбрать наилучшую стратегию развития, которая с одной стороны максимизирует эффективность использования существующей производственной базы, а с другой расширяет технические возможности для вовлечения новых технологий производства (добычи, переработки), транспорта и потребления ТЭР.

Примеры того, как цифровые технологии расширяют технический потенциал вовлечения новых энергетических технологий, существуют во всех отраслях. Так, в электроэнергетике последовательное усложнение алгоритмов управления режимами энергосистемы, опирающееся на все больший и непрерывный поток информации о состоянии генерирующего и сетевого оборудования, изменении спроса, погодных условий, создает условия для интеграции в энергосистему больших объемов ветряных и солнечных электростанций с нерегулярным режимом работы. В нефтегазовом секторе использование цифровых моделей месторождений, повышение наблюдаемости и управляемости процессов бурения, автоматизация процессов на месторождениях позволяет перейти к разработке нетрадиционных, «тяжелых» запасов нефти и газа, освоению месторождений в труднодоступных районах и на шельфе, а также увеличить добычу на уже освоенных «старых» месторождениях.

Таким образом, важным долгосрочным результатом ЦТ является увеличение технического потенциала использования новых энергетических технологий. Однако экономический потенциал их вовлечения в балансы топлива и энергии будет по-прежнему зависеть от темпов повышения конкурентоспособности самих энергетических технологий и определяться динамикой НТП и/или долгосрочной ценовой конъюнктуры. Так, даже при облегчении интеграции в энергосистему за счет применения цифровых решений, ветряные и солнечные электростанции будут экономически востребованы только при условии дальнейшего совершенствования самих этих энергетических технологий, снижения их капиталоемкости и увеличения КИУМ, что позволило бы им выйти на сопоставимый уровень по стоимости производимой электроэнергии (например, по показателю LCOE) с тепловыми и атомными электростанциями. Аналогично, даже при обеспечении технических возможностей по освоению нетрадиционных и более дорогих запасов нефти и газа или повышению продуктивности старых месторождений экономическая целесообразность реализации этого потенциала будет определяться разностью рыночных цен на нефть или газ и стоимостью их добычи. Применение цифровых технологий позволяет снизить сроки и затраты на освоение и добычу нефти и газа, но не меньшее значение будет играть и НТП в энергетических технологиях, оборудовании для нефте- и газодобычи.

Понятие экономического потенциала применимо и к самим цифровым технологиям. Глубина их проникновения в технологические и экономические взаимодействия, масштабы распространения в отраслях ТЭК определяются экономической эффективностью дополнительных инвестиций (с учетом последующих затрат на обслуживание) в цифровизацию технологических, рыночных, организационных процессов. Качественно эта тенденция показана на рисунке 1.1. С одной стороны, линейный рост числа единиц энергетического оборудования, оснащенных новыми ИКТ, электронных торговых площадок, а также субъектов энергетических рынков, оснащенных системами автоматизированных торговых агентов и автоматизированными системами управления производственными активами и ресурсами, потребует нелинейного роста затрат в усовершенствование систем сбора, передачи, хранения и обработки данных, а также затрат на внедрение более сложных и совершенных, интеллектуальных систем управления технологическими и экономическими процессами. С другой стороны, в части выгод складывается обратная ситуация: все большая глубина цифровизации технологических и экономических процессов будет сопровождаться все меньшими приростными (*incremental*) экономическими результатами.

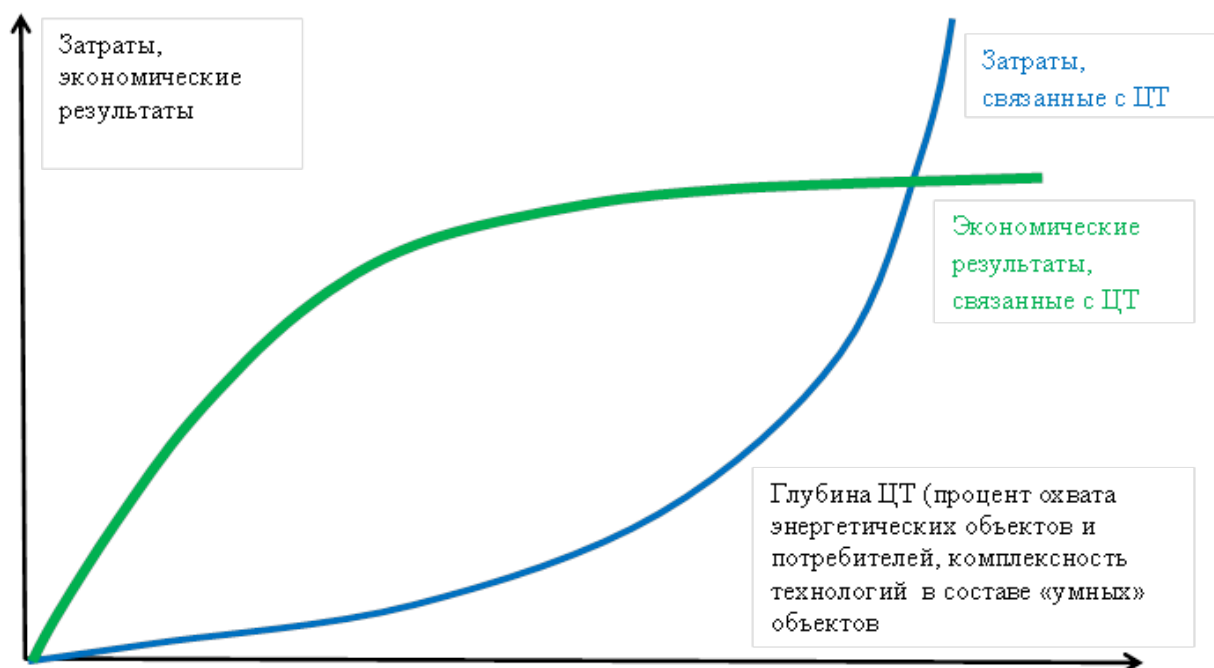


Рисунок 1.1 – Качественная характеристика затрат и экономических результатов в зависимости от глубины цифровой трансформации в отраслях ТЭК (составлено ИНЭИ РАН)

Такой характер кривых затрат и выгод свойственен для любых инновационных стратегий, когда новые технологии обеспечивают заметное повышение эффективности/экономичности/надежности и т. д. работы объектов, систем и отраслей (не только в энергетике), однако дополнительные улучшения требуют все больших затрат при снижающейся экономической отдаче. Нелинейность затрат и выгод позволяет определить точку «оптимального» уровня цифровой трансформации для каждой отрасли, ее технологических, экономических и организационных подсистем (добыча/производство энергоресурсов, их транспортировка, переработка или конечное потребление, оптовые и розничные рынки, корпоративное и государственное управление) и исключить чрезмерных и неэффективных затрат при «избыточной» цифровизации.

Методология оценки эффективности ЦТ универсальна и определяется соотношением дисконтированных значений затрат на развитие цифровых технологий и выгод (результатов) от их применения; однако методы выполнения такой оценки для разных отраслей ТЭК имеют свою специфику и рассматриваются далее в соответствующих разделах отчета. При этом необходимо отметить особенности оценки затрат и выгод для цифровых технологий.

Во-первых, необходимо учитывать три типа решений по цифровизации энергетических объектов и систем (производственных, транспортных, перерабатывающих мощностей), качественно различающиеся глубиной и капиталоемкостью интеграции с цифровыми технологиями:

- максимальная глубина цифровизации для новых энергетических объектов и систем – вводимое новое оборудование или целые энергетические объекты (электростанции, электроподстанции, месторождения, трубопроводы, шахты) максимально адаптировано к цифровым технологиям и интегрировано с ними;

- рациональная глубина цифровизации для реконструируемых энергетических объектов и систем – замена оборудования улучшенным аналогичным или технически более совершенным сопровождается работами по его адаптации к цифровым технологиям и интеграции с ними;

- минимальная глубина цифровизации действующих энергетических объектов и систем – осуществляются минимально необходимые и технически возможные мероприятия по адаптации к цифровым технологиям; более глубокая интеграция осуществляется позже, в процессе реконструкции объектов.

Во-вторых, так как ЦТ является составной частью программ развития в отраслях ТЭК, для оценки ее эффективности требуется «выделить» составляющие затрат и выгод, связанные с «цифровым» фактором. Для этого оценка эффективности в каждой из

отраслей ТЭК выполняется «в разностях», то есть оцениваются изменения затрат и выгод относительно «консервативного» варианта развития (отрасли в целом или отдельных энергетических объектов и систем).

«Консервативный» вариант развития с балансовой точки зрения в полной мере решает задачи необходимого обновления и развития производственной базы, исходя из прогнозного спроса на энергетическую продукцию отрасли, но при этом предполагается, что изменения в технологической структуре отрасли и уровне ее оснащенности цифровыми технологиями (прежде всего, в части информатизации и автоматизации производства) будут продолжаться с темпами, сложившимися в ретроспективе. Таким образом, «консервативный» сценарий описывает динамику развития отраслей «по тенденции».

Альтернативный ему, «инновационный» сценарий формируется в допущениях о максимально возможном (и экономически целесообразном) уровне проникновения цифровых технологий в отрасли. При этом учитывается и отмеченный выше важный эффект более активного развития новых энергетических технологий (включая и технологии на стороне потребителя). Таким образом, «инновационный» вариант описывает динамику развития отрасли с учетом ожидаемых технологических сдвигов, связанных с внедрением цифровых технологий.

В-третьих, оценка эффективности цифровой трансформации в отраслях ТЭК должна быть многоуровневой и выполняться для:

- потребителей энергетических ресурсов и услуг;
- поставщиков энергетических ресурсов и услуг (добывающих, генерирующих, перерабатывающих, транспортных предприятий и энергетических компаний);
- энергетических отраслей и ТЭК в целом;
- для экономики страны в целом.

Для каждого уровня определяется свой состав затрат и, особенно – выгод. Так, эффективность для потребителей определяется соотношением затрат на цифровизацию собственных процессов потребления энергоресурсов и выгод, связанных со снижением стоимости энергоснабжения, которые частично являются следствием этой цифровизации (снижение объемов и/или изменение режимов потребления), а частично – результатом цифровой трансформации системы экономических взаимодействий, появлением новых форм и форматов электронной торговли энергетической продукцией и услугами. Более подробно этот вопрос рассматривается в разделе 1.2.

Для энергетических компаний затраты на цифровизацию корпоративных технологических и организационных процессов сопоставляются с выгодами,

включающими в себя, с одной стороны, экономию эксплуатационных (переменных и постоянных, прежде всего – ремонтных) и капитальных затрат, а с другой – изменение выручки от реализации традиционных и новых видов энергетической продукции и услуг в результате цифровой трансформации системы экономических взаимодействий. Более подробно этот вопрос рассматривается в разделе 1.2.

Для энергетических отраслей и ТЭК в целом эффективность цифровой трансформации оценивается с точки зрения совокупных затрат на обеспечение экономики топливом и энергией. При этом сопоставляются затраты, связанные с цифровой трансформацией технологических цепочек производства, транспорта, преобразования и потребления энергоресурсов (включая внешние поставки), и возникающие при этом объемы экономии эксплуатационных и капитальных затрат в каждой отрасли. Для межотраслевой оценки эти объемы затрат и выгод интегрируются по всем энергетическим отраслям. Более подробно этот вопрос рассматривается в разделе 1.3.

Наконец при макроэкономической оценке эффективности цифровой трансформации дополнительные затраты, возникающие в отраслях ТЭК, сопоставляются не только с локальными выгодами, но и с выгодами, возникающими по всей цепочке межотраслевого баланса в других отраслях (в первую очередь – в обеспечивающих ТЭК отраслях промышленности, строительства, ИТ-сфере, связи); при этом учитывается не только мультипликативный эффект от дополнительных инвестиций в цифровые технологии в ТЭКе, но и ценовой эффект для всех потребителей, связанный со снижением стоимости энергоснабжения. Более подробно этот вопрос рассматривается в разделе 1.3.

Подобный многоуровневый подход к оценке эффективности важен, поскольку одни и те же компоненты оценки могут рассматриваться как выгоды для одной группы, но как затраты (или финансовые потери) для другой. Однако в результате это позволяет выстроить оптимальную систему поддержки новых инвестиционных направлений (через регуляторные, рыночные, налоговые и проч. механизмы), чтобы минимизировать риски крупных потерь для отдельных групп (потребителей или энергетических компаний) – при возможной максимизации эффекта для отраслей ТЭК и экономики в целом.

1.1.2 Общие принципы оценки затрат, связанных с цифровой трансформацией отраслей ТЭК в ходе обновления и развития производственной базы

Как было отмечено выше, цифровая трансформация любой отрасли ТЭК должна рассматриваться как неотъемлемая часть общего инвестиционного процесса, поэтому определенную сложность представляет корректное выделение затрат, непосредственно

связанных с внедрением цифровых технологий, позволяющих перейти от «консервативного» в «инновационному» варианту развития отрасли.

При таком подходе затраты на цифровую трансформацию в любой отрасли ТЭК рассматриваются как дополнительная составляющая по отношению к общим затратам в процесс «консервативного» («по тенденции») обновления и развития генерирующих и сетевых мощностей на базе современных образцов, с более высоким уровнем автоматизации («цифровизации») улучшенных характеристик по энергоэффективности, сроку службы и т. д.

При оценке эффективности цифровой трансформации в целом для энергетических отраслей и ТЭК рассматриваются затраты и выгоды, возникающие по всей технологической цепочке энергоснабжения¹. Можно сказать, что затраты на цифровую трансформацию – это затраты на изменение функциональных характеристик традиционных технологических цепочек, прежде всего – за счет вложений в системы сбора, анализа и мониторинга информации, высокоскоростной связи, адаптивного управления режимами энергетических объектов и потребителей. При этом необходимо выделить две составляющие этих затрат:

- первая составляющая включает в себя капитальные затраты на «цифровое насыщение/дооснащение» существующих и новых энергетических объектов системами измерений, автоматизации и интеллектуализации управления технологическими процессами и экономическими взаимодействиями, а также последующие эксплуатационные затраты на поддержание работоспособности новой информационно-коммуникационной инфраструктуры. При этом для электроэнергетики и газовой отрасли необходимо учитывать и соответствующие затраты на стороне конечных потребителей электроэнергии и газа, снабжающихся через сеть и влияющих (особенно в электроэнергетике) на режимы работы всей инфраструктуры;

- вторая составляющая включает в себя капитальные и эксплуатационные затраты, связанные с дополнительным (против «консервативного» варианта) развитием новых энергетических технологий, для которых цифровая трансформация расширяет технический потенциал их использования (в электроэнергетике – это ВИЭ, накопители, технологии распределенной генерации всех типов, в нефтегазовой сфере – технологии освоения труднодоступных залежей углеводородов, повышения продуктивности старых месторождений и т. д.).

¹ Особенности оценки затрат, связанных с цифровой трансформацией, для отдельных участников отрасли (потребителей и энергетических компаний) рассмотрены в разделе 1.2.2.

Несмотря на уже накопленный в отраслях ТЭК опыт реализации как пилотных, так и типовых инвестиционных проектов, связанных с применением разных типов цифровых технологий, получить общую по отрасли оценку затрат для проведения цифровой трансформации на перспективу методически сложнее из-за двух факторов:

- неопределенности, связанные с неоднородностью цифровизации внутри отрасли, разными масштабами применения цифровых технологий в отдельных подсистемах (в производстве, транспорте, потреблении топлива и энергии, в рыночных взаимодействиях, в организационных процессах);

- неопределенности в стоимости внедрения отдельных цифровых технологий, создания и тиражирования адаптированного к ним оборудования и систем управления; с учетом того, что значительная часть этих технологий и оборудования находится на стадиях НИОКР или апробации в пилотных проектах, темпы и уровни снижения их стоимости не могут быть заданы однозначно, а лишь широким диапазоном значений.

В силу ряда объективных причин, с наибольшей интенсивностью цифровая трансформация в последние 10 – 15 лет осуществляется в электроэнергетике многих стран. Целевой моделью такой трансформации является интеллектуальная энергосистема или «умная сеть» (*smart grid*), которая функционально должна быть максимально адаптивной к изменению балансовых условий, обеспечивать интеграцию любых типов потребителей и источников электроэнергии, а также накопителей, при повышении параметров надежности и качества энергоснабжения. В последние 10 – 15 лет практически все крупнейшие страны разработали стратегические документы по трансформации своей электроэнергетики по модели *smart grid*, причем в ряде случаев были выполнены достаточно подробные технико-экономические обоснования с расчетом необходимых затрат, связанных с такой трансформацией (США [1], Канада [2], Австралия [3]). Все эти обоснования оценивают эффективность перехода к интеллектуальной энергосистеме (или развития *smart grid*) в рассмотренной в разделе 1.1.1 идеологии затрат и выгод, а краткий обзор данных методологических подходов приведен в Приложении А.

Наиболее комплексное исследование интегральных затрат, связанных с цифровой трансформацией (интеллектуализацией) национальной энергосистемы США, было выполнено EPRI в 2011 году [1]. При этом экспертами была сделана комплексная оценка состава и масштабов развития цифровых решений в технологическом контуре, включая системы мониторинга и учета, управления, ИТ, а также связанное с ними увеличение объемов использования новых энерготехнологий, включая накопители.

Важной особенностью этого проекта стало то, что в нем была сделана наиболее успешная попытка определить объем инвестиционных затрат, непосредственно связанный с цифровой трансформацией энергосистемы, ограничив его составом технологий, обеспечивающих новые свойства энергосистемы, расширение функциональности ее технического, экономического, управленческого контуров и их информационного обеспечения.

Именно поэтому, как показано на рисунке 1.2, основная часть капиталовложений, отнесенных к цифровой трансформации электроэнергетики, во всех сегментах технологической цепочки связана с направлениями автоматизации и систем управления оборудованием и потреблением, системы сбора, передачи и обработки информации (рисунок 1.2). Вместе с тем, в составе затрат учтены и новые энергетические технологии, развитие которых получает новый импульс с помощью цифровых технологий, например, распределенная генерация (в т. ч. установки на базе ВИЭ) и накопители. В наибольшей степени эти технологии рассматриваются на стороне потребления, как составная часть систем управления спросом со стороны активных потребителей и просьюмеров (т. е. потребителей, способных за счет собственных энергомоцностей выступать и в роли поставщиков энергии и/или системных услуг).

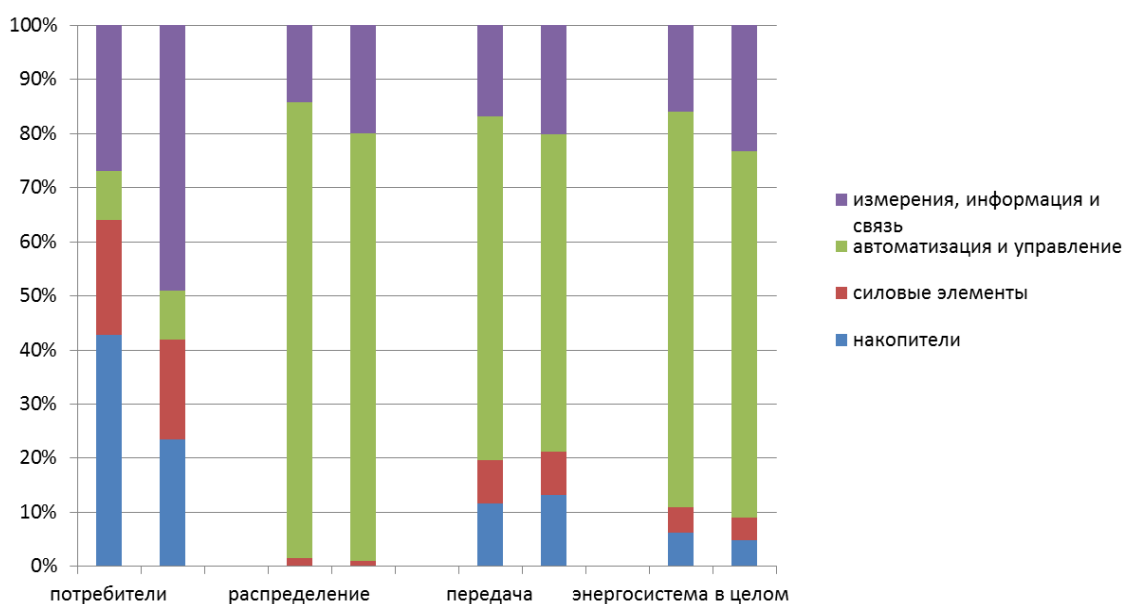


Рисунок 1.2 – Структура капитальных затрат, связанных с цифровой трансформацией электроэнергетики при переходе к интеллектуальной энергосистеме (по [1])

Как было отмечено в разделе 1.1.1, цифровая трансформация может начинаться с новых энергетических объектов, но не может ограничиваться ими. Цифровые технологии должны распространяться и на действующие и реконструируемые объекты, хотя «глубина» цифровизации этих объектов может быть заметно меньше, чем у новых,

необходимые затраты могуткратно превышать расходы, связанные с цифровизацией новых объектов.

Так, эксперты EPRI [1] оценивали, что затраты на «цифровую адаптацию» значительной части существующих объектов генерации, подстанций, питающих линий (фидеров), эксплуатируемых энергоустановок потребителей, составят около порядка $\frac{3}{4}$ суммарных инвестиций, связанных с переходом к интеллектуальной энергосистеме (рисунок 1.3).

Для действующих энергетических объектов еще при их проектировании и сооружении был заложен тот или иной объем технологий, обеспечивающих наблюдаемость технических процессов и автоматизацию управления ими. Степень же повышения цифровизации существующих энергетических объектов и потребителей должна определяться, исходя из рационального отношения «стоимость/эффективность» (аналогично показанному на рисунке 1.1). При этом необходимо сопоставлять приростные выгоды (экономии) и дополнительные капитальные затраты с тем, чтобы избежать переинвестирования и попадания в зону насыщения новыми технологиями, когда приростные эффекты становятся минимальными.

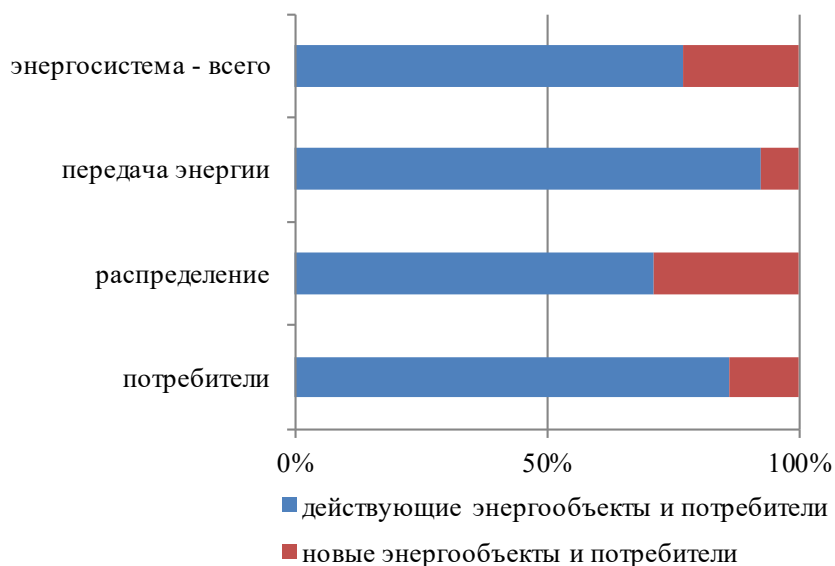


Рисунок 1.3 – Распределение капитальных затрат при цифровой трансформации электроэнергетики и переходе к интеллектуальной энергосистеме между действующими и новыми активами (по [1])

Пример оценки EPRI по электроэнергетике показывает, что масштаб цифровизации существующих энергетических объектов и потребителей неодинаков (таблица 1.1). Особенно это заметно для конечных потребителей, где в качестве «активных» (с точки зрения технических и рыночных взаимодействий) рассматривается только небольшая их доля, осуществляющая двустороннее взаимодействие с энергосистемой через домашние дисплеи и EMS-порталы для активного управления нагрузкой. Именно эта категория

потребителей является местом для наиболее массового применения цифровых решений. В отличие от них, для значительной части остальных потребителей проводится «пассивная» цифровизация, позволяющая повысить качество учета электропотребления, но не создающая новой функциональности для их активного влияния на балансовую ситуацию. Третьей, «промежуточной», группой являются потребители, опосредованно влияющие на баланс через агрегаторов спроса.

Еще одна часть затрат, возникающих при цифровой трансформации отраслей ТЭК, связана с цифровой модернизацией корпоративных систем управления активами (на уровне, как отдельных энергетических предприятий, так и энергетических компаний в целом). Такие новые системы должны обладать расширенными возможностями для обработки и анализа всего входящего потока разнородной технической и экономической информации (в приближении к реальному времени) с тем, чтобы оперативно проводить комплексную оценку рисков и прогноза ситуации в технологической цепочке и рыночной конъюнктуры для оптимального использования производственных активов, а также формирования стратегий поведения на рынке.

Таблица 1.1 – Характеристика возможной «степени цифровизации» систем передачи, распределения и потребления электроэнергии для энергосистемы США (оценка EPRI [1])

Энергетический объект	Тип технологии для интеллектуальной энергосистемы	Доля оснащаемых цифровыми технологиями объектов, %	
		Существующие	Новые
Передача электроэнергии			
Существующие (новые) ПС и ВЛ	Устройства для считывания динамических параметров теплового контура (DTCR)	100	100
	Датчики для подстанций и линий электропередачи	50	100
	Системы связи: Основная инфраструктура для интеллектуальных подстанций	80	100
	Интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ) – реле и датчики	80	80
Распределение электроэнергии			
Существующие (новые) фидеры	Системы связи с питающими линиями для инфраструктуры АМІ и автоматическими цепями распределительной системы	80	100
	Распределитель питающих линий – интеллектуальные устройства повторного включения и реле	70	100
	Интеллектуальные переключатели, устройства повторного включения, управляемые конденсаторные батареи, регуляторы и повышение надежности цепи	55	100
	Устройства регулирования напряжения и реактивной мощности на питающих линиях	55	100
	Интеллектуальные устройства повторного включения	25	25
	Дистанционные выключатели	5	5
	Контроллеры электрической сети	10	25
Потребители			
Потребители	«умные счетчики»	80	80
	устройства, совместимые со Smart Grid	40	40
	домашние дисплеи	20	20
	EMS-порталы для активного управления нагрузкой	10	10
Здания	автоматизация энергопотребления зданий	5	5
Электромобили	оснащение конверторами для поставки в сеть	-	50

Затраты на внедрение таких систем могут различаться на порядки – в зависимости от размера компаний. Так, по оценке EPRI, для сетевых компаний системы интегрированного управления активами (объединяющие ГИС-технологии, управление отключениями, управление распределением в реальном времени) составляют от 1 до 20 млн долларов на компанию. При этом важными сопутствующими затратами являются расходы на системы информационной защиты и кибербезопасности, которые оцениваются не менее, чем в 10 % от стоимости общей цифровизации энергетических компаний.

1.2 Разработка подходов к оценке результатов цифровой трансформации отраслей, как составной части программ обновления и развития производственной базы

1.2.1 Оценка результатов цифровой трансформации в целом для отраслей ТЭК

Следствием цифровой трансформации отраслей ТЭК при инновационном варианте их развития технологическая перестройка отраслей, меняющая функциональность отдельных энергетических объектов и систем (добыча/производство энергоресурсов, их транспортировка, переработка или конечное потребление) за счет изменения существующих или появления новых свойств (рисунок 1.4). Для каждой отрасли ТЭК изменения функциональности в технологическом контуре индивидуальны и определяются, во-первых, спецификой производственных процессов в технологической цепочке, а во-вторых – сочетанием используемых цифровых решений и степенью их применения на существующих и новых объектах. В то же время, можно выделить наиболее значимые и общие для всех отраслей ТЭК изменения функциональности энергетических объектов и систем, которые включают в себя:

- повышение наблюдаемости ископаемых ресурсов (цифровые модели нефтегазовых и угольных месторождений), режимов работы и состояния оборудования и энергетических объектов;
- удаленная диагностика и переход к ремонтному обслуживанию «по состоянию»;
- максимизация использования ресурсов существующего оборудования и энергетических объектов;
- автоматизация и удаленное управление режимами работы оборудования и энергетических объектов и систем с приближением к реальному времени;
- прогнозирование и предупреждение аварийных ситуаций, повышение оперативности реагирования, их локализации и ликвидации;
- повышение контроля за качеством энергетической продукции и услуг;

- включение потребителей, как активных элементов, в клиентоориентированные технологические цепочки;
- оптимизация функций корпоративного управления, в том числе через новые бизнес-модели.

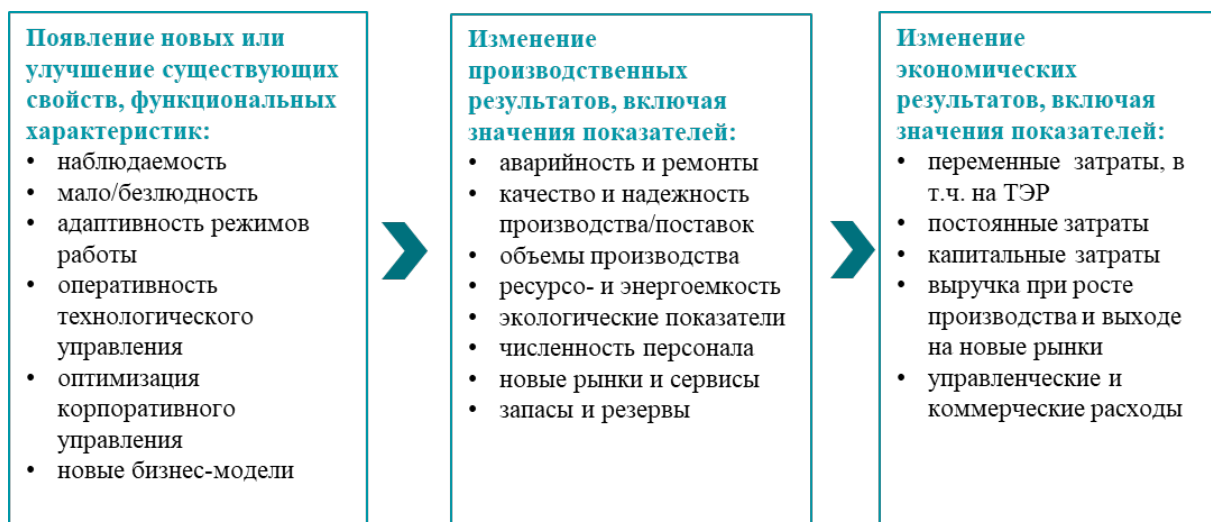


Рисунок 1.4 – Влияние цифровых технологий на энергетические объекты, системы и компании (составлено ИНЭИ РАН)

Изменение функциональности в технологическом контуре в процессе цифровой трансформации энергетических объектов и систем обеспечивает также расширение возможностей для использования новых технологий производства/добычи транспорта, переработки и потребления ТЭР, их интеграции в технологическую цепочку энергоснабжения и в итоге отражается, как показано на рисунке 1.4, на изменении производственных показателей энергетических объектов и систем, характеризующих:

- аварийность оборудования, объемы аварийных и ремонтных работ;
- эффективность использования оборудования (коэффициенты загрузки, полезного выхода/добычи);
- эффективность использования различных ресурсов (удельные расходы топлива, энергии, материалов);
- изменения в количестве персонала;
- уровень экологического воздействия;
- уровень потерь энергоресурсов по технологической цепочке;
- изменение потребности (спроса) в энергетической продукции и услугах.

Разница значений этих показателей, агрегированных по отрасли в целом, определенная для «инновационного» и «консервативного» вариантов развития, позволяет оценить величину отраслевых технологических эффектов. Аналогичная оценка может быть выполнена для отдельных энергетических компаний.

При этом одна часть эффектов имеет локальный характер, т. е. изменение функциональности (технических свойств) при внедрении цифровых решений приводит к изменению производственных параметров только для данного типа оборудования, энергетического объекта и не распространяется дальше по технологической цепочке. Так, локальными являются технологические эффекты, связанные со снижением численности персонала при удаленном обследовании энергетических объектов, внедрении систем удаленного учета энергоресурсов, в том числе у потребителей, автоматизации процессов управления оборудованием.

Другая часть технологических эффектов имеет системный характер, т. е. с внедрением цифровых решений на том или ином энергетическом объекте изменение его производственных параметров транслируется по технологической цепочке и (в той или иной степени) меняет производственные параметры других объектов и систем, оказывает влияние на параметры общего баланса энергоресурсов в регионе или стране.

Системными является большинство технологических эффектов, хотя по силе влияния на баланс часть из них может условно быть принята локальными. Так, снижение объемов и изменение режимов спроса отражается на необходимых объемах производства топлива и энергии, меняя в краткосрочной перспективе режим загрузки энергетических объектов, а в долгосрочной – объемы инвестиций. Снижение потерь по технологической цепочке также уменьшает и необходимость дополнительного производства энергоресурсов для их компенсации. Снижение аварийности и объемов ремонтных работ на энергетических объектах позволяет снизить объемы резервирующих поставки производственных мощностей.

Определение технологических эффектов, связанных с цифровой трансформацией, позволяет далее перейти к стоимостной оценке изменений производственных параметров в отраслях ТЭК и определению прямых экономических эффектов, которые учитывают изменение производственных показателей действующих, реконструируемых и новых энергетических объектов и систем (рисунок 1.4), а также вовлечение новых энергетических технологий, и характеризуются изменением:

а) постоянных эксплуатационных затрат (затрат на оплату труда при снижении численности персонала или затрат на обслуживание оборудования при сокращении объемов и сроков ремонтных работ);

б) переменных затрат (прежде всего – затрат на топливо и энергию) при изменении объемов и режимов производства и транспорта энергоресурсов за счет изменения внутреннего спроса, потерь);

в) капиталовложений за счет:

- оптимизации использования существующих производственных и транспортных мощностей (повышение продуктивности действующих месторождений, повышение ресурсов использования оборудования действующих электростанций с учетом новых методов диагностики);

- изменения объемов и режимов потребления (снижение потребности в новых мощностях);

- ввода новых энергетических технологий, которые становятся более доступными и эффективными в ходе цифровой трансформации;

- за счет изменения требований по резервированию мощностей с учетом аварийных и ремонтных простоев оборудования;

г) дополнительной выручки от продажи энергетической продукции при росте объемов ее производства в результате применения новых энергетических технологий и цифровых решений – в объемах, востребованных на внешнем и внутреннем рынке.

Последняя компонента особенно важна для нефтегазовой отрасли, где применение цифровых технологий позволяет нарастить объемы добычи за счет более затратных методов, в том числе осваивать новые, нетрадиционные, месторождения – с последующим экспортом дополнительных объемов углеводородов. В значительной мере это же верно и для угольной отрасли. Для электроэнергетики, практически полностью «замкнутой» на внутренний рынок, данная компонента не учитывается, а вся система остальных экономических эффектов формулируется в категориях снижения (экономии) затрат.

Сводные характеристики основных производственных результатов цифровой трансформации и связанных с ними экономических результатов для каждой отрасли ТЭК представлены в далее таблицах 1.2 – 1.5.

Говоря о количественной оценке эффектов цифровой трансформации, необходимо рассмотреть два режима расчетов.

Первый, традиционный «режим прогноза» эффектов применяется при выборе и обосновании стратегии развития и цифровой трансформации отрасли ТЭК. При этом ожидаемый в перспективе общий отраслевой экономический эффект определяется в виде разности суммарных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат на обеспечение внешнего (с учетом дополнительной выручки при росте объемов производства для нефтегазовой и угольной отраслей) и внутреннего спроса при

«инновационном» (с ЦТ) и «консервативном» (по тенденции) вариантах на горизонте планирования (2035 – 2040 гг.).

Однако в отличие от традиционного инвестпроекта процесс цифровой трансформации является долгосрочным и предполагает не разовые, а непрерывные капитальные затраты (в зависимости от темпов прироста новых и реконструкции существующих производственных мощностей). Поэтому эффекты в части эксплуатационных затрат будут проявляться и за пределами горизонта планирования, и это требует расширять горизонт оценки за пределы 2035 года с тем, чтобы учесть эффекты, возникающие от принимаемых инвестиционных решений в последующие периоды (последствие) – как минимум, на следующие 15 – 20 лет.

Количественная оценка этого эффекта является сложной научно-практической задачей, ее решение целесообразно разбить по этапам, применяя на каждом из них различный модельный инструментарий.

На первом этапе выполняется технико-экономическая оценка эффективности внедрения цифровых решений для отдельных энергетических объектов. При этом в составе цифровых решений рассматриваются не отдельные технологии (например, системы удаленного мониторинга состояния оборудования или учета электроэнергии), а комплексные цифровые решения с различным сочетанием цифровых технологий, обеспечивающие изменение функциональности энергетических объектов. В ходе такой оценки

определяются:

Таблица 1.2 – Сводная характеристика основных производственных результатов цифровой трансформации и связанных с ними экономических результатов в электроэнергетике (составлено ИНЭИ РАН)

Производственные результаты		Экономические результаты			
Качественная характеристика	Количественные показатели	Переменные затраты	Постоянные затраты	Капитальные затраты	Выручка
Повышение эффективности оценки и прогноза состояния генерирующего и сетевого оборудования	Снижение числа аварий		+		+
	Снижение продолжительности аварийного простоя оборудования		+		+
	Сокращение продолжительности ремонтного простоя оборудования		+		+
	Снижение объемов необходимого резерва генерирующей мощности в энергосистеме		+	+	
	Повышение показателей надежности электроснабжения (снижение объемов недоотпуска электроэнергии потребителям)				+
Повышение эффективности использования ЛЭП и подстанций	Снижение технологических потерь в электрических сетях	+			
Повышение эффективности использования генерирующего оборудования в энергосистеме (включая режимы агрегатов одной электростанции)	Снижение потребления топлива	+			
	Снижение выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Ценозависимое управление агрегированными нагрузками и ресурсами генерации потребителей	Изменение конфигурации графиков нагрузки потребителей	+			
	Снижение потребности в генерирующей мощности, включая резерв		+	+	
Повышение эффективности проектирования и управления строительством энергетических объектов	Сокращение сроков подготовки документации по этапам проектирования			+	
	Снижение объемов непредвиденных работ на этапе строительства			+	
	Снижение отклонений от проектных сроков выполнения работ			+	
Повышение доли автоматизированных или удаленно выполняемых производственных или управленческих операций	Снижение удельной численности промышленно-производственного и вспомогательного персонала		+		
Электронные форматы во взаимодействии с потребителями (учет потребления, счета, неплатежи, дополнительные энергоинформационные услуги)	Снижение коммерческих потерь электроэнергии				+
	Повышение оперативности и дисциплины платежей				+
	Новые услуги и сервисы				+
Электронные форматы в корпоративном управлении (экономика, финансы, маркетинг, планирование)	Сокращение сроков принятия и исполнения управленческих решений		+		
	Снижение ошибок при повышении контроля за выполнением поручений и работ		+		
Оптимизация стратегий взаимодействия с поставщиками топлива, материалов, оборудования, услуг	-	+	+	+	

Таблица 1.3 – Сводная характеристика основных производственных результатов цифровой трансформации и связанных с ними экономических результатов в газовой отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Производственные результаты		Экономические результаты			
Качественная характеристика	Количественные показатели	Переменные затраты	Постоянные затраты	Капитальные затраты	Выручка
Повышение эффективности разведки, освоения и эксплуатации месторождений	Прирост объемов извлекаемых запасов газа				+
	Сокращение времени ввода месторождения в эксплуатацию			+	
	Повышение продуктивности бурения			+	
	Повышение дебита скважин на действующих месторождениях	+	+		+
	Повышение коэффициента извлечения газа на действующих месторождениях				+
Повышение эффективности оценки и прогноза состояния добывающего, перерабатывающего и транспортного оборудования	Снижение числа аварий		+		+
	Снижение продолжительности аварийного простоя оборудования		+		+
	Сокращение продолжительности ремонтного простоя оборудования		+		+
	Снижение аварийных выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение эффективности использования добывающих, перерабатывающих и газотранспортных мощностей	Снижение технологических потерь при транспортировке по трубопроводам	+			
	Снижение технологических потерь при сжижении/регазификации	+			
	Снижение удельных расходов других видов ТЭР	+			
	Снижение выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение качества поставляемой продукции	Число нарушений стандартов качества поставляемого газа				+
	Объемы поставки газа, не отвечающего стандартам качества				+
Повышение эффективности проектирования и управления строительством энергетических объектов	Сокращение сроков подготовки документации по этапам проектирования			+	
	Снижение объемов непредвиденных работ на этапе строительства			+	
	Снижение отклонений от проектных сроков выполнения работ			+	
Повышение доли автоматизированных или удаленно выполняемых производственных или управленческих операций	Снижение удельной численности промышленно-производственного и вспомогательного персонала		+		
Электронные форматы во взаимодействии с потребителями (учет потребления, счета, неплатежи, дополнительные энергоинформационные услуги)	Снижение коммерческих потерь газа				+
	Повышение оперативности и дисциплины платежей				+
	Новые услуги и сервисы				+
Ценозависимое управление режимами потребления газа	Изменение конфигурации графиков нагрузки потребителей	+			
Электронные форматы в корпоративном управлении (экономика, финансы, маркетинг, планирование)	Сокращение сроков принятия и исполнения управленческих решений		+		
	Снижение ошибок при повышении контроля за выполнением поручений и работ		+		
Оптимизация стратегий взаимодействия с поставщиками топлива, материалов,	-	+	+	+	

оборудования, услуг					
---------------------	--	--	--	--	--

Таблица 1.4 – Сводная характеристика основных производственных результатов цифровой трансформации и связанных с ними экономических результатов в нефтяной отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Производственные результаты		Экономические результаты			
Качественная характеристика	Количественные показатели	Переменные затраты	Постоянные затраты	Капитальные затраты	Выручка
Повышение эффективности разведки, освоения и эксплуатации месторождений	Прирост объемов извлекаемых запасов нефти				+
	Сокращение времени ввода месторождения в эксплуатацию			+	
	Повышение продуктивности бурения			+	
	Повышение дебита скважин	+	+		+
	Повышение коэффициента извлечения нефти на действующих месторождениях				+
Повышение эффективности оценки и прогноза состояния добывающего, перерабатывающего и транспортного оборудования	Снижение числа аварий		+		+
	Снижение продолжительности аварийного простоя оборудования		+		+
	Сокращение продолжительности ремонтного простоя оборудования		+		+
	Снижение аварийных выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение эффективности использования нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и транспортных мощностей	Снижение технологических потерь при транспортировке по трубопроводам	+			
	Снижение удельных расходов других видов ТЭР	+			
	Снижение выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение качества поставляемой продукции	Число нарушений стандартов качества поставляемой нефти				+
	Объемы поставки нефти, не отвечающей стандартам качества				+
	Число нарушений стандартов качества поставляемых нефтепродуктов				+
	Объемы поставки нефтепродуктов, не отвечающих стандартам качества				+
Повышение эффективности проектирования и управления строительством энергетических объектов	Сокращение сроков подготовки документации по этапам проектирования			+	
	Снижение объемов непредвиденных работ на этапе строительства			+	
	Снижение отклонений от проектных сроков выполнения работ			+	
Повышение доли автоматизированных или удаленно выполняемых производственных или управленческих операций	Снижение удельной численности промышленно-производственного и вспомогательного персонала		+		
Электронные форматы во взаимодействии с потребителями (учет потребления, счета, неплатежи, дополнительные энергоинформационные услуги)	Повышение оперативности и дисциплины платежей				+
	Повышение загрузки дистрибьюторской сети (хранение и транспортировка нефтепродуктов)		+	+	
	Новые услуги и сервисы				+
Электронные форматы в корпоративном управлении (экономика, финансы, маркетинг, планирование)	Сокращение сроков принятия и исполнения управленческих решений		+		
	Снижение ошибок при повышении контроля за выполнением поручений и работ		+		
Оптимизация стратегий взаимодействия с	-	+	+	+	

поставщиками топлива, материалов, оборудования, услуг					
---	--	--	--	--	--

Таблица 1.5 – Сводная характеристика основных производственных результатов цифровой трансформации и связанных с ними экономических результатов в угольной отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Производственные результаты		Экономические результаты			
Качественная характеристика	Количественные показатели	Переменные затраты	Постоянные затраты	Капитальные затраты	Выручка
Повышение эффективности разведки, освоения и эксплуатации месторождений	Прирост объемов извлекаемых запасов угля				+
	Сокращение времени ввода участков добычи в эксплуатацию			+	
	Повышение глубины отработки угольных пластов	+	+		+
Повышение эффективности оценки и прогноза состояния добывающего и перерабатывающего оборудования	Снижение числа аварий		+		+
	Снижение продолжительности аварийного простоя оборудования		+		+
	Сокращение продолжительности ремонтного простоя оборудования		+		+
	Снижение аварийных выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение эффективности использования нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и транспортных мощностей	Снижение удельных расходов других видов ТЭР	+			
	Снижение выбросов загрязняющих веществ, включая парниковые газы	+			
Повышение качества поставляемой продукции	Число нарушений стандартов качества поставляемого угля				+
	Объемы поставки угля, не отвечающего стандартам качества				+
Повышение эффективности проектирования и управления строительством энергетических объектов	Сокращение сроков подготовки документации по этапам проектирования			+	
	Снижение объемов непредвиденных работ на этапе строительства			+	
	Снижение отклонений от проектных сроков выполнения работ			+	
Повышение доли автоматизированных или удаленно выполняемых производственных или управленческих операций	Снижение удельной численности промышленно-производственного и вспомогательного персонала		+		
Электронные форматы во взаимодействии с потребителями (учет потребления, счета, неплатежи, дополнительные энергоинформационные услуги)	Повышение оперативности и дисциплины платежей				+
	Повышение загрузки транспортной сети (железные дороги, порты)		+	+	
	Новые услуги и сервисы				+
Электронные форматы в корпоративном управлении (экономика, финансы, маркетинг, планирование)	Сокращение сроков принятия и исполнения управленческих решений		+		
	Снижение ошибок при повышении контроля за выполнением поручений и работ		+		
Оптимизация стратегий взаимодействия с поставщиками топлива, материалов, оборудования, услуг	-	+	+	+	

- влияние цифровых решений на производственные показатели энергетических объектов и возникающие технологические эффекты;
- основные экономические показатели (капиталовложения, связанные с внедрением цифрового решения, изменение эксплуатационных затрат на новых, реконструируемых и действующих энергетических объектах в результате его применения);
- возможные сроки массового освоения, предельные объемы применения цифрового решения в отрасли;
- интегральные зависимости между масштабами применения цифровых решений, их стоимости (удельных капитальных и эксплуатационных затрат энергетических объектов) и величины получаемых технологических эффектов.

Для решения задач первого этапа для оценки технологических эффектов могут быть использованы экспертные оценки, опирающиеся на инженерные расчеты с моделированием технологических процессов, позволяющих включать в их состав отдельные цифровые решения. При этом важным является реализация пилотных проектов, позволяющая, во-первых, проверить и уточнить модельные оценки, а во-вторых – оценить экономические показатели внедрения и использования цифровых решений, целесообразность и масштабы их дальнейшего тиражирования.

На втором этапе выполняется сопоставление вариантов цифровой трансформации в масштабах отрасли. При этом наряду с «консервативным» вариантом (развитие без дополнительных цифровых решений) экспертно формируются несколько «инновационных» вариантов, различающихся между собой масштабами, темпами и (при необходимости) типами внедрения цифровых решений по всей цепочке производства (добычи, переработки), транспорта и потребления энергетической продукции отрасли. Для всех вариантов цифровой трансформации выполняется:

- сводный анализ системных технологических эффектов, возникающих по всей технологической цепочке в результате реализации предлагаемых в варианте цифровых решений;
- прогноз балансовой ситуации (при необходимости – с детализацией по регионам страны, основным экспортным рынкам) с учетом влияния системных технологических эффектов на объемы и режимы спроса на энергетическую продукцию и структуру ее предложения, а также конкурентоспособность (в том числе межтопливную) на внутренних и внешних рынках;
- прогноз суммарных дисконтированных затрат (капитальных и эксплуатационных) на выполнение балансовых требований – обеспечение прогнозного

внутреннего спроса (и внешних поставок, с учетом изменения их конкурентоспособности);

- оценка интегрального экономического эффекта, который определяется как разность суммарных дисконтированных затрат для каждого из «инновационных» вариантов и «консервативного» варианта.

Многообразие возможных комбинаций цифровых решений, каждая из которых создает свой вклад в изменение балансовой ситуации и суммарных затрат, для формирования и сравнения вариантов могут использоваться оптимизационные экономико-математические модели развития отраслей ТЭК.

Структура таких моделей определяется системой балансовых уравнений (ограничений), а в роли переменных вступают различные типы энергетических объектов в составе отраслевых технологических цепочек (включая и технологии использования энергетической продукции потребителями с разной экономичностью и возможностями замещения другими видами ТЭР – при наличии). Таким образом, «инновационные» энергетические объекты, оснащенные цифровыми решениями, также будут являться переменными модели. Такой подход позволяет симитировать развитие технологической конкуренции и определить экономически обоснованные направления и масштабы применения цифровых решений в каждой отрасли ТЭК с учетом экономического критерия оптимизации – минимума суммарных дисконтированных затрат на функционирование и развитие отрасли, обеспечивающее внутренние и внешние потребности в ее энергетической продукции. Особенности формирования таких моделей для каждой отрасли ТЭК более подробно рассматриваются в следующих разделах 3, 4 и 5.

Второй режим, «режим мониторинга» эффектов цифровой трансформации, опирается на ретроспективные данные о развитии отрасли ТЭК и нацелен на выделение вклада цифровых технологий в изменение отраслевых производственных и экономических показателей. Основной задачей при этом является формирование характеристик «консервативного» варианта развития, который сложился бы, начиная с выбранного базового года, без осуществления мер по цифровизации в отрасли, реализованных в ретроспективе. В этом случае достигнутые на конец отчетного периода эффекты, связанные с цифровой трансформацией (как технические, так и экономические) оцениваются, как разность между отчетными данными и показателями созданного «консервативного» варианта.

1.2.2 Особенности оценки результатов и эффективности цифровой трансформации для потребителей и энергетических компаний

В отличие от оценки эффективности цифровой трансформации отраслей ТЭК в целом, для их субъектов, потребителей и энергетических компаний, учитываются не только изменения материальных затрат на энергоснабжение, но и результаты цифровой трансформации экономических взаимодействиях (цифровизация рынков энергетической продукции и услуг) и в организационных процессах.

Для потребителей топлива и энергии наиболее важным изменением функциональности в результате цифровизации энергетических объектов и систем управления их работой является повышение надежности поставок. В стоимостном выражении это означает снижение экономического ущерба из-за нарушений в режимах и/или качестве поставки энергоресурсов. Его величина, в зависимости от типа потребителя, может определяться стоимостью испорченного сырья, дополнительными затратами на восстановление нормального производственного режима (включая ремонт или замену вышедшего из строя оборудования), величиной упущенной прибыли, затратами на переключение на альтернативный источник энергоснабжения и проч.).

Как и в технологической сфере, при цифровой трансформации меняется и функциональность рыночного контура, системы экономических взаимодействий. Основные изменения функциональности связаны с повышением скорости торговых операций, расширения состава энергетической продукции и услуг (или дифференциации их по условиям поставки), появлением альтернативных торговых площадок при одновременном расширении доступа на них как можно большего количества поставщиков и покупателей. Безусловно, изменение функциональности в ходе цифровизации рынков энергетической продукции и услуг связано с затратами, на массовое внедрение цифровых технологий в этой сфере, включая развитие систем электронной торговли, финансовых расчетов на базе платформенных решений, осуществление автоматизации торговых процедур, и т. д.

В свою очередь, результирующие экономические эффекты включают в себя:

- снижение транзакционных издержек для всех участников экономических взаимодействий;
- снижение удельной стоимости энергоснабжения (удельных затрат на топливо и энергию) у потребителя, в первую очередь – за счет снижения (дифференциации, в т. ч. временной) цен на энергетическую продукцию и услуги, но также и с учетом изменения самих объемов режимов их потребления при внедрении цифровых решений непосредственно на стороне потребителя;

– увеличение (или появление) выручки от продажи новых видов энергетической продукции и услуг.

При оценке эффективности для потребителей эти эффекты сопоставляются с затратами самих потребителей на оснащение необходимыми технологиями. В минимальном случае это затраты на интеграцию с новыми, платформенными решениями рыночного контура: системы коммерческого учета потребляемых ТЭР и автоматизированные для работы с различными электронными площадками. В нормальном для цифровой трансформации случае эти затраты включают в себя и цифровые решения по оптимизации режима и объемов потребления топлива и энергии, т. е. обеспечивающие функциональность управления спросом и энергоэффективности. При этом данные решения на уровне потребителя должны быть интегрированы с более сложными, интеллектуальными системами учета, напрямую взаимодействующими с энергопотребляющими устройствами.

Количественно эффекты, возникающие при цифровой трансформации экономических взаимодействий, определяются при сопоставлении с уровнем транзакционных издержек, состава энергетической продукции и услуг и цен на них при «консервативном» варианте экономических взаимодействий с сохранением существующего состава механизмов ценообразования и торговых площадок. При этом решающее значение имеет накопление и обобщение опыта пилотных проектов по организации новых торговых форматов и площадок.

В отличие от регламентированных технологических процессов энергоснабжения, взаимодействие экономических субъектов не может быть полностью формализовано, что ограничивает применения для оценки строгих, экономико-математических моделей. Так, методы линейной оптимизации, хотя и активно используются для имитации механизма централизованных спотовых торгов, таких как «рынок на сутки вперед» (РСВ), не учитывают в полной мере разнообразие моделей и стратегий поведения отдельных субъектов рынка. Для исследования более сложных, в том числе, двусторонних, рыночных форматов, могут применяться игровые, мультиагентные подходы, обеспечивающих поиск компромисса между участниками рынка и регулятором. Однако их практическое применение на задачах большой размерности (которая еще больше возрастет при увеличении числа взаимодействующих поставщиков, потребителей и самих торговых площадок) пока не отработано. Сложность задач моделирования рыночных взаимодействий кратно возрастает при увеличении числа площадок, различных форматов торговли, которая осуществляется как на краткосрочные (спотовые рынки), так и на

долгосрочные периоды. В последнем случае возникает необходимость моделирования не только текущих, маркетинговых, но и инвестиционных стратегий субъектов рынка.

Сводная характеристика составляющих, учитываемых при оценке эффективности цифровой трансформации отраслей ТЭК для потребителей, представлена в таблице 1.6.

Оценка эффективности цифровой трансформации для энергетических компаний также проводится с учетом указанных выше результатов цифровизации рынков энергетической продукции и услуг, в результате чего меняется объем прогнозной выручки и ее структура по видам энергетической продукции и услуг. В зависимости от темпов изменения цен и спроса на свою продукцию и услуги, а также сферы деятельности энергетической компании, этот эффект может быть как положительным, так и отрицательным.

Таблица 1.6 – Характеристика затрат и выгод при оценке эффективности цифровой трансформации для потребителей (составлено ИНЭИ РАН)

Сфера цифровой трансформации	Выгоды (экономические эффекты)	Затраты, связанные с цифровой трансформацией
Технологии и управление (цифровизация технологических объектов)	Снижение экономического ущерба из-за нарушений в режимах и/или качестве поставки энергоресурсов	Затраты на цифровые решения по оптимизации режима и объемов потребления топлива и энергии, обеспечивающие функциональность управления спросом и энергоэффективности
Экономические взаимодействия (цифровизации рынков энергетической продукции и услуг)	Снижение транзакционных издержек Снижение стоимости энергоснабжения	Затраты на интеграцию с новыми, платформенными решениями рыночного контура

Однако на корпоративном уровне при оценке эффективности учитываются и другие составляющие:

- экономические эффекты цифровой трансформации в технологиях и управлении, отражающие изменение капитальных и эксплуатационных затрат, а также прирост выручки от продажи дополнительной энергетической продукции, произведенной в результате применения новых энергетических технологий и цифровых решений;

- экономические цифровой трансформации в организационной сфере (снижение коммерческих и управленческих расходов, а также составляющих себестоимости, не связанных в основном производством), возникающие за счет расширения возможностей для оптимизации управления предприятиями и компаниями с учетом новых функциональных возможностей в технологической сфере и рыночной среде, а также технологий управления персоналом, документооборотом, закупками товаров, материалов, услуг и проч.

Вся совокупность экономических эффектов сопоставляется с величиной дополнительных затрат, включая:

- затраты на внедрение цифровых решений на действующих, реконструируемых и новых энергетических объектах компании;
- затраты на интеграцию с новыми, платформенными решениями рыночного контура и их последующую внутрикорпоративную интеграцию с системами управления активами (планирование режимов загрузки, ремонтов, реконструкции и строительства энергетических объектов);
- затраты, связанные с цифровизацией организационных процессов на корпоративном уровне: внедрение новых поколений ERP систем управления активами и ресурсами предприятий и компаний, а также электронной организации управления персоналом, документооборота, управления снабжением и проч.

Сводная характеристика составляющих, учитываемых при оценке эффективности цифровой трансформации отраслей ТЭК для потребителей, представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Характеристика затрат и выгод при оценке эффективности цифровой трансформации для энергетических компаний (составлено ИНЭИ РАН)

Сфера цифровой трансформации	Выгоды (экономические эффекты)	Затраты, связанные с цифровой трансформацией
Технологии и управление (цифровизация энергетических объектов)	Изменение постоянных эксплуатационных затрат Изменение переменных эксплуатационных затрат Изменение капиталовложений в увеличение производственных/транспортных мощностей Дополнительная выручка от продажи энергетической продукции при росте объемов ее производства	Затраты на оснащение действующих, реконструируемых и новых энергетических объектов цифровыми технологиями
Экономические взаимодействия (цифровизации рынков энергетической продукции и услуг)	Снижение транзакционных издержек Изменение выручки	Затраты на интеграцию с новыми, платформенными решениями рыночного контура
Организационные процессы (цифровизация процессов корпоративного управления)	Снижение коммерческих и управленческих расходов Снижение общехозяйственных и прочих расходов в себестоимости	Затраты на цифровые решения по управлению активами, ресурсами, персоналом, документами, закупками и проч.

Количественная оценка затрат и экономических эффектов для энергетических компаний в процессе цифровой трансформации, выполняется на основе разности основных производственных и экономических показателей которые прогнозируются для двух вариантов ее развития: «консервативного» и «инновационного». Инструментом такой оценки может быть финансово-экономический прогноз компании, который

разрабатывается для каждого из вариантов и показывает динамику денежных потоков (в виде разности доходов и расходов) от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности, рассчитанных с учетом показателей:

- выручки (с учетом эффектов изменения цен, структуры и объемов спроса, дополнительного производства, ожидаемых при цифровизации рынков энергетической продукции и услуг);
- себестоимости (с учетом эффектов изменения переменных и постоянных эксплуатационных затрат при цифровизации энергетических объектов, а также снижения общехозяйственных и прочих затрат при цифровизации организационных процессов);
- коммерческих и управленческих расходов (с учетом эффектов их снижения при цифровизации организационных процессов);
- капиталовложений (с учетом эффектов их изменения при цифровизации энергетических объектов и дополнительных затрат на внедрение цифровых решений).

Основными условиями, которые должны выполняться при формировании такого финансово-экономического прогноза, являются:

- баланс потребности в капиталовложениях и располагаемых инвестиционных ресурсов, формируемых за счет собственных и внешних источников;
- баланс внеоборотных активов и долгосрочных пассивов (с учетом укрупненной оценки необходимого чистого оборотного капитала);
- задаваемые минимальные значения показателей финансовой устойчивости (такие как рентабельность, доходность активов и собственного капитала, соотношение собственных и заемных средств и т. д.).

Разработка такого прогноза позволяет, во-первых, проверить предлагаемые варианты цифровой трансформации в сфере технологий, рынков и корпоративного управления с точки зрения их финансовой реализуемости для отдельных компаний. Во-вторых, оценка эффективности цифровой трансформации может быть выполнена в терминах финансового плана, применяемых в корпоративном стратегическом планировании: рентабельности, прибыли, капитализации, доходности инвестированного капитала и проч.

1.3 Разработка подходов к оценке межотраслевых (в рамках отраслей ТЭК) эффектов, а также в смежных отраслях и экономике в целом

Рассмотренные выше подходы к оценке затрат и результатов – технологических и экономических эффектов реализации комплексных стратегий цифровой трансформации отраслей ТЭК по сравнению с «консервативным» вариантом их развития. Однако эти

оценки должны быть дополнены и более общей, результирующей оценкой затрат и выгод в целом по топливно-энергетическому комплексу. Необходимость этого предопределяется высокой степенью интеграции всех отраслей ТЭК, взаимосвязанности их технологических цепочек, прежде всего – в части обеспечения внутренних нужд экономики страны топливом и энергией. Продукция отдельных отраслей ТЭК является ресурсом для других (топливо для электростанций и котельных, электроэнергия для энергоснабжения добывающих нефтегазовых и угольных предприятий, трубопроводной инфраструктуры, тепло и электроэнергия для обеспечения производственных процессов в нефтепереработке и т. д.). При этом в ряде случаев уже сейчас существуют технологические возможности для широкой межтопливной конкуренции, экономически обоснованного замещения одних ТЭР другими (например, в электроэнергетике при оптимизации загрузки газовых и угольных электростанций), и эти возможности существенно расширяются в долгосрочной перспективе с учетом программ реконструкции и нового строительства энергетических объектов. Наиболее значимым направлением при этом является углубление электрификации – замещение других ТЭР электроэнергией. Другими примерами являются замещение угля и мазута газом на котельных и электростанциях при расширении зоны централизованного газоснабжения.

Межтопливная конкуренция в еще большей мере проявляется на уровне конечных потребителей топлива и энергии, и она будет расширяться при активной модернизации (в т. ч. цифровизации) их собственных процессов энергопотребления (производственных, сервисных, бытовых). Центрами такой конкуренции у потребителей будут электроснабжение (конкуренция газа, ВИЭ, нетрадиционных видов топлива при развитии распределенных источников генерации и их интеграции в энергосистемы), теплоснабжение (конкуренция электро- и теплоэнергии для отопления, а также разных видов топлива для котельных), транспорт (конкуренция традиционных нефтепродуктов с биотопливом, а также газом и электроэнергией).

Следствием взаимосвязанности отраслей ТЭК является то, что системные технологические эффекты, возникающие при цифровой трансформации в одной отрасли, могут отражаться и на других отраслях ТЭК – потребителях энергетической продукции. И наоборот, одним из результатов цифровой трансформации одной отрасли ТЭК может быть изменение объемов и структуры спроса на энергетическую продукцию других энергетических отраслей. Таким образом, оценка цифровой трансформации в ТЭКе включает в себя и межотраслевой уровень, на котором необходимо определять уже межотраслевые энергетические эффекты, характеризующие изменение

производственных показателей (объемов производства, транспорта или потребления энергетической продукции) в других отраслях (таблица 1.8).

Таблица 1.8 – Пример межотраслевых энергетических эффектов, возникающих в результате цифровой трансформации отраслей ТЭК (составлено ИНЭИ РАН)

Технологические изменения, возникающие в ходе ЦТ	Электроэнергетика	Газовая отрасль	Нефтяная отрасль
Увеличение объемов вовлечения ВИЭ в производство электроэнергии (повышение прогнозируемости и интеллектуальное управление режимами энергосистемы и сети)	Снижение объемов потребления органического топлива, в т. ч. газа	Снижение объемов добычи с учетом изменения потерь и спроса электростанций Снижение объемов транспортировки газа и потерь при транспортировке	-
	Снижение объемов передачи электроэнергии для объектов газовой отрасли и потерь при передаче Снижение производства электроэнергии из-за изменения потерь и спроса в газовой отрасли	Снижение потребления электроэнергии на производственные нужды в газовой отрасли	

Продолжение таблицы 1.8

Технологические изменения, возникающие в ходе ЦТ	Электроэнергетика	Газовая отрасль	Нефтяная отрасль
Увеличение парка электромобилей (удешевление инфраструктуры и новые возможности для владельцев на рынке электроэнергии)	Рост объемов производства электроэнергии для обеспечения спроса электромобилей	Рост объемов добычи с учетом изменения потерь и спроса электростанций Рост объемов транспортировки газа и потерь при транспортировке	Снижение спроса на моторное топливо Снижение объемов переработки нефти Снижение объемов транспорта и добычи нефти
	Рост объемов передачи электроэнергии для объектов газовой отрасли и потерь при передаче Рост производства электроэнергии из-за изменения потерь и спроса в газовой отрасли	Рост потребления электроэнергии на производственные нужды	-
	Рост объемов передачи электроэнергии для объектов нефтяной отрасли и потерь при передаче Снижение производства электроэнергии из-за снижения спроса в нефтяной отрасли	-	Снижение потребления электроэнергии на производственные нужды

Для решения этой задачи, а также гармонизации частных, отраслевых стратегий развития и цифровой трансформации, традиционно используется инструмент сводного ТЭБ – топливно-энергетического баланса (национального или системы региональных балансов – в зависимости от детальности постановки задачи). Более подробно вопросы применения ТЭБ в контексте оценки эффектов цифровой трансформации, в том числе с использованием инструментов математического моделирования энергетических потоков рассматриваются в Приложении Б.

В стандартной табличной форме энергобаланса для рассматриваемых энергетических ресурсов (первичных и вторичных, включая электрическую и тепловую энергию), выделяются три основных стадии:

- производство (формирование ресурсов), включая экспорт и импорт;
- преобразование в другие виды энергоресурсов;
- конечное потребление в экономике.

Совместный анализ отраслевых стратегий цифровой трансформации в рамках энергетического баланса позволяет оценить общее изменение производства и потребления всех видов ТЭР при реализации «инновационного» варианта развития энергетики России. На этой основе оцениваются и межотраслевые экономические эффекты, в виде изменения капитальных и эксплуатационных затрат в других отраслях ТЭК.

Однако эти системные экономические эффекты некорректно просто «добавлять» к уже полученной оценке экономических эффектов, возникающих в самой отрасли и определенных при помощи экономико-математических моделей развития отдельных отраслей ТЭК. Межотраслевая интеграция стратегий развития и цифровой трансформации отраслей ТЭК предполагает самостоятельную оценку интегрального эффекта, который не является простой суммой отраслевых эффектов, а их суперпозицией, с учетом частичного усиления одних и компенсации других. Инструментом такой межотраслевой оценки экономических эффектов цифровой трансформации ТЭК в целом, опирающейся на перспективную структуру энергетического баланса страны и регионов, являются специальные экономико-математические модели, позволяющие проводить оптимизацию его структуры (при необходимости, корректируя масштабы развития отдельных отраслей ТЭК) и оценивая суммарные дисконтированные затраты на развитие и функционирование энергетики страны (с учетом выручки от экспорта ТЭР). Сопоставление энергетических и экономических результатов оптимизации балансов для «консервативного» и «инновационного» вариантов позволяет в итоге получить интегральную оценку эффективности всей совокупности отраслевых стратегий цифровой трансформации.

Значимая роль ТЭК и его отдельных отраслей в экономике России делает крайне важной межотраслевую оценку эффектов его цифровой трансформации в масштабах всей экономики. Наиболее приемлемым показателем для такой макроэкономической оценки (и связанным с текущей практикой прогнозирования социально-экономического развития) является влияние на ВВП страны: его увеличение при реализации «инновационного» варианта развития ТЭК против «консервативного». Данная оценка складывается из нескольких составляющих:

а) эффекты, возникающие внутри каждой отрасли и межотраслевые эффекты в рамках ТЭК, отражающие совокупное изменение капитальных и эксплуатационных затрат, а также дополнительную выручку в случае увеличения возможностей и экономически обоснованных объемов производства энергетической продукции; подходы к оценке этих эффектов были рассмотрены выше;

б) эффекты, возникающие у конечных потребителей (пункт 1.2.2) и связанные с изменением удельной стоимости энергоснабжения всеми видами ТЭР, снижением экономического ущерба из-за нарушений в режимах и/или качестве поставки ТЭР, а также появлением дополнительной выручки от продажи энергетической продукции и услуг (при активном включении в технологические цепочки отраслей ТЭК, прежде всего – в электроэнергетике);

в) мультипликативные эффекты от инвестиций, возникающих в процессе цифровой трансформации и продуцирующих увеличение экономической активности (рост стоимостных выпусков, инвестиций, добавленной стоимости) для обеспечения новых технологических, кадровых и проч. нужд отраслей ТЭК, включая:

– прямые эффекты в смежных отраслях, которые являются поставщиками цифровых технологий и связанных с ними новых энергетических технологий, включая не только сектор обрабатывающей промышленности (машиностроение, производство новых материалов, электронная промышленность), но и сектор связи и коммуникаций, информационные услуги (ИТ-индустрию) и т. д.;

– косвенные эффекты в других отраслях экономики (включая и сферу образования всех уровней), которые в свою очередь обеспечивают ресурсные (в т. ч. кадровые) потребности смежных с ТЭК отраслей, а также сопутствующий рост доходов населения и налоговых поступлений (с последующим увеличением их спроса на другие виды продукции и услуг в экономике).

Вся совокупность перечисленных эффектов в виде суперпозиции учитывается при оценке интегрального макроэкономического эффекта, который выражается в виде дополнительного вклада в динамику ВВП страны (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Общая структура интегрального макроэкономического эффекта цифровой трансформации в отраслях ТЭК (составлено ИНЭИ РАН)

Подробная количественная оценка мультипликативных межотраслевых эффектов требует, во-первых, хотя бы укрупненной детализации капитальных и эксплуатационных затрат в отраслях ТЭК по отдельным смежным отраслям. Во-вторых, величина этого эффекта сильно зависит от соотношения отечественной и импортной продукции и услуг в смежных отраслях – поставщиках новых технологий для ТЭК. Безусловно, наибольший макроэкономический эффект будет обеспечен при максимальном (до 100 %) участии российских производителей продукции и поставщиков услуг, что потребует, дополнительных инвестиций уже в развитие потенциала этих смежных с ТЭК отраслей. При этом, в-третьих, макроэкономический эффект может дополнительно усиливаться за счет дополнительной выручки от экспорта новых цифровых технологических решений.

Задача совместной оценки всех составляющих интегрального макроэкономического эффекта требует специального модельного инструментария, опирающегося на матрицу межотраслевого баланса с достаточно детальным выделением отраслей, смежных с ТЭК, а также видов энергетической продукции. При этом, с учетом объективных ограничений по наличию статистических данных, важно обеспечить одинаковую и достаточно подробную детализацию смежных отраслей по ВЭД и составляющих капитальных и эксплуатационных затрат отраслей ТЭК по потребляемым ими продуктам и услугам.

Пример такой детализации, используемый в разработанной в ИНЭИ РАН модели исследования взаимосвязей экономики и энергетики (МЭНЭК) [4] приведен ниже. В

частности, из 29 секторов, выделяемых в межотраслевом балансе, 6 приходится на отрасли ТЭК:

- сельское и лесное хозяйство, охота;
- добыча сырой нефти;
- газовая промышленность (включая магистральные газопроводы);
- добыча угля и торфа;
- добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических;
- производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака;
- текстильное и швейное производство;
- производство кожи, изделий из кожи и производство обуви;
- обработка древесины и производство изделий из дерева;
- целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность;
- производство кокса и нефтепродуктов;
- химическое производство;
- производство резиновых и пластмассовых изделий;
- производство прочих неметаллических минеральных продуктов;
- металлургическое производство и производство готовых металлических изделий;
- производство котлов и реакторов;
- производство машин и оборудования;
- производство турбин;
- производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования;
- производство трансформаторов и электродвигателей;
- производство транспортных средств и оборудования;
- прочие обрабатывающие производства;
- производство и распределение электроэнергии, газа и воды;
- строительство;
- трубопроводный транспорт;
- железнодорожный транспорт;
- прочие виды транспорта;
- связь;
- прочие коммерческие услуги.

При рассмотрении более 30 продуктов (товаров и услуг) выделяется 8, относящихся к ТЭР:

- нефть;
- газ;

- твердые топлива (угли, торф, топливо печное бытовое, сланцы);
- моторные топлива (автомобильный бензин, дизельное топливо, авиационный керосин);
- мазут топочный;
- кокс и прочие нефтепродукты;
- электроэнергия;
- централизованное тепло.

Для решения задачи по оценке эффектов цифровой трансформации, возможно, потребуется более детальное представление сектора связи, детализация обрабатывающих производств в части поставки разных видов электронного оборудования, а также энергетического оборудования для новых технологий, которые будут более интенсивно развиваться. Однако степень детализации должна быть разумно достаточной. Так, например, для решения задачи по оценке мультипликативных эффектов Программы модернизации электроэнергетики, разрабатывавшейся в 2011 – 2012 гг., общий сектор производства машин и оборудования был детализирован с выделением четырех подсекторов: производство котлов и реакторов; производство машин и оборудования; производство турбин; производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования; производство трансформаторов и электрогенераторов.

Межотраслевые балансы продукции и услуг являются важными, но не единственными ограничениями, которые необходимо учитывать при расчете интегрального макроэкономического эффекта. Не менее важными являются и ресурсные ограничения, при которых эти балансы могут выполняться. Такие ограничения задаются следующей системой балансов:

- финансовых балансов по каждому из выделенных секторов экономики;
- баланса денежных потоков банковской системы;
- баланса доходов и расходов совокупности домашних хозяйств;
- баланса доходов и расходов сводного государственного бюджета страны (включая государственные внебюджетные фонды);
- платежного баланса страны;
- баланса инвестиционных и кредитных ресурсов в экономике;
- баланс производства и использования добавленной стоимости экономики;
- баланс трудовых ресурсов.

В качестве примера подобного инструментария на рисунке 1.6 приведена структура разработанной в ИНЭИ РАН межотраслевой оптимизационной нелинейной «модели энергетики в экономике» (МЭНЭК), которая обеспечивает макроэкономический анализ

перспектив развития экономики и взаимодействия её секторов с отраслями ТЭК. МЭНЭК является условно динамической моделью, в которой прогнозная динамика формируется последовательностью взаимосвязанных погодных оптимизационных расчётов.



Рисунок 1.6 – Структура модели развития энергетики в экономике для оценки межотраслевых эффектов и макроэкономических последствий для различных вариантов развития и цифровой трансформации отраслей ТЭК (по [4])

1.4 Разработка подходов к оценке социальных, экологических и прочих эффектов в результате цифровой трансформации отраслей ТЭК

В контексте национальной программы «Цифровая экономика» цифровая трансформация ТЭК является способом адаптации необходимой энергетической инфраструктуры под потребности общества в XXI веке, соответствующей запросам постиндустриального уклада, требованиям устойчивого развития (*sustainable development*). Именно поэтому все большую актуальность (и политическую значимость) приобретает оценка так называемых внешних (экстернальных) эффектов, ожидаемых от «цифрового» развития отраслей ТЭК на всех уровнях: энергетических объектов, компаний, регионов, отраслей и ТЭК в целом.

Данные эффекты, выходящие за пределы ТЭК и нередко – за пределы четкой экономической (или иной количественной) оценки, играют важную роль при решении многих стратегических задач развития энергетики, помогая достичь общественного компромисса в принятии того или иного сценария развития ТЭК, исходя из баланса экономических соображений и иных общественных ожиданий. При этом в мировой практике нет однозначного подхода к выбору и применению этих экстернальных эффектов – выбор их состава, сутевого содержания, детализации, приоритетов при принятии решения, весомость относительно «рациональных», измеряемых экономических

эффектов определяется социально-политическим контекстом, настроениями и ожиданиями общества, бизнеса, государства. Тем не менее, можно выделить несколько наиболее общих экстерналильных эффектов, которые могут быть рассмотрены и применительно к цифровой трансформации.

Первым, наиболее распространенным внешним эффектом, является снижение экологической нагрузки, в виде сокращения натуральных объемов выбросов (сбросов) загрязняющих веществ (включая и парниковые газы). Несмотря на то, что улучшение экологических показателей работы отраслей ТЭК является прямым следствием изменения производственных показателей (снижение аварийных выбросов, снижение удельного потребления углеродсодержащих ТЭР, потерь при транспортировке топлива и энергии), этот эффект часто оценивается и рассматривается отдельно, несмотря на то, что в составе интегрального экономического эффекта учитывается снижения объемов платы за выбросы загрязняющих веществ.

Такая двойственность связана с тем, что, во-первых, экологические платежи взимаются лишь за некоторые виды загрязнителей (те же парниковые газы пока находятся вне зоны экономического регулирования), а во-вторых с тем, что размеры действующих платежей не отражают реального экологического ущерба для окружающей природы, а также здоровья и жизни населения (при том, что сами оценки этого ущерба крайне неоднозначны и различаются на порядки). Именно неопределенность экономических оценок экологических ущербов вынуждает при принятии стратегических решений переходить к многокритериальному выбору, в частности, взвешивая как экономические, так и экологические последствия.

При этом важно отметить, что отчасти компромисс между экономикой и экологией можно учесть при моделировании «консервативного» и «инновационного» сценариев развития отраслей ТЭК, включив в состав математических моделей энергетических потоков, используемых для оптимизации технологических решений в отраслях и в ТЭК в целом, дополнительные ограничения по предельно допустимым объемам выбросов (как минимум, парниковых газов). Тем самым сужается область выбора экономически оптимального варианта развития, который уже отвечает минимально необходимым экологическим требованиям и целям.

Вторым не менее активно обсуждаемым эффектом является мультипликативный эффект роста экономики от инвестиций в новые технологические направления. Инвестиции в разработку и внедрение цифровых решений в технологической, экономической, организационной сферах, а также связанное с этим более масштабное использование новых энергетических технологий создают

дополнительную активность в обеспечивающих отраслях промышленности, IT-индустрии, связи, формируя дополнительную добавленную стоимость. Таким образом, экономический эффект в самих отраслях ТЭК увеличивается (мультиплицируется) за счет этой дополнительной добавленной стоимости (при этом ее объем прямо зависит от того, какая часть инвестиционного заказа обеспечивается российскими поставщиками продукции и услуг).

Данный эффект нередко формулируется именно как экстернальный, дополнительный к отраслевым последствиям цифровой трансформации, хотя, как было отмечено в разделе 1.3, методически более корректно рассматривать его как часть более комплексного макроэкономического эффекта, при моделировании которого учитываются также и отраслевые последствия, и снижение стоимости энергоснабжения за счет цифровой трансформации, а также дальнейшее мультиплицирование эффекта инвестиций через обеспечивающие отрасли по всей матрице межотраслевого баланса.

Третьим внешним эффектом рассматривается повышение (или поддержание) достаточного уровня энергетической безопасности с точки зрения минимизации рисков для надежного энергоснабжения за счет снижения аварийности энергетических объектов и систем, повышения самообеспеченности ТЭР регионов и страны в целом, а также увеличения степени диверсификации «энергетической корзины» отраслей, т. е. соотношения разных видов энергоресурсов, используемых для обеспечения конечного спроса.

Цифровая трансформация потенциально положительно влияет на все три составляющие:

- повышение наблюдаемости и управляемости энергетических объектов, в том числе с учетом предиктивной аналитики, позволяет принимать максимально точные решения по их функционированию, минимизируя количество аварий или внеплановых остановов;
- цифровые решения облегчают развитие новых энергетических технологий, использующих потенциал местных ТЭР (например, ВИЭ, биомасса или повышение нефтеотдачи на местных, выработанных месторождениях);
- цифровые решения также обеспечивают интеграцию в отраслевые продуктовые цепочки новых энерготехнологий, которые могли бы снизить использование доминирующего энергоресурса за счет его замещения другими ТЭР (межтопливная конкуренция) или снижения объемов его конечного потребления (энергоэффективность).

Однако серьезной проблемой является то, что до настоящего времени недостаточно разработаны научно-методические подходы к количественному обоснованию степени

«достаточности» уровней энергетической безопасности по каждому из трех направлений, например, определение предельно допустимого количества аварий, минимально необходимого уровня энергетической обеспеченности или предельной доли доминирующего ТЭР в структуре энергопотребления. Это вынуждает использовать чисто качественную, экспертную оценку (например, балльную) данного экстернального эффекта. Проработка таких методических принципов позволила бы также частично формализовать процедуру согласования экономических последствий и влияния на энергобезопасность через включение соответствующих уравнений-ограничений в состав математических моделей энергетических потоков, используемых для оптимизации технологических решений в отраслях и в ТЭК в целом – аналогично экологическим ограничениям.

Еще одним, четвертым внешним эффектом нередко рассматривается улучшение условий для экономической интеграции и конкуренции. В настоящее время этот эффект имеет высокую значимость, например, при развитии электросетевой инфраструктуры стран Евросоюза, целью которого является снятие ограничений по перетокам мощности и электроэнергии в сечениях между региональными энергообъединениями и технически обеспечить создание единого рыночного пространства в электроэнергетике ЕС. Развитие инфраструктуры, связанной с СПГ, также имеет целью увеличение конкуренции в сфере оптовых поставок газа потребителям за счет появления альтернативных (и гибких) вариантов предложения газа.

Безусловно, цифровая трансформация способствует росту рыночной конкуренции. В технологической сфере из-за улучшения качества использования существующих производственных активов повышается их конкурентоспособность и увеличиваются возможности для конкуренции разных технологий внутри одной отрасли (например, распределенной и традиционной крупной генерации в электроэнергетике). Кроме того, расширяются возможности для межтопливной конкуренции (раздел 1.3), увеличивая взаимное влияние энергетических рынков друг на друга. Эта составляющая эффекта может быть оценена количественно при моделировании краткосрочного (спотового) и долгосрочного балансов спроса и предложения ТЭР с учетом эластичной кривой спроса за счет потенциала потребителей по изменению объемов и режимов их потребления.

Данный аспект особенно важен для электроэнергетики, так как, в отличие от других видов ТЭР, электроэнергия пока не является массово складировемым товаром, и в энергосистеме требуется поддерживать мгновенный баланс спроса и предложения. Повышение гибкости режимов функционирования электросетевой инфраструктуры, новые средства оценки пропускной способности сети и управления потоками мощности

позволяют, с одной стороны, преодолеть существующие ограничения для более тесного коммерческого взаимодействия потребителей и поставщиков разных энергосистем (в том числе и межгосударственных, имея в виду формирование общего электроэнергетического рынка ЕАЭС). С другой стороны, внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии, развитие возможностей двусторонней коммуникации и автоматизация совместного управления режимами передачи, распределения и потребления электроэнергии, а также распределенной генерацией делают реальным качественно новое, динамическое ценообразование для конечных потребителей и обеспечивают возможности их активного включения в повышение эластичности кривой спроса на рынке.

В целом, цифровая трансформация в технологической сфере электроэнергетики позволит снять технологические препятствия для запуска полномасштабной конкуренции на розничном уровне. Цифровая же трансформация в сфере торговли электроэнергией, мощностью, системными услугами позволит практически реализовать эту конкуренцию, создать новые форматы для электронного взаимодействия поставщиков, потребителей и инфраструктурных организаций, конкурирующие с традиционными площадками оптового рынка. Итогом этого станет снижение средней стоимости счета за электроэнергию и оптимизация финансовых расходов потребителей. Однако степень этой экономии на данном этапе можно оценить лишь укрупненно, исходя из разницы в стоимости электроэнергии, получаемой из сети отдельными группами потребителей, и альтернативным вариантом собственного энергоснабжения. В состав такой оценки могут быть включены ожидаемые эффекты снижения затрат в ходе цифровой трансформации в электросетевом секторе, позволяющие снизить вес тарифной компоненты в отпускной цене электроэнергии.

Еще одним внешним эффектом являются социальные последствия цифровой трансформации. Этот эффект также включает в себя несколько составляющих. Одной из них является повышение безопасности труда, снижение производственного травматизма (в том числе смертельного) и в целом снижение рисков для здоровья и жизни персонала за счет улучшения условий производства. Цифровая трансформация отраслей ТЭК, нацеленная на максимальное использование автоматизированных, а далее – безлюдных технологий, минимизацию вовлечения человека в потенциально опасные операции при эксплуатации и ремонте оборудования, безусловно, дает положительный эффект. В то же время, как и в случае экологических последствий, прямая экономическая оценка здесь затруднительна из-за высокой неопределенности цены ущерба здоровью и жизни человека.

Второй составляющей эффекта является влияние на социальную обстановку. Цифровая трансформация резко изменит кадровую структуру в отраслях ТЭК, приводя к высвобождению большого числа персонала, связанного с физической деятельностью, выполнением достаточно узких, рутинных операций (шахтеры, операторы промыслов, ремонтный персонал, вспомогательный персонал и проч.). При этом взамен возникает потребность в существенно меньшем числе более квалифицированных специалистов, умеющих работать с цифровыми технологиями в эксплуатации и обслуживании техники, многофункциональных технических специалистов. Решение этой пары проблем требует существенных затрат и выходит за пределы отдельных отраслей ТЭК, затрагивая всю экономику. Вместе с тем, эти затраты (инвестиции в новых специалистов, инвестиции в переобучение или трудоустройство старых специалистов, включая создание новых рабочих мест, возможно, в других отраслях, а также затраты на перепрофилирование «энергетических» моногородов) также должны рассматриваться, наряду с прямыми экономическими эффектами в ТЭКе. Этот фактор напрямую связан и с неформализуемым для оценки, но важным эффектом «социальной приемлемости» того или иного уровня цифровой трансформации в отраслях ТЭК, если эти возможные негативные риски для работников не будут адекватно предупреждены компенсирующими мерами на корпоративном или государственном уровне.

Как было отмечено выше, только некоторые из экстерналий эффектов и лишь частично могут быть количественно оценены и тем более – в стоимостном выражении, чтобы включить их в общий расчет затрат и выгод цифровой трансформации на уровне компаний, отраслей и ТЭК в целом. Как правило, эти эффекты оцениваются в качественных шкалах, а их применение важно, когда сравниваются различные стратегии цифровой трансформации (различные по структуре «инновационные» варианты развития ТЭК). В этом случае одни варианты могут быть более предпочтительны, например, по экономике, но проигрывать в экологической составляющей или в характеристиках энергобезопасности. При таком качественном сравнении экономические последствия также являются частью сравнения, которое выполняется по следующим принципам:

- для всех сравниваемых показателей (экономических последствий или одного экстерналий эффектов) принимается общая шкала оценки, например $\{-1; 0; 1\}$, соответствующая положительному, нейтральному или негативному влиянию, или более широкая $\{-3; 3\}$, позволяющая оценить не только вектор, но силу влияния (слабо/умеренно/сильно);
- для всех сравниваемых показателей определяются их вес (значимость) друг относительно друга; при равнозначности каждый показатель имеет вес «1»;

- проводится качественная оценка значения каждого показателя для рассматриваемого варианта;
- рассчитывается общий балл каждого варианта, как средневзвешенное оценок по каждому показателю с учетом веса показателя;
- проводится ранжирование вариантов по снижению общего балла и выделяется один или несколько для окончательного решения.

Как правило, такой алгоритм может быть использован для предварительного отбора ограниченного числа (не более 2 – 3) лучших по совокупности показателей вариантов. Окончательное решение обычно выходит за рамки формализованных процедур, особенно на уровне отраслей и ТЭК в целом.

2 Разработка научно обоснованных предложений по методам и индикаторам оценки результатов и эффектов цифровой трансформации в Минэнерго России

2.1 Разработка предложений по составу индикаторов для оценки результатов работы Минэнерго России, обусловленных цифровой трансформацией в ТЭК

В соответствии с Положением о Министерстве энергетики Российской Федерации (утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400), Минэнерго России является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, включая также сферу энергосбережения и повышения энергетической эффективности (по вопросам информационного обеспечения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, учета используемых энергетических ресурсов) и сфере теплоснабжения в части производства тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и передачи тепловой энергии от таких источников. Другие функции включают в себя оказание государственных услуг, управление государственным имуществом в сфере производства и использования топливно-энергетических ресурсов.

Реализуя свои функции, Минэнерго России выступает в роли ключевого участника (актора) в процессах управления функционированием и развитием отраслей ТЭК в рыночных условиях. В сфере функционирования отраслей ТЭК Минэнерго обеспечивает оперативный контроль в отраслях ТЭК, включая состояние и деятельность предприятий, а также создание «правил рыночной игры» для субъектов отраслей ТЭК, работающих на конкурентных или регулируемых рынках. В инвестиционной сфере Министерство активно участвует в процессах управления развитием отраслей ТЭК, во-первых, через стратегическое целеполагание, которое формируется системой документов стратегического планирования: Энергетической стратегией, генеральными схемами (программами) отраслей ТЭК, прогнозом научно-технического развития отраслей ТЭК, а во-вторых, через администрирование инвестиционных программ, программ инновационного развития, разработку механизмов стимулирования инвестиций в приоритетные технологические направления в отраслях ТЭК.

Начатая цифровая трансформация экономики страны, охватывающая все сектора и отрасли, ставит новые вызовы перед Минэнерго России, которое должно обеспечить (рисунок 2.1) эффективное решение трех управленческих задач:

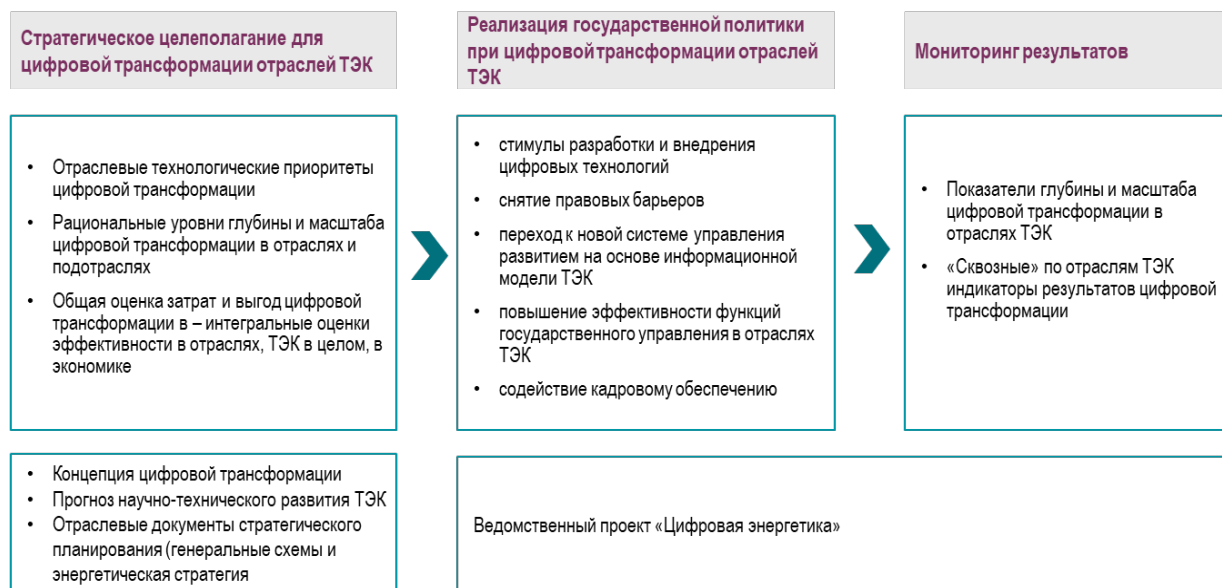


Рисунок 2.1 – Общая схема оценки эффектов и результатов цифровой трансформации ТЭК в Минэнерго России (составлено ИНЭИ РАН)

– стратегическое целеполагание цифровой трансформации в отраслях ТЭК, формируемое в рамках государственной системы стратегического планирования и включающее в себя обоснование отраслевых технологических приоритетов цифровой трансформации, рациональных уровней глубины и масштаба ЦТ в отраслях и подотраслях ТЭК, а также общую оценку затрат и выгод цифровой трансформации и интегральные оценки ее эффективности в отраслях, ТЭК в целом, в экономике;

– реализацию государственной политики в ходе цифровой трансформации отраслей ТЭК через систему действенных административных, нормативных, организационных, экономических механизмов, стимулирующих технологическое обновление и развитие энергетических объектов, систем и комплексов с использованием цифровых решений, а также изменения в рыночной среде, в корпоративном управлении (как минимум, для компаний с государственным участием, занимающих ключевое положение почти во всех отраслях ТЭК);

– мониторинг достигаемых результатов, включающий в себя показатели глубины и масштаба цифровой трансформации в отраслях ТЭК и «сквозные»

по отраслям ТЭК индикаторы результатов цифровой трансформации, позволяющие оценить ключевые результаты, достигаемые в разных отраслях ТЭК.

Первым шагом в организации управления процессами цифровой трансформации в ТЭКе стала разработка в 2018 – 2019 гг. ведомственного проекта «Цифровая энергетика», где на среднесрочную перспективу (до 2024 года) были определены цели, задачи и ожидаемые результаты, необходимые затраты (финансовое обеспечение), а также содержался подробный план мероприятий по решению поставленных задач, а также система индикаторов, опирающихся на данные государственной статистики.

Это формирует первую, тактическую, задачу по определению индикаторов, позволяющих количественно оценить результаты выполнения отдельных задач существующего ведомственного проекта в целом по ТЭК и по отдельным отраслям. Предложения по такой системе индикаторов, исходя из разной детальности проработки в ведомственном проекте задач и мер по отдельным отраслям, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Состав индикаторов для оценки результатов реализации задач ведомственного проекта «Цифровая энергетика» (составлено ИНЭИ РАН по данным Минэнерго России)

Задача	Характеристика результата	Измеряемый показатель
Повышение эффективности функционирования ТЭК на базе использования цифровых технологий и платформенных решений		
2 Формирование условий для создания и развития единой информационной среды ТЭК РФ	Реализация требований к формированию единой информационной среды и к разработке платформенных решений	Количество комплексных пилотных проектов по формированию новых бизнес-практик цифровой энергетики
2 Формирование условий для создания и развития единой информационной среды ТЭК РФ	Создание условий для внедрения новых бизнес-практик цифровой энергетики в интересах массовых рядовых участников рынка на базе платформенных решений	Количество Центров тестирования, испытаний и сертификации по направлениям цифровой трансформации энергетики
2 Формирование условий для создания и развития единой информационной среды ТЭК РФ	Внесение необходимых изменений в действующее законодательство и новых нормативно-правовых документов, нормативно-технических документов и национальных стандартов	Количество утвержденных нормативных правовых и нормативных технических документов, необходимых для цифровой трансформации, в процентах от общего числа
3 Обеспечение подготовки высококвалифицированных кадров для цифровой энергетики	Созданы отраслевые образовательные центры компетенций	Количество созданных и функционирующих отраслевых образовательных центров на базе ВУЗов
3 Обеспечение подготовки высококвалифицированных кадров для цифровой энергетики	Созданы отраслевые образовательные центры компетенций	Количество созданных и функционирующих отраслевых образовательных центров на базе ВУЗов

4 Цифровое государственное управление и контрольно-надзорная деятельность в отраслях топливно-энергетического комплекса	Проведение работы по интеграции систем и сервисов по сбору отраслевой отчетности на основе платформенных решений	Количество субъектов ТЭК, полностью интегрированных в единую цифровую среду отраслевой отчетности
Цифровая электроэнергетика		
Реализация пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в электроэнергетике	Объем пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в электроэнергетике	Количество проектов

Продолжение таблицы 2.1

Задача	Характеристика результата	Измеряемый показатель
6 Создание и внедрение единой отраслевой доверенной цифровой среды (на основе платформенных решений), используемой в деятельности субъектами электроэнергетики с передачей технологических данных в реальном режиме времени от объектов электроэнергетики	Организация сбора данных от объектов электроэнергетики в реальном режиме времени - объекты генерации - сетевые объекты - компании отрасли	Количество объектов или процент от общего числа
7 Внедрение риск – ориентированного управления (новых моделей управления)	Внедрение оперативных систем оценки технического состояния основного оборудования и объектов электроэнергетики	Количество объектов или процент от общего числа
7 Внедрение риск – ориентированного управления (новых моделей управления)	Внедрение системы планирования ремонтов, модернизаций и реконструкций на основе предиктивной аналитики на уровне субъектов электроэнергетики	Количество компаний или процент от общего числа
7 Внедрение риск – ориентированного управления (новых моделей управления)	Рост уровня технического состояния производственных фондов электроэнергетики для объектов, подключенных к отраслевой платформе	В процентах от базового года
8 Создание системы управления и мониторинга надежности энергоснабжения с использованием цифровых технологий, больших данных и предиктивной аналитики	Снижение аварийности на объектах электроэнергетики, связанной с техническим состоянием производственных фондов	В процентах от базового года
8 Создание системы управления и мониторинга надежности энергоснабжения с использованием цифровых технологий, больших данных и предиктивной аналитики	Улучшение показателей надежности электроснабжения потребителей (SAIDI/SAIFI)	В процентах от базового года
9 Внедрение электронного получения услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	Переход сетевых организаций на единый портал технологического присоединения к электросетям	Количество компаний или процент от общего числа
Нефтегазовый комплекс		
12 Реализация пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в нефтегазовом комплексе	Количество пилотных проектов по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в нефтегазовом комплексе	Количество проектов
13 Внедрение электронного получения услуг по технологическому присоединению к газораспределительным сетям	Переход газоснабжающих организаций на единый портал технологического присоединения к газораспределительным сетям	Количество компаний или процент от общего числа
Угольная промышленность		
16 Реализация пилотных проектов	Количество пилотных проектов	Количество проектов

по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в угольной промышленности	по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в угольной промышленности	
--	--	--

В соответствии с планами развития целостной системы управления цифровой трансформацией ТЭК, основным документом для стратегического целеполагания в сфере цифровой трансформации ТЭК должна стать соответствующая Концепция, рассчитанная на долгосрочную перспективу (2035 – 2040 гг.). Исходя из содержания данного документа, потребуется переработать и ведомственный проект, который должен стать практическим механизмом координации действий государства, энергетического бизнеса и потребителей в ходе системных изменений технологической и рыночной среды в отрасли, повышении надежности и эффективности энергоснабжения внутри страны и конкурентоспособности российских энергоресурсов на внешних рынках.

Так как внедрение цифровых технологий является неотъемлемой, органичной частью инновационной и инвестиционной деятельности в отраслях ТЭК в XXI веке, на уровне Минэнерго России система координации цифровой трансформации в отраслях ТЭК должна стать частью общей системы управления развитием национальной энергетики. Исходя из этого, оценка рациональных уровней цифровой трансформации в отраслях и подотраслях ТЭК, опираясь на ожидаемые экономические эффекты, должна выполняться на регулярной основе при разработке отраслевых и межотраслевых документов стратегического планирования, определяемых ФЗ № 172 «О стратегическом планировании в Российской Федерации». При этом:

а) на уровне стратегий (программ) и генеральных схем развития отраслей ТЭК обосновываются рациональные уровни глубины и масштаба цифровой трансформации в отдельных отраслях и подотраслях с учетом:

- интегрального экономического эффекта – прогнозной оценки затрат и выгод цифровой трансформации, ее влияния на затраты и выручку отрасли;
- обеспеченности инвестиционными ресурсами, включая механизмы прямой и косвенной поддержки и стимулирования со стороны государства.

б) на уровне межотраслевых стратегий (Энергетическая стратегия, Прогноз научно-технического развития ТЭК) выполняется:

- гармонизация отраслевых приоритетов развития и цифровой трансформации с учетом влияния на топливно-энергетический баланс страны и регионов;
- оценка интегрального влияния на экономику страны (включая мультипликативные эффекты цифровой трансформации ТЭК).

Предложения по совершенствованию процессов разработки документов стратегического планирования в рамках единой цифровой системы поддержки стратегических решений в энергетике, рассмотрены далее, в разделе 2.3. Интеграция работ по целеполаганию и оценке эффективности цифровой трансформации в циклах разработки отраслевых стратегий и генеральных схем, энергетической стратегии, позволит сделать систему управления этим процессом «живой», регулярно актуализировать оценки ожидаемых эффектов и корректировать экономически обоснованные целевые уровни цифровой трансформации с учетом постоянного и быстрого развития цифровых и энергетических технологий и динамично меняющейся ситуации в экономике и на энергетических рынках.

Обоснованная проработка целевых показателей и ожидаемых эффектов цифровой трансформации должна сопровождаться системой мониторинга реализации Концепции и ведомственного проекта, позволяющей оценить ход цифровой трансформации, выявить возможные проблемные зоны и предложить меры по их сокращению, тем самым адаптируя оба документа к изменению условий их реализации за счет технологических, экономических, политических, социальных и прочих факторов.

Это делает необходимым разработку системы индикаторов, которая будет характеризовать общие результаты работы Минэнерго по координации и стимулированию процессов цифровой трансформации в энергетике. В текущей версии ведомственного проекта предложен ряд оценочных индикаторов (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика индикаторов, предложенных в существующей версии ведомственного проекта «Цифровая энергетика» (составлено по данным Минэнерго России)

Условное обозначение	Название	Источник данных
П1	Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, использующих цифровые технологии и платформенные решения	Минэнерго России Данные опросов по ключевым организациям ТЭК
П2	Доля организаций топливно-энергетического комплекса, использующих передовые производственные технологии	Росстат; Форма №1-технология «Сведения о разработке и (или) использовании передовых производственных технологий»
П3	Доля организаций топливно-энергетического комплекса, использующих средства защиты информации, передаваемой по глобальным сетям, в общем числе обследованных организаций топливно-энергетического комплекса	Росстат; Форма №3-информ «Сведения об использовании информационных и коммуникационных технологий и производстве вычислительной техники, программного обеспечения и оказании услуг в этих сферах»
П4	Доля специалистов по информационным и коммуникационным технологиям в организациях топливно-	Росстат; Форма №3-информ «Сведения об использовании информационных и коммуникационных технологий и

	энергетического комплекса	производстве вычислительной техники, программного обеспечения и оказании услуг в этих сферах”
П5	Расходы на обучение сотрудников организациями топливно-энергетического комплекса, связанных с развитием и использованием информационных и коммуникационных технологий	Росстат; Форма №3-информ «Сведения об использовании информационных и коммуникационных технологий и производстве вычислительной техники, программного обеспечения и оказании услуг в этих сферах»

Значения большинства из них (кроме ключевого, П1) могут рассчитываться на основе существующих форм статистического наблюдения Росстата РФ – при организации дополнительного учета показателей по сводному перечню видов экономической деятельности, относимых к ТЭК. Значение показателя П1 требует дополнительной проработки перечня ключевых организаций ТЭК. Соответствующие предложения по совершенствованию методик сбора информации представлены в разделе 2.2.

При этом важно отметить, что только первый индикатор, «Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, использующих цифровые технологии и платформенные решения», непосредственно отражает масштаб цифровой трансформации, и он обоснованно выделен в качестве ключевого. Остальные индикаторы, измеряемые по формам статистического наблюдения Росстата РФ, лишь отчасти отражают результаты преобразований в технологической структуре и кадровом составе отраслей ТЭК, непосредственно связанных с их цифровой трансформацией. Это ставит вопрос о необходимости дальнейшего совершенствования системы измерения результатов цифровой трансформации в отраслях энергетики и ТЭК в целом.

Проблема создания достаточно полной (но не избыточной) системы индикаторов для оценки результатов цифровой трансформации (в том числе как части общей инновационной и инвестиционной деятельности) является общей и для государственных структур, и для энергетических компаний всех типов не только в России, но и в других странах. Предложения, представленные ниже, сформированы с учетом уже накопленного мирового и российского опыта, включая:

- государственные индикаторы стран ЕС и АТР (Сингапур, Германия, ЕС), включая индексы Индустрия 4.0, SIRI, DESI, индексы Всемирного банка и др.;
- индексы цифрового развития международных промышленных и консалтинговых компаний (DELL, CISCO, Gartner, CAIXIN, Accenture, BCG, EY);
- показатели аналогичных ведомственных проектов, разработанных другими ФОИВ (проект Министерства промышленности и торговли РФ «Цифровая промышленность», проект Министерства сельского хозяйства РФ «Цифровое сельское хозяйство»);

- показатели Росстата, используемые для измерения результатов инновационной деятельности (своего рода индикаторы масштаба внедрения инноваций);

- КПЭ программ инновационного развития компаний с государственным участием.

Первая группа индикаторов характеризует масштаб и глубину охвата цифровой трансформацией энергетических компаний и объектов, степень проникновения (англ. penetration rate) цифровых технологий и решений на их основе.

При этом в качестве ключевого может быть сохранен существующий индикатор, но с уточнением его формулировки – «Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, массово использующих комплексные цифровые решения на базе сквозных цифровых технологий (СЦТ), включая платформенные решения». Применение такого индикатора позволяет:

- получить интегральную характеристику текущего масштаба внедрения (аналог penetration rate) цифровых технологий в ТЭК (фактически – оценивать успешность управления процессом цифровой трансформации, в результате которого обеспечивается эффективность внедрения цифровых технологий);

- обеспечить согласованность результатов цифровой трансформации ТЭК с федеральным проектом «Цифровые технологии» (через применяемый классификатор на основе дорожных карт СЦТ);

- получить оценку неравномерности цифровой трансформации по отраслям ТЭК, как маркер для оценки необходимых отраслевых изменений в управлении цифровой трансформацией, включая снятие барьеров и стимулирующие механизмы.

Отметим, что изменение названия, несмотря на исключение из него понятия «платформенные решения», не означает снижения содержательности ключевого индикатора, поскольку «платформенные решения» разного типа включены в состав СЦТ «Новые производственные технологии» (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 –Характеристика сквозных цифровых технологий и субтехнологий, включая платформенные решения (составлено на основе Дорожных карт СЦТ [5 – 11])

Важно отметить, что по принципам наблюдения данный индикатор аналогичен показателям, которые используются Росстатом РФ для общей характеристики инновационной деятельности в отраслях ТЭК, например: «Доля организаций топливно-энергетического комплекса, использующих передовые производственные технологии» (форма «1-технология») или «Удельный вес организаций, осуществлявших технологические, организационные, маркетинговые инновации, в общем числе обследованных организаций» (форма «4-инновации»).

При этом к «ключевым» организациям ТЭК относятся крупнейшие (по убыванию годовой выручки) организации соответствующих ВЭД, формирующие 80 % совокупной выручки каждой отрасли (электроэнергетики, газовой, нефтяной, угольной) в отчетном году (подробнее в разделе 2.2).

В качестве дополнительных индикаторов, характеризующих масштаб и глубину цифровой трансформации в отраслях ТЭК и сегментах отраслевых производственных цепочек, могут использоваться индикаторы «Доля энергетических объектов в отраслях топливно-энергетического комплекса, оснащенных комплексными цифровыми решениями на базе СЦТ, в том числе интегрированными с корпоративными или отраслевыми платформенными решениями».

В отличие от ключевого индикатора, данные индикаторы относятся не к организациям ТЭК, а к отдельным производственным объектам. Поэтому анализ их количественных значений (особенно – по отдельным производственным сегментам отраслей) позволяет получить интегральную характеристику текущей глубины внедрения цифровых технологий в отраслевые производственные цепочки, а также оценить неравномерности цифровой трансформации уже внутри отраслей ТЭК, как маркер для оценки необходимых изменений в управлении технологическими приоритетами внутриотраслевой цифровой трансформации.

Методически важной задачей при этом является выбор классификатора для отнесения энергетических объектов к оснащенным «комплексными цифровыми решениями». В отраслях ТЭК под такими комплексными решениями подразумевают «цифровую подстанцию», «цифровой энергоблок», «умные» месторождения, заводы, шахты, разрезы и т. д.

В качестве примера-аналога можно привести достаточно подробный классификатор комплексных цифровых решений, разработанный в рамках ведомственного проекта «Цифровое сельское хозяйство». Он включает в себя комплексные цифровые решения для АПК с элементами интернета вещей (IoT), самообучения и роботизации рутинных процессов (включая модули «ФХД для малого и среднего бизнеса», Совместное использование мощностей и техники», «Умная ферма», «Умное поле», «Умное стадо», в том числе с использованием технологий радиочастотной идентификации, датчиков жизнедеятельности и возможностью сбора данных из беспроводных LORA-сетей, модуль «Умная теплица» с учетом интеграции с системами управления производством, модуль «Умная переработка» с учетом интеграции с MES-системами, модули «Управление промыслом» и «Умный склад»).

Для отраслей ТЭК наиболее простым решением является применение классификатора СЦТ, однако при этом не обеспечивается учет комплексности цифровых решений с применением не одной, а нескольких сквозных цифровых технологий. Представляется, что методически более правильно разработать классификатор уникальных комплексных решений для каждой из отраслей ТЭК. В решении этой задачи ключевую роль должны играть отраслевые центры компетенции по комплексным цифровым решениям, которые на основе консенсуса субъектов отрасли стандартизировали бы систему требований к уровню оснащения разных типов энергетических объектов цифровыми технологиями с тем, чтобы относить эти объекты к «умным» или «цифровизованным».

Вторая группа индикаторов позволяет определить влияние цифровой трансформации на производственные характеристики отраслей ТЭК, и оценить вклад в решение ключевых задач ЦТ, как инструмента реализации Энергетической стратегии. Специалистами Института энергетики Высшей школы экономики эти задачи были сформулированы на основе анализа нового проекта Энергетической стратегии страны до 2035 года следующим образом:

- качественное повышение уровня оперативного управления и обеспечение надежности энергоснабжения за счет повышения наблюдаемости и управляемости, а также цифровизации риск-ориентированного оперативного управления системами в ТЭК;
- повышение эффективности функционирования ТЭК и снижение негативного влияния на экологию и климат за счет экономически целесообразного внедрения цифровых технологий в производственных процессах и управлении объектами ТЭК;
- повышение качества риск-ориентированного управления развитием ТЭК за счет применения цифровых технологий и интеллектуальных информационно-аналитических систем в стратегическом планировании ТЭК.

При выборе соответствующих индикаторов необходимо учитывать ряд методических требований.

Во-первых, «встроенность» цифровой трансформации в общий процесс обновления и развития отраслей ТЭК требует специальных приемов для выделения той части изменений тех или иных производственных показателей, которые обусловлены именно внедрением цифровых решений. Для этого предлагается расчет парных значений измеряемых индикаторов: одно – среднеотраслевое, по всей совокупности энергетических объектов определенного типа, а другое – по выборке «цифровизированных» энергетических объектов данного типа, которая формируется в соответствии с упомянутыми выше классификаторами комплексных цифровых решений на объектах электроэнергетики, газовой, нефтяной и угольной отраслей. Практика разработки другими ФОИВ ведомственных проектов по цифровизации отраслей и секторов экономики показывает, что такой подход уже широко применяется. В частности, ряд целевых индикаторов ведомственных проектов рассчитывается для «цифровизированной» выборки:

- проектов в промышленности, реализуемых на основе внедрения СЦТ («Цифровая промышленность»);
- сельскохозяйственных предприятий, внедривших и применяющих комплексные цифровые агрорешения («Цифровое сельское хозяйство»).

Во-вторых, измеряемые отраслевые индикаторы должны быть, по возможности, «сквозными», содержательно одинаковыми по всем отраслям, что позволило бы на их основе сформировать и интегральные показатели, отражающие динамику ЦТ в ТЭК в целом.

В-третьих, измеряемые значения индикаторов должны элиминировать влияние общего роста объемов производства в отраслях, поэтому в качестве индикаторов целесообразно использовать удельные значения производственных показателей, и более того – их изменение (в процентах) относительно значения в базовом году.

Сводная характеристика индикаторов, предлагаемых для измерения успешности решения первых двух задач цифровой трансформации, представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Индикаторы измерения результатов решения задач ЦТ как инструмента реализации Энергетической стратегии (составлено ИНЭИ РАН)

Задачи цифровой трансформации ТЭК	Индикаторы результатов, в процентах к базовому году
Качественное повышение уровня оперативного управления и обеспечение надежности энергоснабжения за счет повышения наблюдаемости и управляемости, а также цифровизации риск-ориентированного оперативного управления системами в ТЭК	Удельное число аварий на энергетических объектах Удельное число нарушений стандартов качества продукции Доля производства/поставки продукции с нарушениями стандартов качества Частота несчастных случаев с временной потерей трудоспособности (LTIFR) Коэффициент смертельного травматизма
Повышение эффективности функционирования ТЭК и снижение негативного влияния на экологию и климат за счет экономически целесообразного внедрения цифровых технологий в производственных процессах и управлении объектами ТЭК	Доля прироста запасов ТЭР, обеспеченных применением цифровых технологий Доля добычи ТЭР, обеспеченной применением цифровых технологий Удельный расход покупных ТЭР для производственных нужд Удельный расход производимых ТЭР на собственные нужды Доля потерь ТЭР при транспортировке Удельные объемы сбросов и выбросов загрязняющих веществ Удельные объемы эмиссии парниковых газов

Более подробный состав индикаторов, характеризующих производственные и экономические результаты цифровой трансформации в отраслях ТЭК, применительно в более подробной детализации задач ЦТ, решаемых в рамках Энергетической стратегии, рассмотрен в разделе 3.

Решение же третьей задачи не связано с масштабами внедрения цифровых технологий и комплексных цифровых решений на их основе в отраслях ТЭК, а зависит от создания новых информационно-аналитических и прогнозных сервисов в едином информационном пространстве ТЭК. Более подробно этот вопрос рассмотрен в разделе 2.3.

Проработка предложений по изменению индикаторов измерения результатов цифровой трансформации на уровне Минэнерго показывает необходимость концентрации актуальной информации о масштабах внедрения цифровых технологий в отраслях ТЭК. Эту задачу можно решать в рамках концепции «цифровых паспортов» энергетических объектов и компаний, формируемых и поддерживаемых в рамках единого информационного пространства ТЭК и соответствующих единой информационной модели ТЭК и уже разработанным отраслевым стандартам.

В общем виде «цифровой паспорт» энергетического объекта содержит в себе исчерпывающую информацию о его технических и экономических характеристиках, необходимую для решения всего спектра задач государственного управления функционированием и развитием отраслей ТЭК и регулированием энергетических рынков. Аналогично, «цифровой паспорт» энергетической компании (организации ТЭК) содержит в себе всю производственную и финансово-экономическую информацию, агрегированную до корпоративного уровня и необходимую для реализации функций госуправления в ТЭКе.

При этом характеристика уровня цифровой трансформации может быть «страницей» такого «цифрового паспорта», в которой содержится информация:

- для паспортов энергетических объектов: перечень применяемых на комплексных цифровых решений на базе СЦТ и субтехнологий; перечень типов применяемых комплексных цифровых решений; перечень типов существующих и новых платформенных решений (корпоративных или отраслевых), в которые объект интегрирован, а также отметка об отнесении объекта к категории «цифровизованных»;
- для паспортов энергетических компаний: перечень типов пилотно и массово применяемых комплексных цифровых решений на базе СЦТ и субтехнологий, перечень типов существующих и новых корпоративных платформенных решений и доля интегрированных в них объектов/активов компании (для организационных платформ – сотрудников, подразделений, документов), перечень типов существующих и новых отраслевых и государственных платформенных решений и сервисов (по мере их создания и развития), в которые интегрирована компания.

На первом этапе формирования единого информационного пространства данная «страница» цифрового паспорта может существовать, наполняться, актуализироваться отдельно, например, в виде самостоятельной формы ГИС ТЭК. Отметим, что аналогичный подход по разработке «цифровых паспортов» предприятий предусматривается ведомственным проектом «Цифровая промышленность». Здесь под «цифровым паспортом» понимается именно такая «страница», характеризующая готовность

предприятия к цифровой трансформации, а одним из целевых показателей ведомственного проекта является количество предприятий обрабатывающих отраслей (получивших «цифровые паспорта») и подключенных к сервисам Государственной информационной системы промышленности (ГИСП). Целевая динамика роста: от 3,7 тыс. в 2020 г. до 14,4 тыс. паспортизированных предприятий в 2024 г.

2.2 Методика сбора статистических данных для расчета значений индикаторов при оценке результатов цифровой трансформации в рамках ведомственного проекта «Цифровая энергетика»²

Текущая версия паспорта ведомственного проекта «Цифровая энергетика» подразумевает расчет ряда ключевых показателей, используемых для мониторинга успешности реализации проекта, на основе данных Росстата РФ. Необходимая для этого статистическая информация представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Перечень запрашиваемой информации (составлено ЦОИК)

Сокращенное наименование	Основной источник информации	Перечень переменных
П2	Форма №1-технология	Количество организаций, использующих передовые производственные технологии, единиц (количество организаций, указавших в строке 201 Формы №1-информ по столбцу 4 значение больше «0»), из них: – количество организаций, не имевших отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами за рассматриваемый период, единиц и (или) указавших среднесписочную численность работников (без внешних совместителей) за отчетный год меньше или равной пяти человек, единиц
П3	Форма №3-информ	Количество организаций, использующих средства защиты информации, передаваемой по глобальным сетям, единиц (количество организаций, указавших в строке 326 Формы №3-информ значение «1») из них: – количество организаций, использовавших в отчетном периоде, помимо средств шифрования, не менее двух технологий, препятствующих получению третьими лицами в глобальной сети информации, не предназначенной для распространения, единиц (строки 326, 332, 333, 334, 335 Формы №3-информ);

Продолжение таблицы 2.4

Сокращенное наименование	Основной источник информации	Перечень переменных
П4	Форма №3-информ	– Суммарная численность специалистов по информационным и коммуникационным технологиям в организациях, единиц (сумма

² Данный раздел подготовлен при активном участии специалистов Центра отраслевых исследований и консалтинга (ЦОИК) Финансового университета при Правительстве РФ Золотовой И.Ю., Осокиным Н.А., Поповым Н.А. и др.

		значений строки 602 (сумма строк 603 – 604) Формы №3-информ); – Суммарная численность работников списочного состава (без внешних совместителей), единиц (сумма значений строки Формы №3-информ)
П5	Форма №3-информ	Сумма расходов на обучение сотрудников организациями, связанных с развитием и использованием информационных и коммуникационных технологий, в разрезе 2016, 2017, 2018 гг., тыс. руб. (сумма значений строки 508 Формы №3-информ)

Однако, в настоящее время статистическое наблюдение и расчет аналогичных показателей выполняется Росстатом по отраслевому принципу – в разрезе видов экономической деятельности в соответствии с кодами по ОКВЭД 2 ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2).

Для того чтобы обеспечить расчет значений индикаторов по ТЭК в целом (как это предусмотрено в существующей редакции ведомственного проекта), разработаны предложения по уточнению ранее разработанного РЭА сводного перечня видов экономической деятельности, относимых к топливно-энергетическому комплексу (таблица 2.5).

При этом сводный перечень ВЭД различается для:

- показателей ПЗ, П4, П5, а также в иных целях, охватывающих весь топливно-энергетический комплекс, рекомендуется использовать перечень видов экономической деятельности;
- показателя П2, а также в иных целях, охватывающих производственную часть топливно-энергетического комплекса.

Таблица 2.5 – Перечень видов экономической деятельности, рассматриваемых при расчете показателей ведомственного проекта «Цифровая энергетика» (составлено ЦОИК)

Перечень ОКВЭД2, рассматриваемый при расчете показателей П1, ПЗ, П4, П5	
РЭА	Предлагаемый
00; 05.1; 05.2; 06; 08.92; 09.1; 19.1; 19.2; 35.11.1; 35.11.2; 35.11.3; 35.11.4; 35.12; 35.13; 35.14; 35.21; 35.22; 35.3; 46.71; 47.3; 49.50.1; 49.50.2; 52.10.21; 52.10.22; 70.10.2	05.1, 05.2, 06.1, 06.2, 08.92, 09.1, 09.9*, 19.1, 19.2, 19.3*, 35.11, 35.12, 35.13, 35.14, 35.21, 35.22, 35.23*, 35.3, 46.71, 47.78.6*, 47.3, 49.50.1, 49.50.2, 50.20.12*, 50.20.22*, 52.10.21, 52.10.22
Перечень ОКВЭД2, рассматриваемый при расчете показателя П2	
РЭА	Предлагаемый
05; 05.1; 06; 08; 09; 19; 19.2; 35.11.1; 35.11.2; 35.11.3; 35.11.4; 35.12; 35.13; 35.14; 35.2; 35.3	05.1; 05.2; 06.01, 06.02, 08.92, 09.1, 09.9*, 19.1, 19.2, 19.3*, 35.11, 35.12, 35.13, 35.21, 35.22, 35.3 (за исключением 35.30.6)*

В состав перечня добавлены отдельные виды экономической деятельности (отмечены символом «*»), которые не фигурируют у РЭА, однако их учет/исключение могут рассматриваться в качестве целевого ориентира в формировании системного статистического учета организаций топливно-энергетического комплекса.

Важным условием является то, что в целях предотвращения дублирования в расчетах необходимо запрашивать информацию в разрезе уникальных организаций (статистический учет организации только по основному виду экономической деятельности).

При этом из перечня предложено исключить ряд позиций:

- вид экономической деятельности с кодом 70.10.2 «Деятельность по управлению холдинг-компаниями» предлагается исключить из перечня ввиду наличия большого количества организаций, осуществляющих деятельность по данному виду деятельности, но не относящихся к топливно-энергетическому комплексу. Кроме того, управляющие компании холдинговых структур ТЭК попадут в список организаций, рассматриваемых при расчете показателей П1, П3, П4, П5, так как такие организации также осуществляют деятельность в соответствии с другими кодами из перечня предложенных;

- виды экономической деятельности с кодами 35.14 «Торговля электроэнергией» и 35.30.6 «Торговля паром и горячей водой (тепловой энергией)» предлагается исключить из перечня для расчета показателя П2, так как данные виды экономической деятельности не относятся к производственной сфере ТЭК.

Для основного индикатора ведомственного проекта (П1, таблица 2.2) принципиальным вопросом является разработка методики определения ключевых организаций ТЭК, которая необходима вне зависимости от его формулировки:

- в текущей версии «Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, использующих цифровые технологии и платформенные решения»;

- в предлагаемой измененной редакции «Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, массово использующих комплексные цифровые решения на базе сквозных цифровых технологий (СЦТ), включая платформенные решения».

Несмотря на интегральный (в целом по ТЭК) характер показателя П1, в ведомственном проекте обоснованно предлагается определять перечень ключевых организаций на уровне отраслевых рынков по совокупной доле формируемой ими выручки. Тем самым, критерий их отбора должен быть декомпозирован на ключевые отрасли ТЭК:

- электроэнергетика;
- нефтяная отрасль;
- газовая отрасль;
- угольная отрасль.

Помимо этого, для отрасли электроэнергетики в связи с особенностями построения рынка и регулирования основных экономических субъектов предлагается производить распределение на суб-отрасли: генерация, передача и сбыт.

Концептуальную основу подхода по определению совокупной доли выручки, формируемой ключевыми организациями, предлагается базировать на законе Гаусса-Лапласа о нормальном распределении данных [12]. Данная теория указывает на то, что основная плотность распределения данных (при выполнении условия нормального распределения) соответствует правилу «трех сигм» [13]. Под сигмой понимается значение среднеквадратического отклонения массива данных. Правило трех сигм указывает на то, что 99,7 % всех данных в рамках массива распределяется в пределах трех сигм от среднего значения по массиву. При этом правило трех сигм также актуально в случае ненормального распределения данных, в таком случае в пределах трех сигм от среднего значения по массиву располагаются 88,8 % данных.

Применяя данный подход к определению перечня ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, отметим, что границы диапазона, к которым будут относиться ключевые организации, могут определяться по максимальному значению по отрасли и значению на 1 сигму больше от среднего значения по отрасли. В случае нормального распределения в данный диапазон должны включаться порядка 15,7 % всех компаний по каждой отрасли ТЭК [14]. Однако конкретный диапазон будет отличаться в связи с потенциальной неоднородностью распределения данных по выручке компаний по отраслям ТЭК.

С целью исключения потенциального искажения расчетов показателя П1, а также установления сопоставимой сравнительной базы для значений в будущих временных периодах, предлагается применить «принцип Парето», который указывает, что 80 % результата обеспечивается 20 % от всех приложенных усилий [15]. В качестве результата рассматривается стоимостной показатель выручки с целью обеспечения внутренней сопоставимости между различными организациями, которые могут иметь существенно отличные системы изменения результатов в натуральном выражении.

Таким образом, на основе «принципа Парето», в рамках методики ключевыми признаются те организации, совокупная доля которых накопленным итогом составляет не менее 80 % общего объема отраслевого рынка в денежном выражении (объем выручки в российских рублях). При определении ключевых организаций все рассматриваемые компании ранжируются по убыванию на основе значений объема выручки, после чего отбираются компании, доля рынка накопленным итогом которых составляет не менее 80 % общего объема отраслевого рынка.

Для получения данных об объемах выручки компаний по отраслям ТЭК предлагается использовать базу данных Главного межрегионального центра обработки и распространения статистической информации Федеральной службы государственной статистики (ГМЦ Росстата). Полный перечень ВЭД, относимых ТЭК, указан в таблице 2.5 выше.

На основе анализа данных ГМЦ Росстата за 2018 год, была сформирована генеральная совокупность «ключевых организаций» ТЭК, включающая в себя 416 организаций. В таблице 2.6 представлено их распределение по отраслям и выделены по 5 крупнейших.

В целевой модели мониторинга результатов реализации ведомственного проекта целесообразно использовать возможности ГИС ТЭК для автоматизированного и электронного сбора данных и расчета показателя по всей генеральной совокупности (свыше 400 организаций).

Таблица 2.6 – Распределение выборки ключевых организаций ТЭК на 2018 год (составлено ЦОИК)

Отрасль ТЭК	Количество организаций для мониторинга	Организаций всего	Выручка всего, млрд руб.	ТОП-5 ведущих организаций (по объему выручки)
Газовая	148	27184	21 115,91	ПАО «Газпром», ПАО «Газпромнефть», ООО «Газпром Межрегионгаз», ПАО «Новатэк», ООО «Газпром добыча Ямбург»
Нефтяная	57	11694	27 820,23	ПАО «НК Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», ООО «Лукойл-Западная Сибирь», ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина»
Угольная	46	1166	1 814,27	АО «СУЭК-Кузбасс», АО «УК Кузбассразрезуголь», АО «Сибуглемет», АО «Сибантрацит», ОАО «Алтай-кокс»
Электроэнергетика	165	15529	8 486,04	-
Генерация	78	9827	3 677,92	АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «Т Плюс», ПАО «Мосэнерго», АО «Итер РАО-Электрогенерация», ПАО «Русгидро»
Передача	32	4786	1 880,60	ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «МОЭСК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПАО «МРСК Центра», ОАО «МРСК Урала»
Сбыт	55	916	2 927,52	АО «Мосэнергосбыт», ООО «Русэнергосбыт», АО «Петербургская сбытовая компания», АО «Энергосбыт плюс»,

				ООО «РН-Энерго»
ИТОГО по ТЭК	416	55 573	59 236,44	

Однако предварительный анализ данных выручки компаний ТЭК показал, что при приближении к границе 80 % совокупной доли отраслевого рынка в денежном выражении размер компаний стремительно уменьшается. В итоге получается, что в категорию ключевых организаций ТЭК попадают компании с незначительной для отраслевого рынка выручкой. В целях получения более объективной картины об использовании СЦТ предлагается при формировании перечня ключевых организаций ограничить минимальное значение доли компаний в общем объеме рынка в размере 1 %.

На основе анализа данных ГМЦ Росстата, авторами было установлено, что для осуществления расчета по показателю П1 потребуется опросить 118 организаций, которых можно отнести к ключевым организациям ТЭК. Общее распределение выборки по отраслям представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Отраслевое распределение ключевых организаций в генеральной совокупности и предлагаемой выборке (составлено ЦОИК)

Отрасль ТЭК	Количество ключевых организаций ТЭК для мониторинга	
	Генеральная совокупность 80 % рынка	Предлагаемая выборка Доля рынка >1 %
Газовая	148	8
Нефтяная	57	18
Угольная	46	28
Электроэнергетика	165	64
Генерация	78	18
Передача	32	21
Сбыт	55	25
ИТОГО по ТЭК	416	118

Помимо этого, в рамках мониторинга обязательно предлагается оценивать использование СЦТ ключевыми инфраструктурными организациями ТЭК, а именно:

- АО «Системный оператор ЕЭС»;
- АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии»;
- АО «Центр финансовых расчетов».

С целью проведения мониторинга использования СЦТ ключевыми организациями ТЭК при выполнении НИР была разработана форма опросной анкеты. За счет анкеты будет возможность оценивать стратегический и тактический уровень применения СЦТ в организациях ТЭК. В рамках каждой СЦТ организации-респонденты должны будут предоставить информацию о степени или планах внедрения сквозных цифровых технологий, суб-технологий и платформенных решений по нескольким качественным категориям:

- массово тиражируются;

- пилотное внедрение;
- планируется внедрение;
- нет экономической целесообразности;
- не рассматривались.

Для повышения мотивации участия ключевых организаций ТЭК в мониторинге на базе показателя П1 предлагается формировать национальный рейтинг цифровой зрелости ТЭК. На основе данного рейтинга может присуждаться премия для организаций ТЭК, наиболее активно и эффективно внедряющих СЦТ.

2.3 Разработка предложений по оценке эффектов, обусловленных цифровой трансформацией в ТЭК, в деятельности Минэнерго России

Являясь активным участником процессов управления развитием в ТЭК России со стороны государства, Минэнерго должно выполнять важнейшие, «системоорганизующие» функции и в управлении процессами цифровой трансформации отраслей ТЭК, координируя и стимулируя деятельность субъектов отраслей по внедрению цифровых технологий и платформенных решений в свои технологические, экономические и организационные сферы (рисунок 2.1).

Как было отмечено выше, для этого могут применяться различные механизмы, прежде всего – нормативные, предусматривающие разработку и своевременное утверждение необходимых изменений в действующие законодательные и нормативно-правовые акты, а также разработку новых документов, в том числе нормативно-технических, легитимизирующих применение цифровых технологий в производственной сфере, в рыночных взаимодействиях, в организационных процессах. Ключевую роль здесь играют национальные стандарты, системная разработка которых для цифровых технологий и новых, «цифровизованных» энергетических технологий и объектов в отраслях ТЭК должна подкрепляться ссылками в нормативно-правовых актах, обеспечивающих обязательность их применения.

Не менее важную роль играют и административно-организационные механизмы, позволяющие Минэнерго России влиять на инвестиционные приоритеты энергетических компаний. Главным инструментом такого влияния является экспертиза и согласование программ перспективного развития энергетических компаний, которые должны быть гармонизированы с целями и задачами ведомственного проекта и Концепцией цифровой трансформации. С развитием информационного взаимодействия между Минэнерго России и компаниями в рамках единой цифровой экосреды ТЭК методы разработки и экспертизы программ инновационного развития должны измениться

в сторону формальной процедуры многокритериальной оценки «инновационности» и эффективности предлагаемых технологий, в том числе и в части цифровых технологий. Частью этой процедуры должен стать и отбор пилотных проектов для отработки цифровых технологий на объектах ТЭК и платформенных решений в технологической или экономической сферах.

Для компаний с госучастием влияние на инвестиционные и инновационные приоритеты может осуществляться и через корпоративные процедуры. Методика и порядок утверждения инвестиционных программ энергетических компаний в Минэнерго России также потребуют изменений с тем, чтобы в приоритетном порядке учитывать предложения по экономически обоснованному внедрению цифровых технологий в проектах реконструкции и нового строительства энергетических объектов. При этом в дополнение к традиционным направлениям капитального строительства, в качестве инвестиций могут рассматриваться и затраты на создание информационной инфраструктуры компаний, как части общепромышленной информационной среды, являющейся составляющей цифровой экосреды ТЭК.

Третью группу составляют финансово-экономические механизмы, обеспечивающие стимулы для инвестиций в развитие цифровых технологий, помогающие начать их внедрение в отраслях ТЭК и обеспечить быстрое тиражирование лучших практик и результатов, в том числе полученных при реализации отобранных пилотных проектов. Ключевой проблемой проектов, связанных с внедрением цифровых технологий, являются риски, связанные с низким уровнем «зрелости» большинства из них (особенно в случаях отечественных разработок, решающих проблему импортозамещения) и, как следствие – более дорогой капитал для инвестиций при (возможно) их более низкой доходности. Появление новых типов инвестпроектов потребует более гибкого подхода, прежде всего, к тарифному регулированию естественно-монопольной деятельности энергетических компаний по транспорту и распределению ТЭР, позволяющему применять повышенную ставку доходности для инновационных проектов. Так, например, в США еще 10 лет назад специально для проектов Smart Grid была введена «предварительная доходность капитала» (*Interim Rate Treatment*) [16], позволяющая компаниям получить особые условия по доходности для инвестиций в технологии интеллектуальной энергетики на период, пока не будут разработаны и приняты стандарты технологий Smart Grid. Такая ставка действует для проектов, отвечающих определенным требованиям по принадлежности к концепции Smart Grid. При этом сетевые компании, желающие инвестировать в интеллектуальную энергетику и подпадающие под действие IRT, могут

получать доход на инвестиции без необходимости проверки (с возможным последующим изменением) регулятором всех норм доходности компании.

Другое ограничение для реализации таких инновационных проектов может быть снято через смягчение требования по параметрам окупаемости проектов, включаемых в инвестиционные программы компаний с госучастием. Для добывающих подотраслей крайне важными являются налоговые стимулы, позволяющие за счет технологий перейти к освоению ранее недоступных (или экономически нерентабельных) ресурсов, включая и повышение добычи на действующих месторождениях.

Однако во всех странах, реализующих стратегии развития своей экономики, промышленности, энергетики в рамках четвертой промышленной революции, активная роль государства в координации процессов цифровой трансформации подкрепляется его значительным участием в финансировании этого технологического перехода. Бюджетное финансирование или финансирование через фонды и институты развития, софинансирование с частными инвесторами и энергетическими компаниями играет важную роль, особенно на этапах пилотных проектов и тем более НИОКР и ОКР.

Роль такого «внекорпоративного» финансирования становится ключевой при разработке и внедрении цифровых технологий, используемых в отраслевом масштабе, применение которых выходит за рамки бизнес-процессов (а значит, и инновационных интересов) отдельных энергетических компаний. Прежде всего, это относится к сфере взаимодействия с массовым, розничным потребителем в электроэнергетике, теплоснабжении, газовой отрасли, отчасти в нефтяной отрасли. При этом как раз здесь заключается огромный потенциал для применения цифровых технологий и платформенных решений: развития электронных сервисов для потребителей, создания новых рыночных площадок, в том числе локальных, и доступа на площадки более высокого уровня, внедрения «умных» энергосберегающих цифровых решений по управлению спросом, оптимизации энергоснабжения на локальном уровне (с интеграцией разных энергоресурсов: электроэнергии, тепла, газа) и т. д.

Обладая широким спектром механизмов для координации процессов цифровой трансформации, Минэнерго России должно оптимизировать сроки и масштабы их применения в каждой из отраслей ТЭК, при необходимости корректируя их состав и параметры, опираясь на оценки производственных и экономических результатов, получаемых с их помощью. В части экономических результатов, на уровне Минэнерго России необходимо обеспечить их оценки для отраслевого и межотраслевого уровня – в соответствии с иерархией задач управления развитием, решаемых на уровне этого органа исполнительной власти. Как было отмечено в разделе 2.1, оценки ожидаемых

экономических результатов и эффектов должны выполняться на регулярной основе при разработке отраслевых и межотраслевых документов стратегического планирования. Методические принципы выполнения таких оценок были рассмотрены в разделах 1.2 и 1.3.

Оценки эффектов цифровой трансформации отраслевого уровня выполняются при разработке документов стратегического планирования отраслей ТЭК: генеральных схем (программ) их развития. Более того, оценка этих эффектов должна стать частью разработки самих вариантов развития отраслей ТЭК (которые, как правило, формируются с использованием экономико-математических моделей, обеспечивающих оптимизацию производственной и инвестиционной программы, исходя из перспективных балансовых условий на внутреннем и внешних рынках).

При формировании вариантов развития отраслей ТЭК должны определяться, в том числе, экономически обоснованные масштабы применения цифровых технологий по всей отраслевой продуктовой цепочке (вплоть до потребления энергетической продукции), обеспечивающие выполнение интегрального экономического требования (критерия) по минимизации стоимости энергоснабжения потребителей – минимальных суммарных дисконтированных затрат на развитие и функционирование отрасли за весь горизонт прогноза. Для этого в процессе моделирования для всех подотраслей (производство/добыча-транспорт-преобразование-потребление) имитируется конкуренция энергетических технологий с различным уровнем цифровизации, влияющем на их технико-экономические показатели, что позволяет в итоге сформировать вариант развития, безусловно обеспечивающий спрос на внутренних и внешних рынках и наилучший с экономической точки зрения.

Полученный в результате «экономически обоснованный» вариант развития отрасли (и ее цифровой трансформации) должен быть, во-первых, сопоставлен с «консервативным» вариантом, в котором внедрение цифровых технологий продолжается с темпами, сложившимися в ретроспективе. Как было отмечено в разделе 1.3, именно разность интегральных показателей затрат между этими вариантами позволяет получить общую оценку экономического эффекта цифровой трансформации. Во-вторых, в дополнение к «экономически обоснованному» варианту развития отрасли могут быть сформированы дополнительные, с более быстрыми темпами цифровой трансформации, более глубоким и всеобъемлющим охватом цифровыми технологиями всей производственной цепочки. Сопоставление их с «экономически обоснованным» вариантом позволяет оценить «степень неэффективности» более интенсивной цифровой трансформации и определить экономические условия, при которых эти более

амбициозные цели могут быть достигнуты. В-третьих, оценка отраслевых эффектов цифровой трансформации может быть сделана и за ретроспективный период. Для этого, начиная от базового года, необходимо сформировать «консервативный» вариант потенциального развития отрасли с тем, чтобы сопоставить его производственные и экономические характеристики с фактическими отраслевыми показателями.

Кроме интегральных затрат, еще одна категория оценок экономических результатов и эффектов связана с влиянием цифровой трансформации на финансовое состояние и инвестиционную привлекательность отрасли или отдельных подотраслей. Для этого при помощи финансово-экономических моделей определяются условия финансовой реализуемости «экономически обоснованного» варианта развития отрасли (или ее отдельных подотраслей) и ее цифровой трансформации [17]. В частности, оцениваются возможности финансового обеспечения требуемого объема инвестиционных ресурсов с учетом:

- динамики цен на энергетическую продукцию отрасли (внешних и внутренних);
- существующей налоговой политики в отрасли и ее возможных изменений;
- возможностей привлечения внешнего финансирования (объемы и стоимость капитала);
- изменения удельных эксплуатационных затрат (в том числе с учетом технологических эффектов внедрения цифровых технологий);
- условий по финансовой устойчивости (предельный уровень кредитной нагрузки, минимальный уровень рентабельности и проч.).

Показатели финансовой устойчивости, получаемые в ходе таких модельных расчетов, также являются важными экономическими результатами для оценки вариантов развития и цифровой трансформации отраслей ТЭК. В случае если эти результаты оказываются неудовлетворительными, рассматриваются варианты их улучшения, прежде всего за счет изменений в ценовой, налоговой, кредитной политике, позволяющие изменить объемы выручки и/или чистой прибыли и сбалансировать инвестиционные потребности и ресурсы в отрасли в целом или отдельных подотраслях.

В части ценовой политики эти изменения могут касаться как общего изменения предельного уровня цен для потребителей (электроэнергии, газа), предельного уровня тарифов для естественно-монопольных видов деятельности (передача и распределение электроэнергии, распределение газа), так и специальных режимов ценообразования для отдельных технологий (например, специальный режим оплаты мощности для ВИЭ-электростанций). В части налоговой политики эти изменения связаны с льготным налогообложением новых технологий, включая и цифровые. В части кредитной политики

эти изменения связаны с привлечением бюджетной поддержки в виде софинансирования или субсидирования процентных ставок по приоритетным инвестиционным проектам.

Изменения в схеме разработки отраслевых документов стратегического планирования, которые обеспечивают решение задачи по повышению качества риск-ориентированного управления развитием ТЭК показаны на рисунке 2.3. Ее реализация потребует:

- усиления роли отраслевых центров компетенций цифровой трансформации, формирующих предложения по приоритетным цифровым решениям и их показателям, определяющие состав пилотных инвестиционных проектов и обобщающие результаты их реализации (наработка компетенций применения цифровых технологий);

- углубленной проработки финансово-экономических условий реализации вариантов развития отраслей с учетом эффектов ЦТ. Последнее особенно важно, так как экономическими результатами ЦТ является изменение всех составляющих финансового плана: эксплуатационных затрат, капиталовложений, выручки, управленческих и коммерческих расходов.

Предложения по методам и моделям обоснования эффектов цифровой трансформации на отраслевом уровне (на примере электроэнергетики) представлены в Приложении Г.

Оценки эффектов цифровой трансформации межотраслевого уровня выполняются при разработке межотраслевого документа стратегического планирования ТЭК – Энергетической стратегии. Основным инструментом для этого являются экономико-математические модели, позволяющие на основе сводного энергетического баланса уточнить «экономически обоснованные» варианты развития отдельных отраслей ТЭК, исходя из более общего критерия – минимизации стоимости энергоснабжения потребителей всеми видами топлива и энергии (Приложение Б).



Рисунок 2.3 – Совершенствование подходов к разработке схем (программ) развития отраслей ТЭК с учетом оценки эффектов и обоснования рациональной глубины их цифровой трансформации (составлено ИНЭИ РАН)

Как и в случае отраслевых оценок, при этом формируется и «консервативный» с точки зрения цифровых технологий вариант развития ТЭК, в сопоставлении с которым оцениваются экономические эффекты «инновационного» варианта развития и цифровой трансформации ТЭК. В отличие от оценок отраслевого уровня, на межотраслевом уровне не выполняются оценки финансового состояния и инвестиционной привлекательности отраслей или ТЭК в целом. Однако, аналогичная по сути, оценка выполняется уже на макроэкономическом уровне, в виде интегрального макроэкономического эффекта (раздел 1.3). Ключевыми параметрами согласования являются ценовая и инвестиционная нагрузка ТЭК на экономику, а также объемы налоговых поступлений.

Показатели совокупного вклада ТЭК в рост экономики, в общие объемы бюджетных поступлений, в объемы инвестиционных расходов, являются важными экономическими результатами для оценки вариантов развития и цифровой трансформации отраслей ТЭК уже как составной части развития и цифровой трансформации всей экономики страны. В случае если эти результаты оказываются неудовлетворительными, рассматриваются варианты их корректировки за счет изменения объемов, сроков применения, параметров мер ценовой, налоговой и кредитной

поддержки, ранее предложенных при оценке экономических результатов и эффектов на отраслевом уровне.

Как было отмечено выше, решение задачи цифровой трансформации по повышению качества риск-ориентированного управления развитием ТЭК потребует серьезной модернизации существующих информационных взаимодействий и подходов к разработке стратегических документов. При этом с развитием единого информационного пространства ТЭК появляются уникальные возможности для создания комплексной системы поддержки стратегических решений в энергетике, интегрирующей все задачи управления развитием (включая и управление цифровой трансформацией) на уровне каждой из двух подсистем (рисунок 2.4):

- модельно-информационной подсистемы прогнозирования развития отраслей ТЭК, энергетических технологий и рынков, обеспечивающей разработку сценариев развития отраслей ТЭК с учетом эффективного освоения технологических трендов, включая цифровые технологии и обоснование целевых показателей как развития отраслей, так и их цифровой трансформации;
- информационно-аналитическую подсистему оценки текущего состояния энергетических отраслей, технологий и рынков, обеспечивающей в том числе и мониторинг индикаторов развития отраслей ТЭК и из цифровой трансформации.

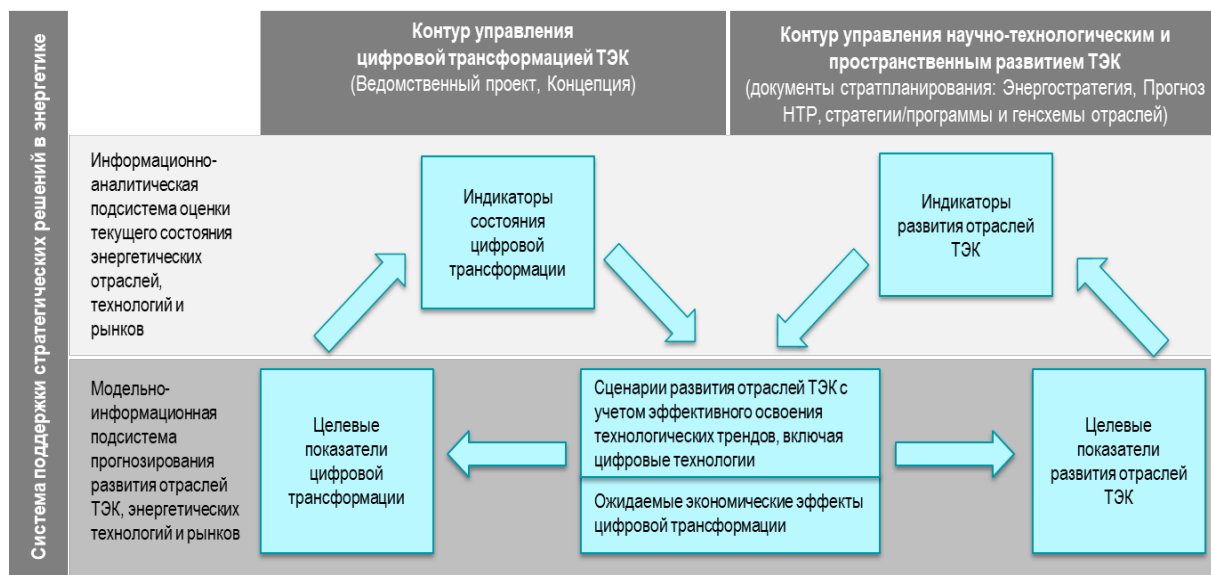


Рисунок 2.4 – Структура системы поддержки стратегических решений в энергетике (составлено ИНЭИ РАН)

Создание такой системы поддержки на национальном уровне может рассматриваться в качестве важной среднесрочной задачи цифровой трансформации системы госуправления. При этом в период до 2024 года должны быть созданы информационно-аналитические и модельно-информационные сервисы для обоснования и мониторинга стратегических решений по развитию ТЭК на национальном уровне.

Следующий, долгосрочный этап может включать в себя разработку аналогичных сервисов для обоснования и мониторинга решений по развитию ТЭК на региональном уровне (рисунок 2.5).

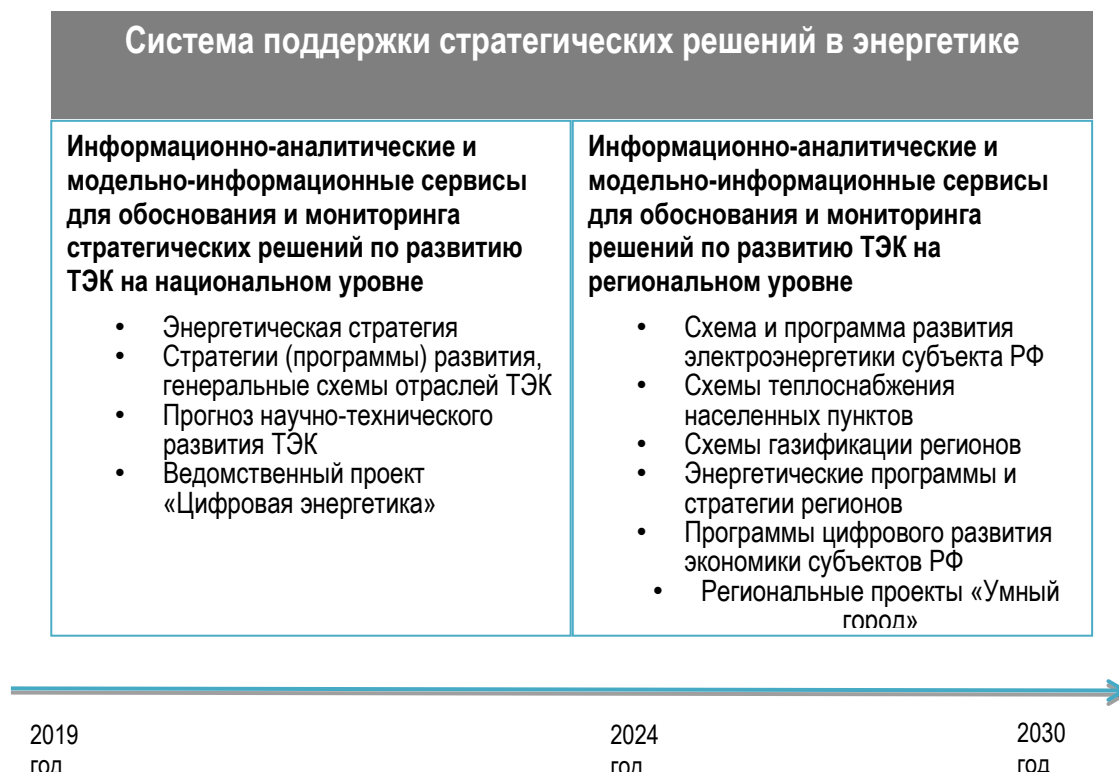


Рисунок 2.5 – Этапы развития системы поддержки стратегических решений в энергетике (составлено ИНЭИ РАН)

3 Разработка научно обоснованных предложений по методам и индикаторам оценки результатов и эффектов цифровой трансформации в отраслях ТЭК

При подготовке предложений по системе индикаторов для оценки производственных и экономических результатов, получаемых от внедрения цифровых технологий в отраслях ТЭК (далее – производственные и экономические индикаторы), был проанализирован широкий круг публикаций ведущих мировых научных организаций, международных организаций (Международное энергетическое агентство, Всемирный экономический форум) и консалтинговых компаний (McKinsey, PriceWaterhouseCoopers, Boston Consulting Group), посвященных проблеме оценки результатов и затрат цифровой

трансформации в энергетике. Кроме того, были проанализированы стратегии цифровизации ряда крупных отечественных и зарубежных энергокомпаний. Сводная характеристика применяемых в мировой практике показателей для оценки эффектов цифровой трансформации отраслей ТЭК представлена в Приложении В.

Проведенный анализ позволил сделать следующие выводы:

а) более чем в половине рассмотренных источников приводятся лишь качественные оценки результатов цифровой трансформации, без уточнения «глубины» изменения параметров, отражающих эти результаты и затраты на их получение;

б) имеющиеся в других источниках количественные оценки результатов преимущественно оперируют экономическими индикаторами; при этом такие оценки, с одной стороны, носят весьма укрупненный характер, как правило, отражая снижение затрат в разбивке на капитальные и операционные (реже выделяются ремонтные и топливные затраты); с другой стороны, указанные величины экономии затрат рассчитываются отдельно по разным группам цифровых технологий, что не позволяет учесть дополнительные синергетические эффекты, возникающие в комплексных цифровых решениях за счет интеграции различных цифровых технологий в рамках энергетических объектов, подотраслей и отраслей ТЭК, а тем более – ТЭК в целом;

в) среди производственных индикаторов в электроэнергетике наиболее часто упоминается показатель средней продолжительности отключения электроснабжения (SAIDI), реже – показатели частоты аварий; при этом в анализируемых работах отсутствуют количественные оценки производственных результатов, непосредственно определяющих экономические результаты цифровой трансформации (например, снижение относительной величины потерь электроэнергии в сетях, приводящее к снижению операционных затрат электросетевых компаний); между тем, такие количественные оценки производственных результатов очень важны для построения прозрачной методики оценки экономических результатов и ожидаемых эффектов ЦТ (раздел 1);

г) практически во всех рассмотренных источниках приводятся лишь итоговые оценки эффектов, без какой-либо детализации методики их расчета; исключением является методика, предложенная американским институтом EPRI в целях расчета затрат и выгод формирования «умных сетей» (smart grid) в электроэнергетике США [1]. Как следствие, оценки одного и того же экономического результата (т. е. значения соответствующего экономического показателя) в разных публикациях иногда различаются в несколько раз.

С учетом выявленных проблем с разрозненностью, несистемностью, недостаточной комплексностью существующей практики оценок затрат и выгод цифровой

трансформации, а также исходя из рассматриваемой в работе постановки задачи, можно определить следующие принципы формирования системы индикаторов для измерения производственных и экономических результатов ЦТ в отраслях ТЭК:

а) для максимально полной оценки эффективности цифровой трансформации система производственных и экономических индикаторов должна отражать как частные (для энергетического объекта), так и комплексные (для всей отраслевой продуктовой цепочки) результаты внедрения цифровых технологий и платформенных решений;

б) целесообразно ввести дополнительный набор индикаторов, характеризующих степень распространения цифровых технологий в каждой отрасли ТЭК;

в) используемая система производственных и экономических индикаторов должна соответствовать актуальным целям и задачам экономической, энергетической, научно-технической и экологической политики России, закрепленным в рамках документов стратегического планирования;

г) используемые индикаторы должны быть статистически измеряемыми (на уровне Росстата, ГИС ТЭК, технологических и коммерческих операторов, и т. д.) и иметь достаточно репрезентативную ретроспективную базу; статистическая наблюдаемость данных индикаторов существенно облегчает контроль исполнения Концепции цифровой трансформации ТЭК;

д) используемые индикаторы, по возможности, должны быть удельными или относительными, что позволит исключить влияние фактора увеличения/снижения абсолютных значений индикатора из-за изменения масштабов производства, мощностей, спроса и т. д.;

е) по возможности, следует использовать «парные» индикаторы, первый из которых является среднеотраслевым и охватывает все энергетические объекты определенного типа (электростанции, подстанции, для топливных отраслей – месторождения, шахты, участки трубопроводов, перерабатывающие заводы и т. д.), а второй рассчитывается по совокупности «цифровизированных» объектов аналогичного типа (далее по тексту – «цифровизированные» объекты); такой подход позволит оценить величину изменения показателей «цифровизированных» объектов относительно среднеотраслевого уровня (и в том числе – корректно «отделить» эффекты цифровизации от эффектов, достигаемых за счет модернизации производственного оборудования и иных факторов). При этом, как было отмечено в главе 2, при активном участии отраслевых центров компетенции должна быть решена задача четкой классификации энергетических объектов по уровню оснащенности цифровыми технологиями и реализации комплексных цифровых решений на их базе.

Как было отмечено выше, отдельный тип индикаторов необходим для оценки «глубины» цифровизации (степени распространения цифровых технологий) в отраслях ТЭК. В главе 2 для этого был предложен индикатор «Доля энергетических объектов в отраслях топливно-энергетического комплекса, оснащенных комплексными цифровыми решениями на базе СЦТ, в том числе интегрированных с корпоративными или отраслевыми платформенными решениями».

В качестве наиболее простого решения может быть предложен классификатор комплексных цифровых решений, обеспечивающих изменение функциональных свойств энергетических объектов, включая (но не ограничиваясь): цифровую наблюдаемость, цифровую управляемость и цифровую моделируемость. Таким образом, оценивается:

- а) количество энергетических объектов, по которым осуществляется сбор данных о состоянии и режимах работы в отраслевом или корпоративном цифровом пространстве (уровень цифровой наблюдаемости);
- б) количество энергетических объектов, по которым осуществляются удаленные диагностика и управление режимами работы (уровень цифровой управляемости);
- в) количество энергетических объектов, для которых созданы цифровые двойники (уровень цифровой моделируемости).

Такая оценка должна охватывать все ключевые звенья производственной цепочки в каждой отрасли ТЭК (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Внутриотраслевая детализация индикаторов глубины цифровой трансформации на энергетических объектах (составлено ИНЭИ РАН)

Электроэнергетика	Газовая отрасль	Нефтяная отрасль	Угольная отрасль
<ul style="list-style-type: none"> – Объекты генерации – Электросетевые объекты – Потребители электроэнергии 	<ul style="list-style-type: none"> – Объекты газодобычи – Объекты газотранспортной системы – Объекты газопереработки 	<ul style="list-style-type: none"> – Объекты нефтедобычи – Объекты нефтепроводного транспорта – Объекты нефтепереработки – Объекты розничной сети (АЗС) 	<ul style="list-style-type: none"> – Объекты угледобычи – Объекты углепереработки

Отметим, что предложенные индикаторы масштабов распространения цифровых технологий сами по себе не являются характеристикой конкретных изменений в отраслях, достигаемых за счет их внедрения. Их нужно дополнить перечнем индикаторов, оценивающих текущие производственные и экономические результаты ЦТ ключевых участков производственной цепочки электроэнергетики (генерация, передача и распределение, конечное потребление).

Исходя из анализа ключевых требований к развитию ТЭК, сформулированных в стратегических документах (Энергетической стратегии, Прогнозе социально-экономического

развития, Стратегии научно-технического развития, Доктрине энергетической безопасности, Климатической доктрине), применительно к каждой отрасли ТЭК был определен перечень стратегических задач, решению которых может способствовать ее цифровая трансформация. Некоторые из этих задач являются универсальными для всех отраслей, но ряд из них специфичен для электроэнергетики, газовой, нефтяной, угольной отраслей.

Для электроэнергетики результаты цифровой трансформации могут быть оценены по ее вкладу в решение следующих стратегических задач:

- обеспечение бесперебойности поставок электроэнергии потребителям;
- снижение уровня аварийности на объектах электроэнергетики;
- снижение производственного травматизма и смертности в электроэнергетике;
- эффективное импортозамещение оборудования, программного обеспечения и услуг, связанных с цифровыми технологиями в электроэнергетике;
- повышение качества поставляемых потребителю электроэнергии и тепла;
- повышение доступности электроэнергии для новых потребителей;
- сокращение уровня вредных выбросов при производстве электроэнергии и тепла;
- повышение экономической эффективности производственных процессов в электроэнергетике;
- сдерживание роста ценовой нагрузки на потребителя;
- повышение эффективности конечного использования электроэнергии;
- повышение прозрачности деятельности энергокомпаний;
- интеграция энергокомпаний и государственных органов в единые цифровые цепочки связи;
- повышение конкурентоспособности отечественных цифровых технологий в сфере электроэнергетики;
- создание и развитие научных школ и образовательных центров для подготовки специалистов по работе с цифровыми технологиями.

Для оценки результатов решения каждой из перечисленных задач ЦТ целесообразно ввести один или несколько количественно оцениваемых индикаторов. В зависимости от решаемой задачи ЦТ, для оценки ее результатов могут применяться либо производственные, либо экономические индикаторы, либо сразу оба вида индикаторов.

Все производственные индикаторы должны быть статистически измеряемыми и опираться либо на отчетность государственных органов (например: Росстат, Минэнерго), либо на корпоративную отчетность электроэнергетических компаний (при необходимости – агрегированную по видам деятельности: генерация, передача, сбыт).

Экономические индикаторы, в свою очередь, делятся на две группы. Первая группа индикаторов не связана с оцениваемыми выше производственными индикаторами и носит статистический, а не расчетный характер (в качестве примера можно привести показатель коммерческих и управленческих затрат энергокомпаний, отражаемый в их корпоративной отчетности). Однако большинство предлагаемых экономических индикаторов носят расчетный характер и являются производными величинами от значений соответствующих им производственных индикаторов (например, экономия топливных и ремонтных затрат для «цифровизированных» электростанций зависит от снижения их удельных расходов топлива и объемов проведения ремонтных работ, достигаемого за счет внедрения цифровых решений по управлению режимами работы генерирующего оборудования и его предиктивной диагностике).

Сводная характеристика предлагаемых индикаторов результатов ЦТ в электроэнергетике в привязке к стратегическим задачам/эффектам представлена в таблице 3.2.

Предложенные выше производственные и экономические индикаторы были дополнительно экспертно оценены с точки зрения их:

- объективности отображения результатов непосредственно самой цифровизации и обособленности от воздействия других факторов с оценкой по трехбалльной шкале: «1» – индикатор в большей степени учитывает влияние не цифровых технологий, а других факторов, «2» – индикатор преимущественно отражает влияние цифровых технологий, но частично зависит и от других факторов, «3» – индикатор зависит исключительно от цифровых технологий;

- реалистичности расчета значения индикатора на основании существующих статистических данных или с помощью модельных расчетов с оценкой по четырехбалльной шкале: «1» – малореалистично оценить индикатор из-за сложности сбора первичной информации и (или) сложности моделирования, «2» – возможна оценка индикатора при условии формировании новых статистических форм отчетности (государственных, ведомственных и (или) корпоративных), «3» – есть возможность оценки индикатора в рамках существующих, но не раскрываемых публично форм отчетности (государственных, ведомственных и (или) корпоративных), «4» – есть возможность оценки индикатора в рамках публично раскрываемой информации.

Таблица 3.2 – Перечень индикаторов для оценки производственных и экономических результатов цифровой трансформации (ЦТ) в электроэнергетике (составлено ИНЭИ РАН)

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное) ³	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Обеспечение бесперебойности поставок электроэнергии	Средняя частота отключений электроснабжения (SAIFI): – по «цифровизированным» фидерам сетевых организаций; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	В настоящее время мониторинг индикаторов SAIFI и SAIDI ведется в рамках корпоративной отчетности ДЗО ПАО «Россети» и ряда крупных независимых сетевых организаций (АО «Сетевая компания», ООО «БЭСК», ООО «ИЭСК» и др.). В перспективе желательно перейти к мониторингу аналогичных индикаторов по всем сетевым организациям России (включая независимые ТСО).
	Средняя продолжительность отключений электроснабжения (SAIDI): – по «цифровизированным» фидерам сетевых организаций; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	
	Предельная экономическая оценка ущерба от нарушения электроснабжения: – по «цифровизированным» фидерам сетевых организаций; – в целом по электросетевому хозяйству	2	1	Расчетный индикатор, связан с производственным индикатором (SAIDI). Требуется проведение специальных технико-экономических расчетов
Снижение аварийности в электроэнергетике	Среднее число аварий в расчете на единицу установленной мощности генерирующих объектов: – по «цифровизированным» генерирующим объектам; – в целом по генерации	2	3	В настоящее время мониторинг индикаторов аварийности осуществляется АО «СО ЕЭС» в отношении: – генерирующих объектов с установленной мощностью 25 МВт и выше; – объектов электросетевого хозяйства, относящихся к сетям напряжением 110 кВ и выше. Для генерирующих объектов мощностью менее 25 МВт расчет индикаторов аварийности не предлагается, ввиду их незначительного влияния на системную надежность. Для объектов электросетевого хозяйства, относящихся к сетям ниже 110 кВ, более репрезентативными индикаторами удельного числа аварий и продолжительности устранения их последствий являются рассмотренные выше показатели SAIFI и SAIDI.
	Среднее число аварий в расчете на условную единицу электросетевого оборудования: – по «цифровизированным» объектам электросетевого хозяйства; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	
	Средняя длительность аварийного простоя единицы установленной мощности генерирующих объектов: – по «цифровизированным» генерирующим объектам; – в целом по генерации	2	3	
	Средняя длительность аварийного простоя условной единицы электросетевого оборудования: – по «цифровизированным» объектам сетевого хозяйства; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	

³ Средние показатели по группе «цифровизированных» объектов сравниваются со средними показателями этих же объектов в базовом году.

Продолжение таблицы 3.2

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Снижение аварийности в электроэнергетике	Среднее число аварий в системах централизованного теплоснабжения (СЦТС): – по «цифровизированным» СЦТС; – в целом по статистически наблюдаемым СЦТС	2	2	В настоящее время статистика аварийности в теплосетях отсутствует. Целесообразно обеспечить сбор соответствующих статистических данных, как минимум, по теплоснабжающим организациям (ТО) крупных городов (с населением 500 тыс. чел. и выше).
	Средняя длительность устранения аварий в СЦТС: – по «цифровизированным» СЦТС; – в целом по статистически наблюдаемым СЦТС	2	2	
Снижение производственного травматизма и смертности	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на единицу установленной мощности: – по «цифровизированным» генерирующим объектам; – в целом по генерации	2	3	Термины «несчастный случай на производстве», «пострадавший», а также порядок расчета коэффициентов травматизма определены Минэнерго РФ: https://minenergo.gov.ru/system/download/6218/66019 Минэнерго публикует показатели травматизма и смертности в расчете на 1000 человек производственного персонала. Кроме того, еще одним распространенным индикатором травматизма и смертности является lost time injury frequency rate (LTIFR), измеряемый в расчете на 1 млн отработанных человеко-часов. Преимуществом предлагаемого в таблице индикатора является более полный учет эффекта цифровизации (т.к. снижение травматизма будет достигаться за счет двух факторов цифровизации – 1) снижение нормативной численности персонала на один энергообъект, 2) повышение безопасности работы (диагностики, ремонта) самих объектов).
	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на условную единицу электросетевого оборудования: – по «цифровизированным» объектам сетевого хозяйства; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на единицу установленной мощности: – по «цифровизированным» генерирующим объектам; – в целом по генерации	2	3	
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на условную единицу электросетевого оборудования: – по «цифровизированным» объектам сетевого хозяйства; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	
Эффективное импортозамещение	Доля импорта в суммарном объеме закупок предприятиями электроэнергетики следующих видов технологического оборудования: – САУ и АСУ ТП, – систем РЗА, – средств связи.	3	4	Статистические индикаторы в номенклатуре Приказа Минпромторга РФ № 653, целевые значения утверждаются Минпромторгом РФ.

Продолжение таблицы 3.2

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение качества электроэнергии и тепла	Время работы ЕЭС России с нормативной частотой тока (50±0,05) Гц, минут за календарный год	1	4	Индикатор на регулярной основе отслеживается технологическим оператором ЕЭС России (АО «СО ЕЭС»)
	Количество случаев недопустимого отклонения температуры/давления в СЦТС от номинальных значений (в расчете на одну статистически наблюдаемую СЦТС): – по «цифровизированным» СЦТС; – в целом по статистически наблюдаемым СЦТС.	2	2	В настоящее время статистика отсутствует. Необходимо обеспечить сбор соответствующих статистических данных, как минимум, по ТО крупных городов (с населением 500 тыс. чел. и выше). Необходимо выполнить дополнительное обоснование по величине максимально допустимого отклонения (условно принято 10 %).
Повышение доступности электроэнергии для новых потребителей	Сокращение предельных максимальных сроков технологического присоединения потребителей (с присоединяемой мощностью до 150 кВт, от 150 до 670 кВт, свыше 670 кВт) к электрическим сетям, достигаемое за счет применения цифровых технологий проектирования	2	4	Сокращение предельных сроков техприсоединения является одной из приоритетных целей Стратегии инновационного развития ПАО «Россети». Необходимо дополнительно учитывать сокращение этих сроков за счет использования цифровых технологий проектирования. В перспективе желательно перейти к мониторингу аналогичного индикатора по всему электросетевому хозяйству России (включая независимые ТСО).
	Изменение стоимости оказания услуг по техприсоединению, достигаемое за счет применения цифровых технологий проектирования (в расчете на единицу присоединяемой мощности)	2	1	Индикатор требует экспертной оценки величины снижения экономически обоснованных затрат ПАО «Россети» на техприсоединение, достигаемого за счет использования цифровых технологий. В перспективе желательно осуществить переход к оценке общепромышленного индикатора, включая данные по независимым ТСО.
Сокращение уровня вредных выбросов при производстве электроэнергии и тепла	Удельная величина выбросов (по группам загрязняющих веществ) на единицу отпущенной электроэнергии: – на «цифровизированных» генерирующих объектах ТЭС; – в целом по генерирующим объектам ТЭС	2	3	Индикаторы экологичности ТЭС предлагается рассчитывать на основе отчетных показателей объема выбросов загрязняющих веществ (по категориям) и отпуска электроэнергии, агрегируемых в рамках системы мониторинга ГИС ТЭК.
	Удельная величина выбросов (по группам загрязняющих веществ) на единицу отпущенного тепла: – на «цифровизированных» котельных; – в целом по статистически наблюдаемым котельным.	2	2	Централизованная статистика индикаторов экологичности котельных в настоящее время не ведется. Целесообразно обеспечить их статистический учет, как минимум, по теплоснабжающим организациям (ТО) крупных городов (с населением 500 тыс. чел. и выше).

Продолжение таблицы 3.2

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реальность	Комментарий
Сокращение уровня вредных выбросов при производстве электроэнергии и тепла	Удельная величина экологических платежей (включая плату за углерод – при ее введении), приходящаяся на единицу отпущенной электроэнергии: – по «цифровизированным» генерирующим объектам ТЭС; – в целом по тепловой генерации	2	3	Расчетный индикатор, определяется как произведение удельной величины выбросов ТЭС/котельных по группам загрязняющих веществ (производственные индикаторы – см. выше), объемов отпуска электроэнергии / тепла и средней отраслевой ставки штрафов за нормативные и сверхнормативные выбросы.
	Удельная величина экологических платежей (включая плату за углерод – при ее введении), приходящаяся на единицу отпущенной тепловой энергии: – по «цифровизированным» котельным; – в целом по котельным, статистически охваченным на момент мониторинга	2	2	Данные по удельным выбросам «цифровизированных» объектов ТЭС – внутренняя корпоративная отчетность субъектов электроэнергетики (по запросу Минэнерго России). Для расчета индикатора по котельным требуется формирование соответствующей статистической базы, с выделением показателей «цифровизированных» котельных.
Повышение экономической эффективности производственных процессов в электроэнергетике	Удельный расход топлива на единицу отпущенной электроэнергии ТЭС: – на «цифровизированных» генерирующих объектах ТЭС; – в целом по тепловой генерации	2	3	Индикатор топливной эффективности ТЭС предлагается рассчитывать на основе отчетных показателей расхода условного топлива и отпуска электроэнергии, агрегируемых в рамках ГИС ТЭК.
	Соотношение темпов изменения среднегодовых удельных топливных затрат генерирующих объектов ТЭС к темпам изменения конкурентной цены электроэнергии на оптовом рынке (РСВ): – по «цифровизированным» генерирующим объектам ТЭС; – в целом по тепловой генерации	2	3	Расчетный индикатор. Исходные данные из ГИС ТЭК, публичной и внутренней (в части топливных затрат цифровизированных энергоблоков) отчетности генерирующих компаний, Совета рынка, Администратора торговой системы.
	Удельный расход топлива на единицу отпущенной тепловой энергии: – на «цифровизированных» котельных; – в целом по статистически наблюдаемым котельным.	2	3	Индикатор топливной эффективности котельных предлагается рассчитывать на основе отчетных данных Росстата об объеме расхода топлива и отпуска тепла котельными.
	Удельная величина потерь электроэнергии в электрических сетях, в процентах от объемов электроэнергии, поступивших в сеть: – по «цифровизированным» объектам электросетевого хозяйства; – в целом по электросетевому хозяйству	2	3	Мониторинг индикатора ведется в рамках корпоративной отчетности ПАО «Россети» и крупных независимых сетевых организаций. В перспективе необходимо перейти к мониторингу аналогичного индикатора по всему электросетевому хозяйству России (включая независимые ТСО).

Для нефтегазового сектора при оценке результатов цифровой трансформации может учитываться ее вклад в решение следующих стратегических задач:

Во-первых, в рамках достижения цели по обеспечению энергетической безопасности и повышению надежности энергоснабжения целесообразно поставить перед цифровой трансформацией нефтегазового комплекса следующие задачи:

- обеспечить бесперебойность и стабильность поставок энергоресурсов (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: проведение внутритрубной дефектоскопии и организация систем дистанционного контроля герметичности трубопроводов с применением роботов и дронов, что позволит заблаговременно выявить аварийное и предаварийное состояние нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и газопроводов и организовать своевременный ремонт и перенаправление транспортных потоков в обход проблемных мест);

- обеспечить снижение травматизма и смертности на объектах нефтегазового комплекса (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: применение систем предиктивной аналитики, телеметрии, роботизации опасных производственных процессов);

- обеспечить эффективное импортозамещение технологий, программного обеспечения и услуг, связанных с цифровыми технологиям по всем переделам российской нефтегазового комплекса (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: создание и внедрение собственных цифровых технологий, программного обеспечения и т. д.).

Во-вторых, для достижения цели по улучшению качества поставляемой на внутренний и внешний рынки продукции необходимо решить задачи по:

- повышению качества поставляемых на внутренний рынок моторных топлив (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: организация цифровых систем контроля качества «от скважины до колонки», создание телеметрических систем контроля качества непосредственно «на колонке»);

- поддержанию качества нефтяного сырья в системе трубопроводов (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: внедрение блокчейн-систем контроля качества и лабораторных паспортов подаваемого сырья, а также создание телеметрических систем контроля качества на линейных объектах системы магистрального транспорта нефти);

- поддержанию качества газа и необходимого давления в системе газопроводов посредством применения цифровых технологий (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: использование телеметрических систем контроля качества на линейных объектах системы магистрального транспорта газа).

В-третьих, в рамках реализации цели по снижению потенциального уровня вредных выбросов от объектов нефтегазового комплекса необходимо решить задачи по:

- сокращению выбросов при авариях, утечках, разливах (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: сокращение числа аварий достигается за счет внедрения систем цифрового контроля над деятельностью объектов нефтегазового комплекса, снижение выбросов непосредственно в момент аварии производится за счет автоматизации срабатывания запорных механизмов и арматуры, внедрения дистанционных систем оповещения об авариях);

- сокращению выбросов на производстве (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: внедрение систем управления горением и передачей тепла и энергии внутри промыслов и нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), что позволит снизить объемы сжигания, использования газа и нефтепродуктов на собственные нужды).

В-четвертых, в рамках достижения целей по поддержанию приемлемого уровня цен на внутреннем рынке, по обеспечению роста капитализации отечественных компаний и по обеспечению экономически обоснованной конкурентоспособности на внешних рынках целесообразно поставить следующие задачи:

- сдерживание затрат при производстве нефти и газа за счет сокращения затрат на объектах, оснащенных цифровыми решениями (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: цифровые решения по замене человеческого труда машинным, приводящие к сокращению численности персонала, как следствие – к сокращению затрат на оплату труда; предиктивная аналитика, позволяющая снизить затраты на внеплановый ремонт и время простоя оборудования; «цифровые двойники», позволяющие виртуально отыгрывать возможные ошибки и внештатные ситуации, не допуская их на реальных объектах);

- сдерживание затрат при транспортировке нефти и газа за счет сокращения затрат на объектах, оснащенных цифровыми решениями (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: применение систем телеметрии в сочетании с предиктивной аналитикой для сокращения числа аварий на объектах магистрального транспорта, организация «цифровых двойников» трубопроводов, внедрение автоматизированных рабочих мест (АРМ) в целях оптимизации численности персонала и повышения производительности труда);

- сдерживание затрат при переработке нефти и газа за счет сокращения затрат на объектах, оснащенных цифровыми решениями (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: организация цифровых систем внутризаводской логистики в целях снижения топливных затрат на собственные нужды, систем управления качеством

отгружаемых нефтепродуктов в целях снижения потерь от брака, применение АРМ в целях оптимизации затрат на оплату труда);

- сдерживание затрат при распределении и сбыте нефти, газа, нефтепродуктов за счет сокращения затрат на объектах, оснащенных цифровыми решениями (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: применение «безлюдных» технологий при организации сбыта, использование компьютерного моделирования и блокчейн-платформ для организации логистики поставок, роботизация складских операций).

В-пятых, в рамках реализации цели по обеспечению роста капитализации отечественных компаний целесообразным видится решение задачи по повышению прозрачности и управляемости нефтегазовых компаний (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: применение цифровых технологий в области цифровизации производственных процессов и расширения информационных сервисов, отражающих деятельность компаний).

В-шестых, в рамках реализации цели по обеспечению эффективного и рационального использования природных ресурсов перед ЦТ нефтегазового комплекса стоят задачи по:

- эффективному восполнению минерально-сырьевой базы в соответствии с потребностями рынка (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: применение передовых цифровых технологий, основанных на моделировании месторождений и аналитике на основе BigData, включая пластовое и бассейновое моделирование);

- повышению эффективности разработки месторождений (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: достигается за счет применения цифровых двойников, в том числе проектов «цифрового месторождения», «умной скважины», «цифровое бурение» и др.).

В-седьмых, в рамках цели по повышению эффективности использования энергии перед процессами цифровой трансформации также формируется целый ряд задач, который, с точки зрения компетенций выходит за пределы нефтегазового комплекса и для удобства восприятия в настоящем перечне представляется в агрегированном виде:

- по обеспечению сокращения расходов энергии потребителями в секторах конечного потребления (в транспорте, промышленности, коммунально-бытовом секторе и др.);

- по обеспечению сокращения расходов энергии в секторе тепло и электроэнергетика.

В-восьмых, для достижения цели по обеспечению доходов государственного бюджета (помимо указанных выше задач по обеспечению эффективного

недропользования и сокращения производственных затрат) перед цифровой трансформацией стоит задача по интеграции компаний и государственных органов в единые цифровые цепочки, подразумевающие подключение ключевых компаний нефтегазового комплекса к системам мониторинга налогового, статистического, ценового антимонопольного учета.

В-девятых, для реализации цели по развитию производственной деятельности отечественных компаний на внешних рынках целесообразно в процессе цифровой трансформации решить задачи по:

- интеграции российских компаний в контуры внешнего цифрового пространства и архитектуры (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: электронные торговые площадки, блокчейн-поставки и др.);
- развитию производственной деятельности отечественных компаний на внешних рынках (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: создание отечественных конкурентоспособных цифровых технологий и услуг);
- активизации НТП в области цифровизации (инструменты решения задачи с помощью цифровизации: финансирования НИР и НИОКР в области цифровых технологий).

Кроме того, целесообразным видится поставить перед нефтегазовым комплексом задачи по подготовке высококвалифицированных кадров для цифровой трансформации нефтегазового комплекса, обеспечить развитие научных школ для подготовки кадров. Без этого использование многих из обозначенных инструментов может быть не полноценным.

Очевидно, что большинство перечисленных выше целей и задач совпадают для обеих отраслей нефтегазового комплекса – газовой и нефтяной.

Как и для электроэнергетики, индикаторы для нефтегазового комплекса должны быть статистически измеряемыми, а также, по возможности, быть «парными» (где один из показателей охватывает только «цифровизированные» объекты определенного типа – месторождения, трубопроводы и т. д., а другой – все отраслевые объекты данного типа). Такой подход позволяет явно выделить эффекты непосредственно самой цифровизации, хотя, в любом случае, на показатели «цифровизированных» объектов будут в определенной мере влиять и внешние факторы.

Сводная характеристика предлагаемых индикаторов результатов ЦТ в газовой отрасли в привязке к перечисленным выше стратегическим задачам, представлена в таблице 3.3, а характеристика индикаторов для нефтяной отрасли – в таблице 3.4.

Таблица 3.3 – Перечень индикаторов для оценки производственных и экономических результатов цифровой трансформации (ЦТ) в газовой отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Обеспечение бесперебойности и стабильности поставок газа и газопродуктов	Среднее число аварий в расчете на один объект газодобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газодобычи	2	3	Статистика аварийности в настоящее время ведется как по отдельным газовым компаниям, так и по отрасли в целом. Предлагается ввести статистический учет аналогичных показателей для совокупности «цифровизированных» объектов, что позволит более полно отразить вклад ЦТ в снижение аварийности в газовой отрасли.
	Среднее число аварий в расчете на один объект газопереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопереработки	2	3	
	Среднее число аварий в расчете на один объект газопроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопроводного транспорта	2	3	
Снижение производственного травматизма и смертности	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газодобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газодобычи	2	3	Термины «несчастный случай на производстве», «пострадавший», а также порядок расчета коэффициентов травматизма определены Минэнерго РФ: https://minenergo.gov.ru/system/download/6218/66019
	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газопереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопереработки	2	3	Минэнерго публикует показатели травматизма и смертности в расчете на 1000 человек производственного персонала. Другим широко распространенным индикатором травматизма и смертности является lost time injury frequency rate (LTIFR), измеряемый в расчете на 1 млн отработанных человеко-часов.
	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газопроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопроводного транспорта	2	3	Преимуществом предлагаемого в таблице индикатора является более полный учет эффекта цифровизации (т.к. снижение травматизма будет достигаться за счет двух факторов цифровизации – 1) снижение нормативной численности персонала на один энергообъект, 2) повышение безопасности работы (диагностики, ремонта) самих объектов).
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газодобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газодобычи	2	3	

Продолжение таблицы 3.3

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Снижение производственного травматизма и смертности	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газопереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопереработки	2	3	
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект газопроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопроводного транспорта	2	3	
Эффективное импортозамещение	Доля импорта в процентах от суммарного объема закупок предприятиями газовой отрасли: – программно-технических комплексов на основе базовых комплектов модулей для АСУ взрывоопасных производств с жесткими условиями эксплуатации (газо-, газо- и угледобыча, производство взрывчатых веществ) – контрольно-измерительных приборов – датчиков по определению концентрации взрывоопасных газов – комплексов оборудования для наклонно направленного и горизонтального бурения скважин (роторные управляемые системы, приборы телеметрии со скоростью передачи данных свыше 3 бит/с, геофизического каротажа в процессе бурения) – автоматизированного бурового оборудования и интеллектуальных систем с его применением – оборудования и технологий строительства многоствольных скважин TAML 3 – 5 – программных средств для интерпретации сейсморазведки и построения моделей геологических разрезов, геологического, гидродинамического, геомеханического моделирования, для подготовки и сопровождения процедуры бурения скважин; – геоинформационных систем (программное обеспечение для визуализации производственной информации, проектирования инфраструктуры, недропользования)	3	4	Индикаторы соответствуют номенклатуре продукции, указанной в «Плане мероприятий по импортозамещению в радиоэлектронной промышленности Российской Федерации, утвержденном приказом Минпромторга России от 31 марта 2015 г. № 662 и «Плане мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации».

Продолжение таблицы 3.3

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение качества продукции	Объем газа, соответствующий актуальным требованиям к качеству, % от суммарного годового объема добычи	1	4	
Сокращение выбросов вредных веществ от объектов газовой отрасли при авариях, утечках, разливах	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект газодобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газодобычи	2	3	Россия регулярно подает в ООН отчетность по выбросам парниковых газов. Крупнейшие компании газовой отрасли ведут подобную статистику, в том числе, выделяются выбросы от утечек. Целесообразно распространить сбор этих статистических данных на всю отрасль, выделяя при этом в отдельную группу выбросы на «цифровизированных» объектах.
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект газопереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопереработки	2	3	
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект газопроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопроводного транспорта	2	3	
	Объем штрафов, выплачиваемых нефтегазовыми компаниями за причинение экологического вреда в результате аварий на производстве: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по газовой отрасли	2	3	Суммарный объем платежей публикуется крупными ВИНК в корпоративной отчетности, целесообразно расширить эту практику на все отраслевые компании. Сумма платежей по «цифровизированным» объектам определяется расчетно - как произведение удельной величины выбросов по объектам и средней ставки платы за выбросы, действующей на момент мониторинга показателя.

Продолжение таблицы 3.3

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Сокращение уровня вредных выбросов от технологических операций	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от производственных операций в расчете на единицу добытой газа: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газодобычи	2	3	Россия регулярно подает в ООН отчетность по выбросам парниковых газов. Крупнейшие компании газовой отрасли ведут подобную статистику, в том числе выделяются выбросы, эмитируемые в производственной деятельности. Целесообразно распространить сбор этих статистических данных на всю отрасль, выделяя в отдельную группу выбросы на «цифровизированных» объектах.
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от производственных операций в расчете на один единицу переработанного объема газа: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопереработки	2	3	
	Плата нефтегазовых компаний за негативное воздействие на окружающую среду в результате технологических процессов: – по «цифровизированным» объектам – в среднем по газовой отрасли	2	3	Суммарный объем платежей публикуется крупными ВИНК в корпоративной отчетности, целесообразно расширить эту практику на все отраслевые компании. Сумма платежей по «цифровизированным» объектам определяется расчетно - как произведение удельной величины выбросов по объектам и средней ставки платы за выбросы, действующей на момент мониторинга показателя.
Повышение экономической эффективности производственных процессов в газовой отрасли	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов газодобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газодобычи	2	3	Расходы газа на собственные нужды учитываются по отдельным газогазодобывающим управлениям, целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов газопереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопереработки	2	3	Расходы газа на собственные нужды учитываются газоперерабатывающими предприятиями, целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов газопроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопроводного транспорта	2	3	Индикатор рассчитывается в целом по компании ПАО «Газпром», целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Технологические потери при транспортировке газа по газопроводам, в % от суммарного годового объема газа, поступившей в газопроводы: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам газопроводного транспорта	2	3	Индикатор регулярно публикуется в рамках корпоративной отчетности ПАО «Газпром», целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов

Продолжение таблицы 3.3

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение экономической эффективности производственных процессов в газовой отрасли	Удельная величина затрат на персонал, отнесенная на единицу добытого объема газа: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газодобычи	1	3	Корпоративная отчетность энергокомпаний содержит подобные показатели операционных расходов, однако они, во-первых, являются предметом коммерческой тайны, а во-вторых, весьма спорны как измерители эффекта непосредственно от цифровизации. Действительно, все эти виды затрат испытывают перекрестное воздействие множества факторов: структуры добычных активов и активов компании по прочим переделам, курсов национальной валюты, цен поставщиков материалов и оборудования и множества других среди которых выделить роль непосредственно цифровых решений, исходя из статистики представляется невозможным. Предлагается оценивать общий экономический эффект цифровизации для отдельных компаний и отрасли в целом путем экономико-математического моделирования с использованием прогнозных технико-экономических показателей цифровых технологий.
	Удельная величина затрат на персонал, отнесенная на единицу переработанного объема газа: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопереработки	1	3	
	Удельная величина затрат на ремонт оборудования, отнесенная на единицу добытого объема газа: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газодобычи	1	3	
	Удельная величина затрат на ремонт оборудования, отнесенная на единицу переработанного объема газа: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам газопереработки	1	3	
Повышение прозрачности и управляемости компаний ТЭК за счет цифровизации	Число нефтегазовых компаний, осуществляющих организационные и маркетинговые бизнес-процессы с использованием цифровых технологий	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования нефтегазовых компаний.
	Удельная величина коммерческих и управленческих расходов в расчете на единицу производимой продукции: – в среднем по нефтегазовым компаниям, массово использующим «сквозные» цифровые технологии; – в среднем по нефтегазовым компаниям, включенным в систему ГИС ТЭК.	2	3	Расчетный индикатор. Источник данных – внутренняя отчетность нефтегазовых компаний (по запросу Минэнерго).
Восполнение минерально-сырьевой базы	Прирост запасов газа, обеспечиваемый за счет применения цифровых технологий	3	3	Статистика по приросту запасов регулярно публикуется по всем лицензионным участкам. Для расчета индикатора требуется дополнительно выделять те объемы приращения запасов, которые удалось обеспечить за счет использования цифровых решений.
	Прирост запасов газа категорий ABC1 в стоимостном выражении, обеспечиваемый за счет применения цифровых технологий	3	3	Расчетный индикатор, определяется как произведение объемов приращенных за счет цифровых технологий запасов на их рыночную стоимость в базовом году.

Продолжение таблицы 3.3

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Интеграция компаний и госорганов в единые цифровые цепочки	Число компаний газовой отрасли, подключенных к системам мониторинга налоговыми органами, органами статистического учета, антимонопольными органами и др.	3	4	Крупнейшие российские компании уже подключены к электронным системам налогообложения, что позволяет повысить прозрачность и собираемость налогов. Рекомендуется в дальнейшем расширить подобную практику, ежегодно отслеживая число компаний газовой отрасли, подключившихся к цифровым платформам. Индикатор должен определяться Минкомсвязи России или на основе данные ФОИВ, осуществляющих эксплуатацию соответствующих платформенных решений
	Доля налогов, поступивших от нефтегазовых компаний, подключенных к системам цифрового налогового мониторинга, в общем объеме налога, поступивших в консолидированный бюджет от газовых компаний, %	3	3	Индикатор позволяет отображать не только общий процент компаний, подключенных к цифровым системам, но и контролировать, чтобы все ключевые участники отрасли были к этим системам подключены.
Создание отечественных конкурентоспособных технологий (оборудования и услуг)	Выручка от экспорта оборудования и (или) программного обеспечения, связанного с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	Статистические индикаторы, определяются по данным Росстата.
	Выручка от экспорта услуг, связанных с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	
Активизация НТП в области цифровизации	Доля компаний газовой отрасли, осуществляющих технологические инновации, в общем числе обследованных организаций, проценты	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний или по данным Росстата
	Объем затрат на НИОКР по цифровым технологиям нефтегазовых компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней корпоративной отчетностью нефтегазовых компаний
Создание и развитие научных школ для подготовки кадров	Доля программ обучения/курсов/для подготовки специалистов в областях цифровизации (в процентах от существующих)	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний
	Отношение затрат на обучение персонала цифровым технологиям к годовому фонду заработной платы нефтегазовых компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней корпоративной отчетностью нефтегазовых компаний

Таблица 3.4 – Перечень индикаторов для оценки производственных и экономических результатов цифровой трансформации (ЦТ) в нефтяной отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Обеспечение бесперебойности и стабильности поставок нефти и нефтепродуктов	Среднее число аварий в расчете на один объект нефтедобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтедобычи	2	3	Статистика аварийности в настоящее время ведется как по отдельным нефтяным компаниям, так и по отрасли в целом. Предлагается ввести статистический учет аналогичных показателей для совокупности «цифровизированных» объектов, что позволит более полно отразить вклад ЦТ в снижение аварийности в нефтяной отрасли.
	Среднее число аварий в расчете на один объект нефтепереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепереработки	2	3	
	Среднее число аварий в расчете на один объект нефтепроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	
Снижение производственного травматизма и смертности	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтедобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтедобычи	2	3	Термины «несчастный случай на производстве», «пострадавший», а также порядок расчета коэффициентов травматизма определены Минэнерго РФ: https://minenergo.gov.ru/system/download/6218/66019
	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтепереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепереработки	2	3	Минэнерго публикует показатели травматизма и смертности в расчете на 1000 человек производственного персонала. Другим широко распространенным индикатором травматизма и смертности является lost time injury frequency rate (LTIFR), измеряемый в расчете на 1 млн отработанных человеко-часов.
	Среднее число работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтепроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	Преимуществом предлагаемого в таблице индикатора является более полный учет эффекта цифровизации (т.к. снижение травматизма будет достигаться за счет двух факторов цифровизации – 1) снижение нормативной численности персонала на один энергообъект, 2) повышение безопасности работы (диагностики, ремонта) самих объектов).
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтедобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтедобычи	2	3	

Продолжение таблицы 3.4

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Снижение производственного травматизма и смертности	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтепереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепереработки	2	3	
	Среднее число работников, погибших в результате несчастных случаев на производстве, в расчете на один объект нефтепроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	
Эффективное импортозамещение	Доля импорта в процентах от суммарного объема закупок предприятиями нефтяной отрасли: – программно-технических комплексов на основе базовых комплектов модулей для АСУ взрывоопасных производств с жесткими условиями эксплуатации (газо-, нефте- и угледобыча, производство взрывчатых веществ) – контрольно-измерительных приборов – датчиков по определению концентрации взрывоопасных газов – комплексов оборудования для наклонно направленного и горизонтального бурения скважин (роторные управляемые системы, приборы телеметрии со скоростью передачи данных свыше 3 бит/с, геофизического каротажа в процессе бурения) – автоматизированного бурового оборудования и интеллектуальных систем с его применением – оборудования и технологий строительства многоствольных скважин TAML 3 – 5 – программных средств для интерпретации сейсморазведки и построения моделей геологических разрезов, геологического, гидродинамического, геомеханического моделирования, для подготовки и сопровождения процедуры бурения скважин; – геоинформационных систем (программное обеспечение для визуализации производственной информации, проектирования инфраструктуры, недропользования)	3	4	Индикаторы соответствуют номенклатуре продукции, указанной в «Плане мероприятий по импортозамещению в радиоэлектронной промышленности Российской Федерации, утвержденном приказом Минпромторга России от 31 марта 2015 г. № 662 и «Плане мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации».

Продолжение таблицы 3.4

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объект ивность	Реалист ичность	Комментарий
Повышение качества продукции	Объем нефтепродуктов, реализуемый на внутреннем рынке, соответствующий актуальным требованиям к качеству нефтепродуктов, % от суммарного годового объема поставки на внутренний рынок	1	4	Для оценки качества нефтепродуктов можно использовать Единую государственную информационную систему (ЕГАИС), предложенную Росстандартом.
Сокращение выбросов вредных веществ от объектов нефтяной отрасли при авариях, утечках, разливах	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект нефтедобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтедобычи	2	3	Россия регулярно подает в ООН отчетность по выбросам парниковых газов. Крупнейшие компании нефтяной отрасли ведут подобную статистику, в том числе, выделяются выбросы от утечек. Целесообразно распространить сбор этих статистических данных на всю отрасль, выделяя при этом в отдельную группу выбросы на «цифровизированных» объектах.
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект нефтепереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепереработки	2	3	
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от аварий, утечек, разливов в расчете на один объект нефтепроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	
	Объем штрафов, выплачиваемых нефтегазовыми компаниями за причинение экологического вреда в результате аварий на производстве: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по нефтяной отрасли	2	3	Суммарный объем платежей публикуется крупными ВИНК в корпоративной отчетности, целесообразно расширить эту практику на все отраслевые компании. Сумма платежей по «цифровизированным» объектам определяется расчетно - как произведение удельной величины выбросов по объектам и средней ставки платы за выбросы, действующей на момент мониторинга показателя.

Продолжение таблицы 3.4

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Сокращение уровня вредных выбросов от технологических операций	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от производственных операций в расчете на единицу добытой нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтедобычи	2	3	Россия регулярно подает в ООН отчетность по выбросам парниковых газов. Крупнейшие компании нефтяной отрасли ведут подобную статистику, в том числе выделяются выбросы, эмитируемые в производственной деятельности. Целесообразно распространить сбор этих статистических данных на всю отрасль, выделяя в отдельную группу выбросы на «цифровизированных» объектах.
	Удельная величина выбросов загрязняющих веществ от производственных операций в расчете на один единицу переработанного объема нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепереработки	2	3	
	Плата нефтегазовых компаний за негативное воздействие на окружающую среду в результате технологических процессов: – по «цифровизированным» объектам – в среднем по нефтяной отрасли	2	3	Суммарный объем платежей публикуется крупными ВИНК в корпоративной отчетности, целесообразно расширить эту практику на все отраслевые компании. Сумма платежей по «цифровизированным» объектам определяется расчетно - как произведение удельной величины выбросов по объектам и средней ставки платы за выбросы, действующей на момент мониторинга показателя.
Повышение экономической эффективности производственных процессов в нефтяной отрасли	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов нефтедобычи: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтедобычи	2	3	Расходы ТЭР на собственные нужды учитываются по отдельным нефтегазодобывающим управлениям, целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов нефтепереработки: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепереработки	2	3	Расходы газа на собственные нужды учитываются нефтеперерабатывающими предприятиями, целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Удельные объемы расходования ТЭР на собственные нужды объектов нефтепроводного транспорта: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	Индикатор рассчитывается в целом по компании ПАО «АК Транснефть», целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов
	Технологические потери при транспортировке нефти по нефтепроводам, в % от суммарного годового объема нефти, поступившей в нефтепроводы: – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по объектам нефтепроводного транспорта	2	3	Индикатор регулярно публикуется в рамках корпоративной отчетности ПАО «АК Транснефть», целесообразно выделить в отдельную группу показатели «цифровизированных» объектов

Продолжение таблицы 3.4

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение экономической эффективности производственных процессов в нефтяной отрасли	Удельная величина затрат на персонал, отнесенная на единицу добытого объема нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтедобычи	1	3	Корпоративная отчетность энергокомпаний содержит подобные показатели операционных расходов, однако они, во-первых, являются предметом коммерческой тайны, а во-вторых, весьма спорны как измерители эффекта непосредственно от цифровизации. Действительно, все эти виды затрат испытывают перекрестное воздействие множества факторов: структуры добычных активов и активов компании по прочим переделам, курсов национальной валюты, цен поставщиков материалов и оборудования и множества других среди которых выделить роль непосредственно цифровых решений, исходя из статистики представляется невозможным. Предлагается оценивать общий экономический эффект цифровизации для отдельных компаний и отрасли в целом путем экономико-математического моделирования с использованием прогнозных технико-экономических показателей цифровых технологий.
	Удельная величина затрат на персонал, отнесенная на единицу переработанного объема нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепереработки	1	3	
	Удельная величина затрат на ремонт оборудования, отнесенная на единицу добытого объема нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтедобычи	1	3	
	Удельная величина затрат на ремонт оборудования, отнесенная на единицу переработанного объема нефти: – по «цифровизированным» объектам; – в целом по объектам нефтепереработки	1	3	
Повышение прозрачности и управляемости компаний ТЭК за счет цифровизации	Число нефтегазовых компаний, осуществляющих организационные и маркетинговые бизнес-процессы с использованием цифровых технологий	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования нефтегазовых компаний.
	Удельная величина коммерческих и управленческих расходов в расчете на единицу производимой продукции: – в среднем по нефтегазовым компаниям, массово использующим «сквозные» цифровые технологии; – в среднем по нефтегазовым компаниям, включенным в систему ГИС ТЭК.	2	3	Расчетный индикатор. Источник данных – внутренняя отчетность нефтегазовых компаний (по запросу Минэнерго).
Восполнение минерально-сырьевой базы	Прирост запасов нефти, обеспечиваемый за счет применения цифровых технологий	3	3	Статистика по приросту запасов регулярно публикуется по всем лицензионным участкам. Для расчета индикатора требуется дополнительно выделять те объемы приращения запасов, которые удалось обеспечить за счет использования цифровых решений.
	Прирост запасов нефти категорий ABC1 в стоимостном выражении, обеспечиваемый за счет применения цифровых технологий	3	3	Расчетный индикатор, определяется как произведение объемов приращенных за счет цифровых технологий запасов на их рыночную стоимость в базовом году.

Продолжение таблицы 3.4

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объект ивность	Реалист ичность	Комментарий
Интеграция компаний и госорганов в единые цифровые цепочки	Число компаний нефтяной отрасли, подключенных к системам мониторинга налоговыми органами, органами статистического учета, антимонопольными органами и др.	3	4	Крупнейшие российские ВИНК уже подключены к электронным системам налогообложения, что позволяет повысить прозрачность и собираемость налогов. Рекомендуется в дальнейшем расширить подобную практику, ежегодно отслеживая число компаний нефтяной отрасли, подключившихся к цифровым платформам Индикатор должен определяться Минкомсвязи России или на основе данные ФОИВ, осуществляющих эксплуатацию соответствующих платформенных решений
	Доля налогов, поступивших от нефтегазовых компаний, подключенных к системам цифрового налогового мониторинга, в общем объеме налога, поступивших в консолидированный бюджет от газовых компаний, %	3	3	Индикатор позволяет отображать не только общий процент компаний, подключенных к цифровым системам, но и контролировать, чтобы все ключевые участники отрасли были к этим системам подключены.
Создание отечественных конкурентоспособных технологий (оборудования и услуг)	Выручка от экспорта оборудования и (или) программного обеспечения, связанного с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	Статистические индикаторы, определяются по данным Росстата.
	Выручка от экспорта услуг, связанных с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	
Активизация НТП в области цифровизации	Доля компаний нефтяной отрасли, осуществляющих технологические инновации, в общем числе обследованных организаций, проценты	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний или по данным Росстата
	Объем затрат на НИОКР по цифровым технологиям нефтегазовых компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней корпоративной отчетностью нефтегазовых компаний
Создание и развитие научных школ для подготовки кадров	Доля программ обучения/курсов/для подготовки специалистов в областях цифровизации (в процентах от существующих)	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний
	Отношение затрат на обучение персонала цифровым технологиям к годовому фонду заработной платы нефтегазовых компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней корпоративной отчетностью нефтегазовых компаний

Для угольной отрасли оценка результатов цифровой трансформации может охватывать ее вклад в решение следующих стратегических задач:

- снижение уровня аварийности на добывающих объектах угольной отрасли;
- снижение уровня профессиональных заболеваний, производственного травматизма и смертности на предприятиях угольной отрасли;
- эффективное импортозамещение оборудования, программного обеспечения и услуг, связанных с цифровыми технологиями в угольной отрасли;
- сокращение уровня вредных выбросов при добыче и обогащении/переработке угля;
- повышение экономической эффективности производственных процессов в угольной отрасли;
- повышение прозрачности и управляемости деятельности компаний угольной отрасли;
- интеграция компаний и государственных органов в единые цифровые цепочки;
- повышение конкурентоспособности отечественных цифровых технологий (оборудования и услуг) и активизация НТП в области ЦТ угольной отрасли;
- создание и развитие научных школ и образовательных центров для создания отечественных цифровых технологий и подготовки кадров в угольной отрасли.

Так же, как и в других отраслях ТЭК, перечисленные задачи цифровой трансформации будут решаться в рамках общей задачи модернизации и развития угольной отрасли. В связи с этим, значения рассматриваемых далее индикаторов отраслевых производственных и экономических результатов будут испытывать перекрестное влияние со стороны не только внедряемых цифровых технологий, но и от модернизации основного и вспомогательного оборудования. Важным следствием ЦТ угольной отрасли является создание возможностей для широкого применения роботизированных комплексов в добыче и других инновационных методов, опирающихся на цифровые модели шахт и разрезов, интегрированных систем управления добычными работами и процессами углерепереработки.

Сводная характеристика предлагаемых индикаторов результатов ЦТ в угольной отрасли в привязке к перечисленным выше стратегическим задачам, представлена в таблице

3.5.

Таблица 3.5 – Перечень индикаторов, предлагаемых для оценки производственных и экономических результатов цифровой трансформации (ЦТ) в угольной отрасли (составлено ИНЭИ РАН)

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Эффективное импортозамещение	Доля импорта в суммарном объеме закупок предприятиями угольной отрасли цифрового оборудования: <ul style="list-style-type: none"> – для открытой добычи угля; – для подземной добычи угля; – для обогащения/переработки 	3	2	Возможно более детальное рассмотрение данных классов оборудования в соответствии с номенклатурой, приведенной в Плане мероприятий по импортозамещению в отрасли тяжелого машиностроения (приказ Минпромторга РФ № 2646 от 22 июля 2019 г.).
Снижение аварийности	Среднее число аварий в расчете на 1 добывающий объект угольной отрасли: <ul style="list-style-type: none"> – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по угольной отрасли 	2	3	Статистика аварийности в настоящее время ведется как по отдельным угольным компаниям, так и по отрасли в целом. Предлагается ввести статистический учет аналогичных показателей для совокупности «цифровизированных» объектов, что позволит более полно отразить вклад ЦТ в снижение аварийности в угольной отрасли.
	Среднее число аварий в расчете на 1 объект углепереработки: <ul style="list-style-type: none"> – по «цифровизированным» объектам; – в среднем по угольной отрасли 	2	3	
Снижение производственного травматизма и смертности	Удельное число пострадавших в результате несчастных случаев на производстве в расчете на 1 добывающий объект: <ul style="list-style-type: none"> – в среднем по угольной отрасли; – в среднем на «цифровизированных» объектах 	2	3	Минэнерго публикует показатели травматизма и смертности в расчете на 1000 человек производственного персонала. Другим широко распространенным индикатором травматизма и смертности является lost time injury frequency rate (LTIFR), измеряемый в расчете на 1 млн отработанных человеко-часов.
	Удельное число погибших в результате несчастных случаев на производстве в расчете на 1 добывающий объект: <ul style="list-style-type: none"> – в среднем по угольной отрасли; – в среднем на «цифровизированных» объектах 	2	3	
	Удельное число работающих в тяжелых производственных условиях, в расчете на 1000 человек среднесписочной численности производственного персонала: <ul style="list-style-type: none"> – в среднем по добывающим объектам угольной отрасли; – в среднем на «цифровизированных» объектах 	2	3	Преимуществом предлагаемого в таблице индикатора является более полный учет эффекта цифровизации (т.к. снижение травматизма будет достигаться за счет двух факторов цифровизации – 1) снижение нормативной численности персонала на один энергообъект, 2) повышение безопасности работы (диагностики, ремонта) самих объектов).
	Удельное число зарегистрированных профессиональных заболеваний в расчете на 1000 человек среднесписочной численности производственного персонала: <ul style="list-style-type: none"> – в среднем по добывающим объектам угольной отрасли; – в среднем на «цифровизированных» объектах 	2	3	

Продолжение таблицы 3.5

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Снижение производственного травматизма и смертности	Объем выплат из страховых фондов по случаям производственных травм (в т. ч. смертельных) в расчете на 1000 человек среднесписочной численности производственного персонала: – в среднем по всем предприятиям угольной отрасли; – в среднем по предприятиям угольной отрасли, массово использующим комплексные цифровые решения на базе сквозных цифровых технологий;	2	3	Необходимые исходные данные для расчета индикаторов собираются на уровне внутренней отчетности угольных компаний.
	Объем выплат из страховых фондов по случаям профессиональных заболеваний в расчете на 1000 человек среднесписочной численности производственного персонала: – в среднем по всем предприятиям угольной отрасли; – в среднем по предприятиям угольной отрасли, массово использующим комплексные цифровые решения на базе сквозных цифровых технологий	2	3	Критерии отнесения предприятий угольной отрасли к «цифровизированным» устанавливаются отраслевым центром компетенций.
Сокращение уровня вредных выбросов от технологических операций	Удельные выбросы загрязняющих веществ на 1 тонну добытого угля: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах	2	3	Мониторинг показателей ведется на уровне внутренней отчетности угольных компаний и отраслевой статистики. Необходимо выделить в отдельную группу показатели по «цифровизированным» объектам
	Удельные выбросы загрязняющих веществ на 1 тонну переработанного/обогащенного угля: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах углепереработки	2	3	
	Удельная величина платежей за выбросы загрязняющих веществ (различных групп) и/или «углеродного налога» на 1 тонну добытого угля: – в среднем по всем добывающим объектам; – на «цифровизированных» добывающих объектах;	2	3	Мониторинг показателей ведется на уровне внутренней отчетности угольных компаний и отраслевой статистики. Показатели по «цифровизированным» объектам определяются расчетным путем, на основе пообъектных данных угольных компаний.
	Удельная величина платежей за выбросы загрязняющих веществ (различных групп) и/или «углеродного налога» на 1 тонну обогащенного/переработанного угля: – в среднем по всем объектам углепереработки; – на «цифровизированных» объектах углепереработки.	2	3	

Продолжение таблицы 3.5

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объект ивность	Реалист ичность	Комментарий
Повышение экономичес кой эффективно сти производств енных процессов	Средняя глубина отработки угольного пласта: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» угледобывающих объектах	2	3	Мониторинг показателей ведется на уровне внутренней отчетности угольных компаний. Необходимо выделить в отдельную группу показатели по «цифровизированным» объектам
	Удельный объем добычи угля на 1 тысячу численности производственного персонала добывающих объектов угольной отрасли: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах;	2	3	
	Удельный объем переработки/обогащения угля на 1 тысячу численности производственного персонала объектов углепереработки: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах	2	3	
	Среднегодовое значение коэффициента машинного времени горнодобывающего и горнотранспортного оборудования: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» добывающих объектах угольной отрасли;	2	3	
	Среднегодовое значение коэффициента машинного времени основного оборудования обогатительных/перерабатывающих предприятий: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах углепереработки	2	3	
	Удельный расход электроэнергии (электроемкость) основного горнодобывающего и горнотранспортного оборудования на 1 тонну добытого угля: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах;	2	3	
	Удельный расход электроэнергии (электроемкость) основного оборудования обогатительных/перерабатывающих предприятий на 1 тонну обогащенного/переработанного угля: – в среднем по угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах	2	3	

Продолжение таблицы 3.5

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение экономической эффективности производственных процессов	Удельные затраты на оплату труда производственного персонала в расчете на добычу 1 тонны угля: – по всем добывающим объектам угольной отрасли; – на «цифровизированных» объектах;	2	3	Необходимые исходные данные для расчета индикаторов собираются на уровне внутренней отчетности угольных компаний.
	Удельные затраты на оплату труда производственного персонала в расчете на 1 тонну обогащенного/переработанного угля: – по всем объектам углепереработки; – на «цифровизированных» объектах углепереработки;	2	3	
	Среднегодовой объем основных средств, приходящихся на добычу 1 тонны угля: – по всем добывающим объектам угольной отрасли; – на «цифровизированных» добывающих объектах;	2	3	
	Среднегодовой объем основных средств, приходящихся на 1 тонну обогащенного/ переработанного угля: – по всем объектам углепереработки; – на «цифровизированных» объектах углепереработки;	2	3	
	Средний за отчетные 5 лет объем капитальных вложений в расчете на добычу 1 тонны угля: – по всем добывающим объектам угольной отрасли; – на «цифровизированных» добывающих объектах;	2	3	
	Средний за отчетные 5 лет объем капитальных вложений в расчете на 1 тонну обогащенного/переработанного угля: – по всем объектам углепереработки; – на «цифровизированных» объектах углепереработки	2	3	
	Средняя себестоимость добычи 1 тонны угля: – по всем добывающим объектам; – на «цифровизированных» добывающих объектах;	2	3	
	Средняя себестоимость переработки/обогащения 1 тонны угля: – по всем объектам углепереработки; – на «цифровизированных» объектах углепереработки	2	3	

Продолжение таблицы 3.5

Задача ЦТ	Индикатор (в процентах к базовому году, если в таблице не указано иное)	Объективность	Реалистичность	Комментарий
Повышение прозрачности и управляемости компаний ТЭК за счет цифровизации	Число угольных компаний, осуществляющих организационные и маркетинговые бизнес-процессы с использованием цифровых технологий	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования угольных компаний.
	Удельная величина коммерческих и управленческих расходов в расчете на единицу производимой продукции: – в среднем по угольным компаниям, массово использующим «сквозные» цифровые технологии; – в среднем по угольным компаниям, включенным в систему ГИС ТЭК.	2	3	Расчетный индикатор. Источник данных – внутренняя отчетность угольных компаний (по запросу Минэнерго).
Интеграция компаний и госорганов в единые цифровые цепочки	Число компаний угольной отрасли, подключенных к системам мониторинга налоговыми органами, органами статистического учета, антимонопольными органами и др.	3	4	Индикатор должен определяться Минкомсвязи России
Создание отечественных конкурентоспособных технологий	Выручка от экспорта оборудования и (или) программного обеспечения, связанного с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	Статистические индикаторы, определяются по данным Росстата.
	Выручка от экспорта услуг, связанных с цифровыми технологиями для ТЭК	3	2	
Активизация НТП в области цифровизации	Доля компаний угольной отрасли, осуществляющих технологические инновации, в общем числе обследованных организаций, проценты	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний или по данным Росстата
	Объем затрат на НИОКР по цифровым технологиям угольных компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней отчетностью угольных компаний
Создание и развитие научных школ для подготовки кадров	Доля программ обучения/курсов/для подготовки специалистов в областях цифровизации (в процентах от существующих)	3	2	Индикатор должен определяться Минэнерго России на основании анкетирования компаний
	Отношение затрат на обучение персонала цифровым технологиям к годовому фонду заработной платы угольных компаний, включенных в систему ГИС ТЭК	3	2	Статистический индикатор, определяется в соответствии с внутренней корпоративной отчетностью угольных компаний

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях цифровая трансформация, нацеленная на развитие информационных взаимодействий и систем управления, информатизацию, автоматизацию и интеллектуализацию работы отраслевых технологических цепочек и энергетических рынков, рассматривается в качестве наиболее мощного механизма адаптации отраслей энергетики к системе разноплановых вызовов (технологических, экономических, экологических, социальных, политических и проч.), складывающейся в XXI веке. Можно и нужно рассматривать цифровую трансформацию энергетических отраслей в качестве важнейшего инструмента реализации энергетической стратегии страны в XXI веке.

Сама по себе ЦТ не отменяет и не решает в полной мере стратегические инвестиционные задачи развития отраслей ТЭК в части ввода новых и/или реконструкции действующих производственных (добывающих, перерабатывающих) и транспортных мощностей, исходя из ожидаемой динамики спроса на топливно-энергетические ресурсы, изменения региональной структуры этого спроса, изменения требований внутренних и внешних потребителей по качеству, надежности, экологичности поставок топлива и энергии. Однако при этом ЦТ позволяет в каждой отрасли ТЭК, используя современные технологии сбора, передачи, хранения и обработки больших массивов данных, методы математического моделирования и прогнозирования, сложные алгоритмы управления, выбрать наилучшую стратегию развития, которая с одной стороны, максимизирует эффективность использования существующей производственной базы, а с другой – расширяет технические возможности для вовлечения новых технологий производства (добычи, переработки), транспорта и потребления ТЭР.

Исходя из этого, были разработаны общие принципы оценки эффективности цифровой трансформации ТЭК, предусматривающие:

- применение традиционного подхода к оценке экономической эффективности, как сопоставления затрат и выгод (экономических результатов); при этом для сопоставимости ожидаемых результатов по отраслям ТЭК предлагается общий подход к их оценке, который исходит из того, что внедрение цифровых технологий будет менять функциональность (свойства и характеристики) энергетических объектов и систем, бизнес-моделей, что, в свою очередь отразится на производственных показателях (технологические результаты) и экономических показателях (экономические результаты) энергетических компаний и отраслей в целом;

- разностный подход к оценке затрат и выгод, на основе сопоставления производственных и экономических результатов двух вариантов развития (ТЭК, отраслей, компаний): «консервативного», продолжающего существующие тенденции в

технологической перестройке и темпах автоматизации и цифровизации, и «инновационного», предусматривающего максимально быстрые (при условии экономической обоснованности) темпы внедрения цифровых технологий, стимулирующие и более быстрые темпы развития новых энергетических технологий; общий «разностный» подход применяется не только для оценки, отраслевых и межотраслевых эффектов для разных уровней управления развитием энергетики, но и для оценки внеэкономических (экстернальных) эффектов.

Проведенный анализ мировой практики по оценке результатов и эффектов цифровой трансформации показывает недостаточную системность применяемых подходов, преобладание качественных оценок над количественными, частных оценок, касающихся эффективности отдельных цифровых технологий, над интегральными оценками, которые учитывали бы синергетический эффект в ходе интеграции различных цифровых технологий в рамках целостных вариантов развития энергетических отраслей и тем более – ТЭК в целом. Крайне скупа информация по используемым при этом научно-методическим подходам.

Применительно к поставленной в работе задаче по всем отраслям ТЭК была разработана система индикаторов для оценки производственных и экономических результатов цифровой трансформации (достигнутых в отчетный период и целевых, прогнозируемых на перспективу), исходя из общего состава задач, реализующих ключевые требования энергополитики к развитию отраслей ТЭК, включая:

- обеспечение бесперебойности поставок энергетических ресурсов потребителям;
- снижение уровня аварийности на энергетических объектах;
- эффективное импортозамещение технологий, программного обеспечения и услуг, связанных с цифровыми технологиями;
- повышение качества поставляемой потребителю энергетической продукции;
- повышение доступности энергоснабжения;
- сокращение уровня вредных выбросов при производстве, транспорте, преобразовании энергетических ресурсов;
- повышение операционной эффективности энергетических отраслей и компаний;
- сдерживание роста ценовой нагрузки на потребителей топлива и энергии;
- повышение эффективности конечного использования энергии;
- повышение прозрачности деятельности энергокомпаний;
- интеграция компаний и государственных органов в единые цифровые цепочки;
- повышение конкурентоспособности отечественных цифровых технологий за счет активизации НТП в области цифровизации;

- создание и развитие научных школ и образовательных центров для подготовки кадров.

Вместе с предложениями по индикаторам для оценки производственных и экономических результатов сформированы общие требования к составу и функциональности модельного инструментария, необходимого для количественной оценки их значений на перспективу, рассмотрены особенности этого инструментария для отдельных отраслей ТЭК и при выполнении межотраслевых оценок. Для каждой отрасли ТЭК состав таких взаимосвязанных между собой моделей включает в себя:

- модели долгосрочного развития, обеспечивающие экономически обоснованный выбор масштабов развития цифровых технологий при формировании вариантов развития отраслей, отвечающих прогнозной балансовой ситуации;

- модели рынков энергетической продукции, обеспечивающие оценку ценовых последствий для потребителей и компаний разных вариантов развития и цифровой трансформации отраслей;

- финансово-экономические модели, обеспечивающие оценку условий финансовой реализуемости предлагаемых вариантов развития и цифровой трансформации отраслей и компаний, исходя из баланса доходов (включая дополнительную выручку и экономию затрат, создаваемую цифровыми технологиями) и расходов (включая инвестиции, связанные с цифровыми технологиями).

Применительно к задачам межотраслевой координации цифровой трансформации ТЭК России сформированы предложения по оценке интегральных эффектов цифровой трансформации в топливно-энергетическом комплексе на основе системы энергетических балансов страны и регионов и рассмотрены возможности применения межотраслевых экономико-математических моделей энергетических потоков, позволяющих оценить экономически обоснованные масштабы цифровой трансформации отраслей и подотраслей ТЭК с учетом эффектов как технологической (внутриотраслевой), так и межтопливной (межотраслевой) конкуренции, а также влияния на динамику показателей энергетической безопасности, энергетической эффективности и экологичности отраслей ТЭК.

Отдельное внимание уделено вопросам эффективной координации со стороны Минэнерго России. Для этого, во-первых, сформированы предложения по измерению результатов реализации отдельных мероприятий, предусмотренных действующей редакцией ведомственного проекта «Цифровая энергетика», а также разработаны паспорта статистического учета индикаторов и целевых показателей реализации ведомственного проекта «Цифровая энергетика».

Во-вторых, сформированы предложения по развитию координирующей роли Минэнерго, которые могут быть использованы при разработке Концепции цифровой трансформации ТЭК и доработке ведомственного проекта «Цифровая энергетика». Данные предложения исходят из того, что успешность цифровой трансформации ТЭК возможна только при активной роли Минэнерго в части:

- стратегического целеполагания, включая технологические приоритеты, рациональные уровни и ожидаемые эффекты ЦТ в отраслях ТЭК (как разность планируемых затрат и ожидаемых выгод) которое должно обеспечиваться и актуализироваться в рамках системы документов стратегического планирования;

- системных действий по реализации государственной политики при цифровой трансформации отраслей ТЭК и мониторинга достигаемых результатов в отраслях и ТЭК в целом, осуществляемых в рамках ведомственного проекта «Цифровая энергетика».

Поскольку внедрение цифровых технологий является неотъемлемой частью общего инвестиционного процесса по обновлению и развитию энергетических объектов, систем и отраслей, со стороны государства система координации цифровой трансформации в отраслях ТЭК должна быть интегрирована в систему управления развитием энергетики России. Для этого, в частности, оценка рациональных уровней цифровой трансформации в отраслях и подотраслях ТЭК, исходя из ожидаемых экономических эффектов, должна выполняться на регулярной основе при разработке отраслевых и межотраслевых документов стратегического планирования, определяемых ФЗ № 172: стратегий (программ) и генеральных схем развития отраслей ТЭК и межотраслевых стратегий (Энергетическая стратегия, Прогноз научно-технического развития ТЭК).

Подобная схема регулярной актуализации ожидаемых эффектов в циклах разработки документов стратегического планирования ТЭК позволит корректировать экономически обоснованные целевые уровни цифровой трансформации с учетом постоянного и быстрого развития цифровых и энергетических технологий и динамично меняющейся ситуации в экономике и на энергетических рынках.

В части совершенствования системы мониторинга хода цифровой трансформации в ТЭК для энергетических объектов и компаний представляется целесообразной (по аналогии с ведомственными проектами других отраслей) разработка и регулярная актуализация «цифровых паспортов», в которых отражается актуальная информация о типах комплексных цифровых решений на основе СИТ, а также о типах платформенных решений (корпоративных, отраслевых, государственных – по мере их создания и развития), используемых компаниями.

Именно на основе цифровых паспортов, как сегмента единого информационного пространства ТЭК, может выстраиваться мониторинг масштабов и глубины изменений в отраслях. Для оценки этого предложены изменения в системе индикаторов ведомственного проекта.

В качестве индикатора масштаба охвата отраслей цифровыми технологиями предлагается показатель «Доля ключевых организаций топливно-энергетического комплекса, массово использующих комплексные цифровые решения на СЦТ. Данный показатель является интегральной характеристикой успешности процессов цифровой трансформации и инвестиционной привлекательности и эффективности внедряемых цифровых решений. При этом он позволит гармонизировать результаты реализации ведомственного проекта с национальной программой «Цифровая экономика», а детализация индикатора по отраслям позволит Минэнерго отслеживать неравномерности цифровой трансформации, определяя причины и риски, включая (или перераспределяя интенсивность) механизмов поддержки. В работе представлены предложения по его измерению, включая формирование выборки ключевых организаций ТЭК.

Для более детальной оценки глубины проникновения цифровых технологий в отраслевые производственные цепочки предлагается показатель «Доля энергетических объектов в отраслях топливно-энергетического комплекса, оснащенных комплексными цифровыми решениями на базе СЦТ, в том числе интегрированных с корпоративными или отраслевыми платформенными решениями», измеряемый по отраслям ТЭК и отдельным отраслевым производственным сегментам. Данный показатель позволяет оценить неравномерности цифровой трансформации уже внутри отраслей ТЭК, а также использоваться для формирования выборки по «цифровизированным» объектам. Разработка соответствующего классификатора уникальных комплексных решений для каждой из отраслей ТЭК является важной задачей для отраслевых центров компетенции в сфере цифровой трансформации, которые на основе консенсуса субъектов отрасли стандартизировали бы систему требований к уровню оснащения разных типов энергетических объектов цифровыми технологиями с тем, чтобы можно было относить эти объекты к «умным» или «цифровизированным».

Помимо индикаторов, характеризующие масштабы цифровой трансформации, предложены индикаторы производственных результатов ЦТ, которые являются универсальными характеристиками изменений, измеряемых в отраслях ТЭК, и позволяют оценить успешность решения задач ЦТ, как инструмента реализации Энергостратегии:

- качественное повышение уровня оперативного управления и обеспечение надежности энергоснабжения за счет повышения наблюдаемости и управляемости, а также цифровизации риск-ориентированного оперативного управления системами в ТЭК;
- повышение эффективности функционирования ТЭК и снижение негативного влияния на экологию и климат за счет экономически целесообразного внедрения цифровых технологий в производственных процессах и управлении объектами ТЭК.

При этом для выделения вклада цифровых решений предложен «разностный подход» через сравнение парных значений: среднеотраслевого (по всем энергетическим объектам) и «цифрового» – рассчитываемого по объектам, отнесенным выбранным классификатором к «цифровизированным».

Для решения еще одной стратегической задачи - повышения качества риск-ориентированного управления развитием ТЭК, необходимо провести серьезную модернизацию существующих информационных взаимодействий и подходов к разработке стратегических документов. При этом развитие единого информационного пространства ТЭК создает уникальные возможности для создания комплексной системы поддержки стратегических решений в энергетике, интегрирующей все задачи управления развитием (включая и управление цифровой трансформацией) на уровне каждой из двух подсистем:

- модельно-информационной подсистемы прогнозирования развития отраслей ТЭК, энергетических технологий и рынков, обеспечивающей разработку сценариев развития отраслей ТЭК с учетом эффективного освоения технологических трендов, включая цифровые технологии и обоснование целевых показателей, как развития отраслей, так и их цифровой трансформации;
- информационно-аналитическую подсистему оценки текущего состояния энергетических отраслей, технологий и рынков, обеспечивающей, в том числе и мониторинг индикаторов развития отраслей ТЭК и из цифровой трансформации.

Такой подход расширяет требования к разработке отраслевых стратегий/генеральных схем, которая традиционно выполняется, исходя из целеполагания со стороны государства и предложений субъектов отрасли по технологиям, проектам и их показателям. В новых условиях важную роль приобретают отраслевые центры компетенций цифровой трансформации, формирующие предложения по приоритетным цифровым решениям и их показателям, определяющие состав пилотных инвестиционных проектов и обобщающие результаты их реализации (наработка компетенций применения цифровых технологий).

Это позволяет при разработке отраслевых документов стратегического планирования сформировать варианты технологической структуры и размещения производственных, перерабатывающих и транспортных мощностей, учитывающие экономически эффективные масштабы применения цифровых технологий в отрасли. Еще одной важной задачей, решаемой при разработке отраслевых стратегий/генеральных схем, становится проработка условий финансовой обеспеченности таких вариантов развития, оценка достаточности инвестиционных ресурсов и их источников. Этот вопрос критически важен для обоснования необходимых объемов государственного участия в поддержке цифровых технологий.

Создание такой системы поддержки на национальном уровне может рассматриваться в качестве важной среднесрочной задачи цифровой трансформации системы госуправления. При этом в период до 2024 года должны быть созданы информационно-аналитические и модельно-информационные сервисы для обоснования и мониторинга стратегических решений по развитию ТЭК на национальном уровне. Следующий, долгосрочный этап может включать в себя разработку аналогичных сервисов для обоснования и мониторинга решений по развитию ТЭК на региональном уровне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. EPRI, Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. 2011.
2. Navigant, Ontario Smart Grid Assessment and Roadmap, Toronto, January 2015
3. Ausgrid, Smart Grid, Smart City: Shaping Australia's Energy Future. National Cost Benefit Assessment, July 2014
4. SCANNER Макаров А.А., Веселов Ф.В., Елисеева О.А., Кулагин В.А., Малахов В.А., Митрова Т.А., Филиппов С.П. SCANNER – модельно-информационный комплекс / М: ИНЭИ РАН, 2011. – 72 с.
5. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Квантовые тех-нологии» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335563/ (дата обращения: 01.10.2019).
6. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Компоненты ро-бототехники и сенсорики» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335566/ (дата обращения: 01.10.2019).
7. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Нейротехноло-гии и искусственный интеллект» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335564/ (дата обращения: 01.10.2019).
8. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Новые произ-водственные технологии» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335568/ (дата обращения: 01.10.2019).
9. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Системы рас-пределенного реестра» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335565/ (дата обращения: 01.10.2019).
10. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Технологии бес-проводной связи» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335567/ (дата обращения: 01.10.2019).
11. «Дорожная карта развития «сквозной» цифровой технологии «Технологии виртуальной и дополненной реальности» // Консультант Плюс URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_335562/ (дата обращения: 01.10.2019).
12. Eliazar I. From entropy-maximization to equality-maximization: Gauss, Laplace, Pareto, and Subbotin //Physica A: Statistical Mechanics and its Applications. – 2014. – Т. 415. – С. 479-492.

13. Pukelsheim F. The three sigma rule //The American Statistician. – 1994. – Т. 48. – №. 2. – С. 88-91.
14. Upton G., Cook I. A dictionary of statistics 3e. – Oxford university press, 2014.
15. Grosfeld-Nir A., Ronen B., Kozlovsky N. The Pareto managerial principle: when does it apply? //International Journal of Production Research. – 2007. – Т. 45. – №. 10. – С. 2317-2325
16. Federal Energy Regulatory Commission. Smart Grid Policy. July 16, 2009 <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2009/071609/E-3.pdf> (дата обращения: 01.10.2019).
17. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений.// Известия РАН. Энергетика. – 2016. – № 4. – С. 36 – 47.
18. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Финансово-экономические модели как инструмент согласования приоритетов общественной и коммерческой эффективности в задачах управления развитием электроэнергетики//В сб. Системные исследования в энергетике: методология и результаты — М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 217-237.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Примеры методологии оценки эффектов при технологической (в т. ч. цифровой) трансформации энергетики – опыт выгод и затрат проектов интеллектуальной энергетики

A1. Smart Grid, Smart City (Австралия). Алгоритм оценки выгод и затрат, примененный командой исследователей в проекте «Smart Grid, Smart City» [3], состоит из следующих основных шагов:

1) определение технологических изменений в энергосистеме (impacts) и соответствующих им выгод в результате внедрения технологий интеллектуальной энергетики;

2) сопоставление технологических изменений и выгод технологиям проекта;

3) определение и сбор информации для количественной оценки потенциальных затрат, технологических изменений и выгод;

4) определение демографических и физических характеристик типов потребителей для обеспечения экстраполяции выгод и затрат в масштабе страны;

5) определение физических характеристик типов сети и соотношений типов потребителей, подключенных к ним, для обеспечения экстраполяции выгод и затрат в масштабе страны;

6) разработка максимального, консервативного и минимального сценариев для определения соответствующих макроэкономических переменных;

7) описание базового сценария («бизнес как обычно») развития технологий при сохранении существующих тенденций, проведение предварительной оценки выгод и затрат для определения:

- каких выгод можно ожидать;

- какие технологии обеспечивают системные выгоды;

8) определение технологий ИЭ, производящих системные выгоды;

9) описание проекта интеллектуальной энергетики, включающего технологии, определенные в результате предварительного анализа выгод и затрат;

10) проведение общей оценки выгод для каждого сценария с целью определения:

- суммарных системных выгод интеллектуальной энергосистемы по сравнению с «бизнесом как обычно»;

- соответствующие потенциальные изменения в ценах электроэнергии и счетах на электроэнергию для разных типов потребителей;

– вклад каждой технологии в суммарные системные выгоды.

Оценка была подкреплена вовлечением потребителей.

Оценка выгод и затрат была проведена для каждой технологии в условиях базового сценария и внедрения ИЭ. Базовый сценарий предполагал определенный уровень внедрения технологий, основанный на существующих стимулах, включая финансовые и политические, а также на имеющейся информации о распространении технологий.

В сценариях с ИЭ был проведен анализ того, как распространение технологий изменится при намеренном внедрении технологий ИЭ, подкрепленном субсидированием или созданием ценовых сигналов. Сопоставление базового сценария и сценариев с ИЭ приведено в таблице А.1.

Таблица А.1 – Сопоставление базового сценария и сценариев с интеллектуальной энергетикой

Технология		Базовый сценарий («бизнес как обычно»)	Сценарии с интеллектуальной энергетикой
Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)		Нет	Установка автоматических высоковольтных выключателей и приборов мониторинга
Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)		Нет	Установка автоматических конденсаторов или регуляторов напряжения
Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)		Нет	Установка устройств мониторинга на высоковольтных линиях и распределительных трансформаторах
Измерительная инфраструктура	Счетчик электроэнергии	Обычные дисковые счетчики для всех потребителей	Установка умных счетчиков всем потребителям
	Динамические тарифы плюс информационное обеспечение	Дисковые счетчики Блочные тарифы для всех потребителей Нет информационного обеспечения	Добровольный переход на динамические тарифы Установка умных счетчиков Установка домашних дисплеев Сохранение блочных тарифов для части потребителей
	При наличии электромобилей	Дисковые счетчики Неограниченная зарядка электромобилей	Умные счетчики Эксплуатация электромобилей в условиях динамических тарифов и контролируемой зарядки
	При наличии распределенной генерации	Добровольная установка РГ некоторыми потребителями Размер и конфигурация оптимизированы для блочного тарифа	Добровольная установка РГ некоторыми потребителями Размер и конфигурация оптимизированы для динамических тарифов Умные счетчики
	При наличии накопителя электроэнергии	Добровольная установка накопителей некоторыми потребителями	Добровольная установка накопителей некоторыми потребителями Размер и конфигурация оптимизированы для динамических

		Размер и конфигурация оптимизированы для блочного тарифа	тарифов Умные счетчики
--	--	--	------------------------

Технологии ИЭ производят ряд технологических изменений в электроэнергетической системе, которые были разделены на семь основных сфер:

- 1) качество электроэнергии,
- 2) надежность электроснабжения,
- 3) пиковый спрос,
- 4) централизованное электроснабжение (grid consumption),
- 5) эксплуатация и обслуживание сетей,
- 6) выставление счетов, обслуживание потребителей,
- 7) усилия по привлечению потребителей.

Данные сферы не представляют собой выгоды ИЭ, они отражают изменения в характеристиках электроэнергетической системы, которые обеспечивают появление следующих выгод:

- 1) снижение операционных затрат сетевых компаний,
- 2) снижение капитальных затрат сетевых компаний,
- 3) снижение операционных затрат розничного сектора,
- 4) снижение капитальных затрат розничного сектора,
- 5) снижение операционных затрат генерации,
- 6) снижение капитальных затрат генерации,
- 7) увеличение качества жизни или производительности потребителей,
- 8) улучшение окружающей среды (снижение выбросов CO₂).

Матрица, показывающая соответствие технологических изменений и выгод, приведена в таблице А.2.

Таблица А.2 – Матрица соответствия технологических изменений и выгод от внедрения технологий интеллектуальной энергетики

Потенциальные экономические выгоды	Технологические изменения						
	Качество электроснабжения	Надежность электроснабжения	Пиковый спрос	Централизованное электроснабжение	Эксплуатация и обслуживание сети	Выставление счетов, обслуживание потребителей	Усилия по привлечению
Снижение операционных затрат сетевых компаний	•	•			•	•	
Снижение капитальных затрат сетевых компаний			•		•		
Снижение операционных затрат розничного сектора						•	•

Потенциальные экономические выгоды	Технологические изменения						
	Качество электроснабжения	Надежность электроснабжения	Пиковый спрос	Централизованное электроснабжение	Эксплуатация и обслуживание сети	Выставление счетов, обслуживание потребителей	Усилия по привлечению
Снижение капитальных затрат розничного сектора							
Снижение операционных затрат генерации				•			
Снижение капитальных затрат генерации			•				
Увеличение качества жизни или производительности потребителей	•	•					
Улучшение окружающей среды (снижение выбросов CO ₂)				•			

Соответствие семи сфер технологических изменений технологиям проекта «Smart Grid, Smart City» представлено в таблице А.3. В таблице А.4 далее приведена более подробная разбивка на технологические изменения. Положительные технологические изменения отмечены закрашенной точкой, возможные отрицательные эффекты – пустой точкой.

Таблица А.3 – Соответствие технологий ИЭ технологическим изменениям в энергосистеме

Технология		Технологические изменения						
		Качество электроснабжения	Надежность электроснабжения	Пиковый спрос	Централизованное электроснабжение	Эксплуатация и обслуживание сети	Выставление счетов, обслуживание потребителей	Усилия по привлечению
Мониторинг линий и подстанций		•	•			•		
Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)		•	•			•		
Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)		•		•	•			
Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)			•	•				
Измерительная инфраструктура	Счетчик электроэнергии	•	•			•	•	
	Информационное обеспечение (feedback technologies)	•	•	•	•	•	•	•
	С динамическим ценообразованием	•	•	•	•	•	•	•
	С устройствами для управления электропотреблением	•	•	•	•	•	•	•
Инфраструктура для зарядки электромобилей		•		•				
Распределенная генерация		○		•	•			
Распределенные накопители электроэнергии		•		•				

Была проведена оценка материальности выгод, порождаемых выделенными технологическими изменениями. Выгоды рассматривались как нематериальные, если:

- 1) нет достаточных доказательств материальности;
- 2) доступная информация дает основания полагать, что выгода будет представлять меньше 1 % от суммарного объема выгод проекта.

Результаты оценки материальности выгод представлены в Таблице А.5.

Таблица А.4 – Соответствие технологий ИЭ технологическим изменениям в энергосистеме

Технологические изменения	Технологии										
	Мониторинг линий и подстанций	Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)	Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)	Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)	Измерительная инфраструктура				Инфраструктура для зарядки электромобилей	Распределенная генерация	Распределенные накопители электроэнергии
					Счетчик электроэнергии	Информационное обеспечение (feedback technologies)	С динамическим ценообразованием	С устройствами для управления электропотреблением			
Качество электроснабжения											
Снижение трудовых затрат на обслуживание переключателей напряжения			•						○	○	
Снижение ущерба оборудованию потребителей			•						○	○	
Снижение затрат на улучшение качества электроснабжения	•	•	•						○	○	
Надежность											
Избежание незапланированных отключений из-за ошибок переключателей	•			•							
Сокращение времени восстановления электроснабжения					•						
Более быстрое повторное подключение потребителей	•	•			•						
Пиковый спрос											
Сокращение инвестиций в новые сети			•	•		•	•	•	○	•	•
Сокращение инвестиций в генерирующие мощности			•	•		•	•	•	○	•	•
Централизованное электроснабжение											
Сокращение потребления топлива			•			•	•	•			
Сокращение обслуживания генерации			•			•	•	•			
Снижение выбросов парниковых газов			•			•	•	•			
Функционирование и обслуживание сети											
Сокращение трудозатрат на обнаружение неисправностей	•	•			•						
Сокращение трудозатрат на обслуживание реле	•				•						
Сокращение ошибок в работе переключателей	•				•						

Продолжение таблицы А.4

Технологические изменения	Технологии										
	Мониторинг линий и подстанций	Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)	Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)	Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)	Измерительная инфраструктура				Инфраструктура для зарядки электромобилей	Распределенная генерация	Распределенные накопители электроэнергии
					Счетчик электроэнергии	Информационное обеспечение (feedback technologies)	С динамическим ценообразованием	С устройствами для управления электропотреблением			
Сокращение количества звонков от потребителей об отключениях		•									
Сокращение осмотра и обслуживания оборудования	•										
Избежание обследований потребителей	•	•			•						
Избежание обследований качества электроснабжения											
Сокращение трудозатрат на обнаружение неисправностей											
Снижение нагрузки на реле	•				•						
Сокращение местных поломок оборудования	•										
Отложенная замена оборудования (без снижения безопасности или надежности)	•			•							
Выставление счетов, обслуживание потребителей											
Сокращение ручного снятия показаний счетчиков					•						
Избежание модификаций тарифов					•						
Сокращение ручных проверок счетчиков											
Сокращение количества звонков о данных счетчиков					•	•					
Сокращение затрат на выставление счетов по почте					•	•					
Сокращение количества пропущенных звонков					•						
Избежание замен счетчиков					•						
Необходимость новых систем выставления счетов							○				
Усилия по привлечению потребителей											
Затраты на привлечение потребителей					•	•	•	•			
Отток потребителей					•	•	•	•			

Таблица А.5 – Деление выгод на материальные и нематериальные

Технологические изменения	Экономические выгоды							
	Снижение капитальных затрат в сетях	Снижение операционных затрат в сетях	Снижение капитальных затрат в розничном секторе	Снижение операционных затрат в розничном секторе	Снижение капитальных затрат в генерации	Снижение операционных затрат в генерации	Увеличение качества жизни или производительности потребителей	Улучшение окружающей среды
Качество электроснабжения								
Снижение трудовых затрат на обслуживание переключателей напряжения		Не материальные						
Снижение ущерба оборудованию потребителей							Не материальные	
Снижение затрат на улучшение качества электроснабжения		Материальные						
Надежность								
Избежание незапланированных отключений из-за ошибок переключателей								
Сокращение времени восстановления электроснабжения								
Более быстрое повторное подключение потребителей							Материальные	
Пиковый спрос								
Сокращение инвестиций в новые сети	Материальные				Материальные			
Сокращение инвестиций в генерирующие мощности	Материальные				Материальные			
Централизованное электроснабжение								
Сокращение потребления топлива						Материальные		
Сокращение обслуживания генерации						Материальные		

Продолжение таблицы А.5

Технологические изменения	Экономические выгоды							
	Снижение капитальных затрат в сетях	Снижение операционных затрат в сетях	Снижение капитальных затрат в розничном секторе	Снижение операционных затрат в розничном секторе	Снижение капитальных затрат в генерации	Снижение операционных затрат в генерации	Увеличение качества жизни или производительности потребителей	Улучшение окружающей среды
Снижение выбросов парниковых газов						Материальные		
Функционирование и обслуживание сети								
Сокращение трудозатрат на обнаружение неисправностей		Материальные						
Сокращение трудозатрат на обслуживание реле		Материальные						
Сокращение ошибок в работе переключателей		Нематериальные						
Сокращение количества звонков от потребителей об отключениях		Нематериальные						
Сокращение осмотра и обслуживания оборудования		Материальные						
Избежание обследований потребителей		Нематериальные						
Избежание обследований качества электроснабжения		Материальные						
Сокращение трудозатрат на обнаружение неисправностей								
Снижение нагрузки на реле								
Сокращение местных поломок оборудования								
Отложенная замена оборудования (без снижения безопасности или								

Технологические изменения	Экономические выгоды							
	Снижение капитальных затрат в сетях	Снижение операционных затрат в сетях	Снижение капитальных затрат в розничном секторе	Снижение операционных затрат в розничном секторе	Снижение капитальных затрат в генерации	Снижение операционных затрат в генерации	Увеличение качества жизни или производительности потребителей	Улучшение окружающей среды
надежности)								

Продолжение таблицы А.5

Технологические изменения	Экономические выгоды							
	Снижение капитальных затрат в сетях	Снижение операционных затрат в сетях	Снижение капитальных затрат в розничном секторе	Снижение операционных затрат в розничном секторе	Снижение капитальных затрат в генерации	Снижение операционных затрат в генерации	Увеличение качества жизни или производительности потребителей	Улучшение окружающей среды
Выставление счетов, обслуживание потребителей								
Сокращение ручного снятия показаний счетчиков		Материальные						
Избежание модификаций тарифов		Нематериальные						
Сокращение ручных проверок счетчиков								
Сокращение количества звонков о данных счетчиков								
Сокращение затрат на выставление счетов по почте								
Сокращение количества пропущенных звонков		Нематериальные						
Избежание замен счетчиков		Материальные						
Необходимость новых систем выставления счетов								
Усилия по привлечению потребителей								
Затраты на привлечение потребителей				Нематериальные				
Отток потребителей								

Также в ходе предварительной оценки выгод и затрат были отобраны наиболее эффективные технологии, применение которых затем моделировалось для разных типов потребителей.

Для этой оценки были проанализированы результаты внедрения 19 сетевых и потребительских технологий, а также видов динамического ценообразования, которые были протестированы в проекте «Smart Grid, Smart City», за весь период реализации проекта (3 года).

Испытания сетевых технологий:

- активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC),
- обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR),
- автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM),
- система мониторинга переходных режимов (WAM).

Испытания потребительских технологий:

- распределенная генерация и накопители электроэнергии,
- электромобили,
- энергоаудит домашних потребителей,
- домашний дисплей,
- интернет-портал потребителя,
- выплаты компенсаций за снижение электропотребления в пиковые часы,
- домашняя энергосистема (интеграция всех электроприборов посредством информационных технологий),
- умные дома.

Комплексные решения, каждое испытывалось в четырех вариантах: отдельно; с установкой домашнего дисплея; доступом к потребительскому интернет-порталу; технологиями управления электропотреблением и доступом к потребительскому интернет-порталу:

- BudgetSmart – система авансовой оплаты электроэнергии, предусматривающая скидку 12 %, если потребитель сохраняет положительный баланс на счете;
- FlowSmart – оплачиваемое участие в централизованном управлении нагрузкой. Электропотребление кондиционеров участников было отключено на 15 минут в час в течение пиковых часов. За каждый день участия было выплачено 44 долл.;
- PriceSmart – установление более низкой цены в течение года с несколькими часами высоких пиковых цен, когда потребитель должен управлять своей нагрузкой;

– Season Smart – более низкий тариф весной и осенью, более высокий – летом и зимой, когда потребитель должен управлять своей нагрузкой.

Оценка основана на уровнях внедрения технологий в рамках проекта и итоговых изменениях пиковой нагрузки и суммарного потребления, наблюдаемых в проекте.

Были отобраны следующие четыре вида комплексных решений (таблица А.6), объединяющих динамическое ценообразование и установку технологий:

1) авансовая оплата электроэнергии с установкой умного счетчика и домашнего дисплея;

2) сезонное суточное (time of use) ценообразование с установкой умного счетчика и домашнего дисплея;

3) установление критических пиковых цен на розничном рынке (retail critical peak pricing) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея;

4) выплаты компенсаций за снижение электропотребления в пиковые часы (network dynamic peak rebate) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея.

Таблица А.6 – Выгоды, наблюдаемые в проекте Smart Grid, Smart City в наиболее эффективных комплексных решениях

Выгоды	Выплаты компенсаций за снижение электропотребления в пиковые часы (network dynamic peak rebate) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Авансовая оплата электроэнергии с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Сезонное суточное (time of use) ценообразование с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Установление критических пиковых цен на розничном рынке (retail critical peak pricing) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея
Уровень внедрения, %	60,5	6,3	10,3	4,9
Изменение спроса на электроэнергию, %	0,7	5,9	4	3,3
Изменение пиковой нагрузки, %	-18,5	4,8	35,4	8,2
Экономия потребителей, долл.	-3	26	18	15
Затраты на покупку и установку оборудования, долл.	-142	-172	-172	-172
Потери маржинальной прибыли в розничном секторе, долл.	0	-1	-1	-1
Чистая выгода в розничном секторе, долл.	143	-16	40	-55
Сокращение топливных затрат генераторов, долл.	-3	26	18	15
Сокращение капитальных затрат в	208	54	398	93

Выгоды	Выплаты компенсаций за снижение электропотребления в пиковые часы (network dynamic peak rebate) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Авансовая оплата электроэнергии с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Сезонное суточное (time of use) ценообразование с установкой умного счетчика и домашнего дисплея	Установление критических пиковых цен на розничном рынке (retail critical peak pricing) с установкой умного счетчика и домашнего дисплея
сетях, долл.				
Сокращение операционных затрат в сетях, долл.	71	71	71	71
Суммарные чистые выгоды, долл.	420	136	527	124

Потребители были поделены на 20 типов в зависимости от типа здания, потребления газа и электроэнергии, уровня дохода и климатической зоны (таблица А.7). Каждый тип потребителя характеризуется своим профилем нагрузки, набором технологий и реакцией на снижение цены электроэнергии.

Таблица А.7 – Рассматриваемые типы потребителей

№	Тип здания	Годовое потребление газа	Годовое потребление электроэнергии	Уровень годового дохода	Климатическая зона
1	Дом	От низкого до среднего	Низкое	Высокий	Z5
2	Дом	От низкого до среднего	Среднее	Высокий	Z5
3	Дом	От низкого до среднего	Высокое	Высокий	Z5
4	Дом	Высокое	Высокое	Высокий	Z5
5	Квартира	От низкого до среднего	Низкое	Высокий	Z5
6	Квартира	Высокое	Низкое	Высокий	Z5
7	Квартира	От низкого до среднего	Среднее	Высокий	Z5
8	Дом	От низкого до среднего	Низкое	От низкого до среднего	Z5
9	Дом	От низкого до среднего	Среднее	От низкого до среднего	Z5
10	Дом	От низкого до среднего	Высокое	От низкого до среднего	Z5
11	Дом	От низкого до среднего	Низкое	От низкого до среднего	Z6
12	Дом	От низкого до среднего	Среднее	От низкого до среднего	Z6
13	Дом	От низкого до среднего	Высокое	От низкого до среднего	Z6
14	Квартира	От низкого до среднего	Низкое	От низкого до среднего	Z5
15	Квартира	От низкого до среднего	Среднее	От низкого до среднего	Z6

№	Тип здания	Годовое потребление газа	Годовое потребление электроэнергии	Уровень годового дохода	Климатическая зона
16	Квартира	От низкого до среднего	Низкое	От низкого до среднего	Z6
17	Коммерческое/промышленное	-	0 – 15 МВт·ч	-	-
18	Коммерческое/промышленное	-	15 – 40 МВт·ч	-	-
19	Коммерческое/промышленное	-	40 – 160 МВт·ч	-	-
20	Коммерческое/промышленное	-	> 160 МВт·ч	-	-

Для этих типов потребителей была проанализирована реакция на четыре отобранных вида ценообразования, наблюдавшаяся в проекте, и доли потребителей каждого типа, предпочитающих тот или иной вид. Для потребителей, владеющих распределенной генерацией и накопителями, был введен отдельный тариф, отражающий затраты. Все остальные потребители, которые не воспользовались ни одним из видов динамического ценообразования и не владеют РГ, были отнесены к пользователям обычного блочного тарифа, причем их доля постоянно сокращалась с 95 % в 2014 году до 12 % в 2034 году (рисунок А.1).

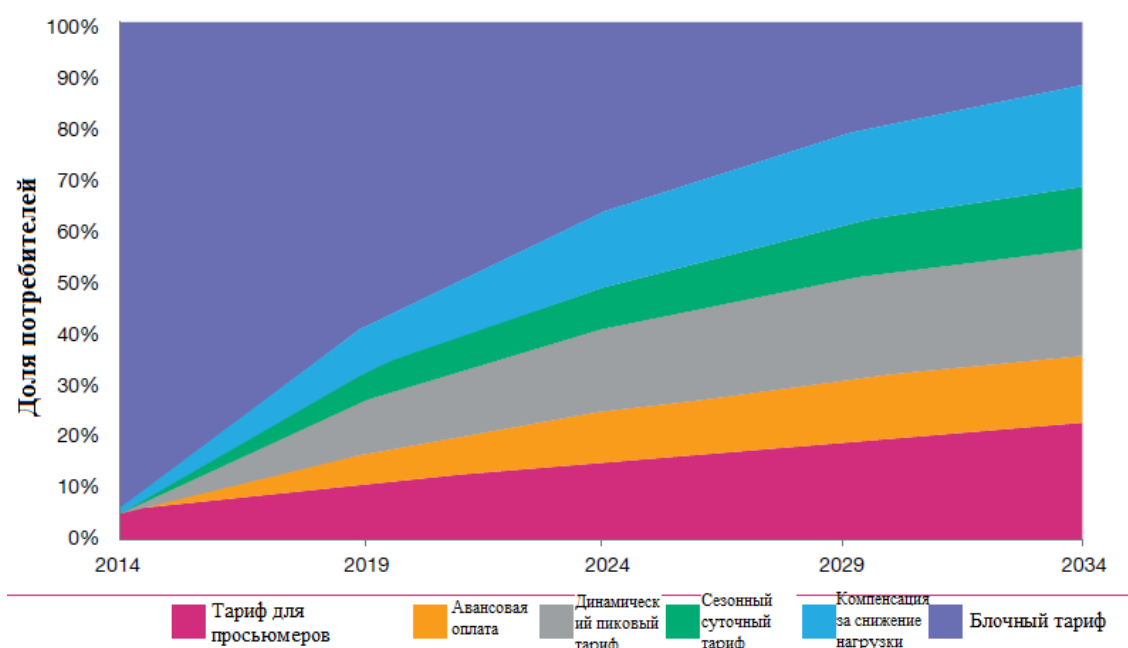


Рисунок А.1 – Распределение потребителей электроэнергии по видам динамического ценообразования

Модель оценки выгод (рисунок А.2) направлена на определение технологических изменений в энергосистеме в месте их физического появления и трансформацию их в выгоды конечных бенефициаров, в большинстве случаев – потребителей (таблица А.8).

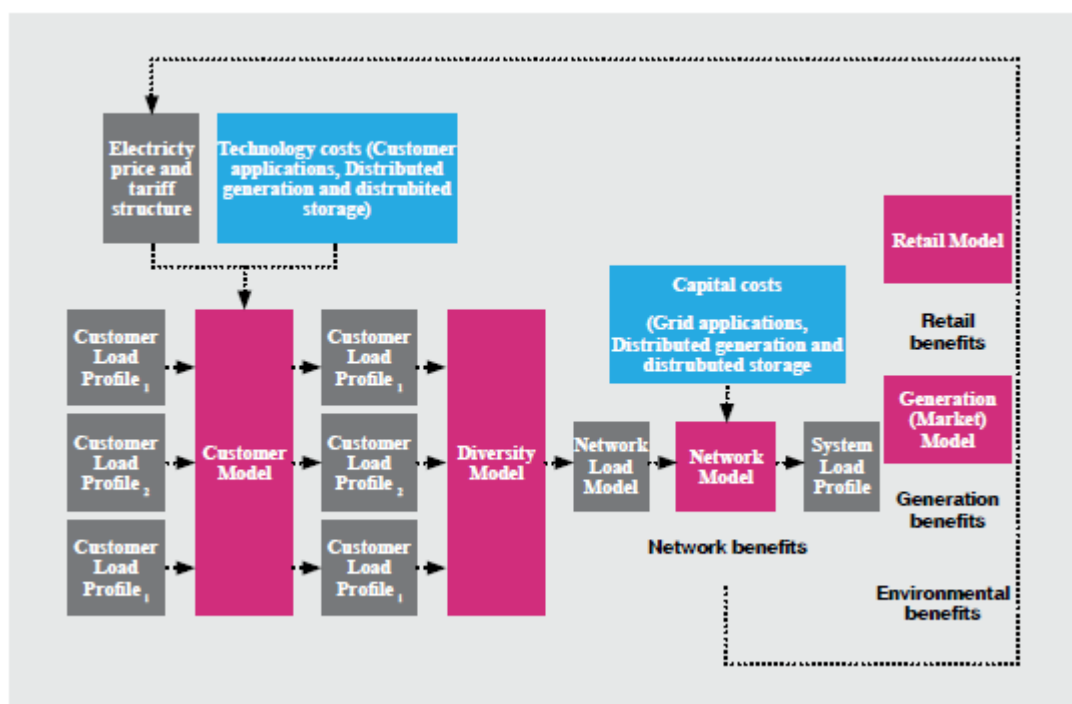


Рисунок А.2 – Модель оценки выгод

Таблица А.8 – Основные бенефициары интеллектуальной энергосистемы

Выгода	Бенефициар
Снижение операционных затрат сетевых компаний	Потребитель (сокращение сетевого тарифа в цене электроэнергии)
Снижение капитальных затрат сетевых компаний	Потребитель (сокращение сетевого тарифа в цене электроэнергии)
Снижение операционных затрат розничного сектора	Потребитель (сокращение надбавки сбытовой компании в цене электроэнергии)
Снижение капитальных затрат розничного сектора	Потребитель (сокращение надбавки сбытовой компании в цене электроэнергии)
Снижение операционных затрат генерации	Потребитель (сокращение оптовой цены электроэнергии)
Снижение капитальных затрат генерации	Потребитель (сокращение оптовой цены электроэнергии)
Увеличение качества жизни или производительности потребителей	Потребитель
Улучшение окружающей среды (снижение выбросов CO ₂)	Окружающая среда

Конечный результат предполагает эффективную регуляцию сетевых выгод и затрат, совершенную конкуренцию на оптовом и розничном рынке.

Модель оценки выгод включает в себя несколько небольших моделей, результаты которых передаются в другие. Сначала в результате финансовой оценки определяется привлекательность разных технологий и продуктов для разных типов потребителей. Учитывается цена технологий, цена электроэнергии, структура тарифа, профиль нагрузки, и предполагается, что потребители выберут наиболее выгодные для себя технологии.

После этого, опираясь на отобранные технологии, оценивается абсолютное изменение профиля нагрузки потребителя.

Это изменение в профиле нагрузки потребителя влияет на розничный рынок в виде изменения выручки и на генерацию в форме снижения затрат на выработку и экологических экстерналий. Изменение профиля нагрузки также влияет на сеть в плане снижения пикового спроса и увеличения разнообразия нагрузки (load diversity). Увеличение доли распределенной генерации также повлияет на требования к сети. Это приведет к изменениям в сетевой архитектуре и влиянию на затраты сектора.

Была введена дифференциация типов сети, предполагая, что технологии ИЭ не принесут одинаковые выгоды для всего сетевого сектора. Были выделены следующие факторы, влияющие на объем выгод от внедрения ИЭ в сетях:

- существующий уровень надежности и качества электроснабжения;
- уровень напряжения;
- состояние активов;
- длина линии;
- тип линии (кабельная или воздушная);
- плотность сети на данной территории;
- структура типов потребителей, питающихся от линии;
- были ли уже установлены технологии ИЭ на линии и в каком количестве.

Изменения в затратах генерации, сетей и розничного сектора впоследствии транслируются в изменения в ценах на электроэнергию, что в свою очередь оказывает влияние на поведение потребителей. Разница между выгодами (капитальными и операционными) и затратами сетевого сектора была переведена в снижение сетевого компонента тарифа на электроэнергию. Чистые выгоды сектора генерации были переведены в выгоды всей экономики в виде сокращения потребления топлива и капитальных затрат на развитие генерации. Поскольку сектор генерации конкурентен, эти выгоды выразятся в снижении цены электроэнергии и перейдут на уровень сбытовых компаний. Передача выгод на уровень потребителей во многом зависит от уровня конкуренции на местном розничном рынке.

Модель была применена для оценок в рамках базового сценария и сценариев с ИЭ для пяти временных точек: 2014, 2019, 2024, 2029 и 2034 годов. Моделирование также было проведено по отдельности для пяти штатов, для минимального, консервативного и максимального макроэкономических сценариев.

Что касается стоимости технологий, то, как правило, использовались оценки поставщиков технологий и прогнозы снижения стоимости в будущем («кривые обучения», learning curves), приведенные на рисунках А.3 – А.4. В отдельных случаях в

качестве отправной точки были использованы цены технологий проекта на момент его реализации.

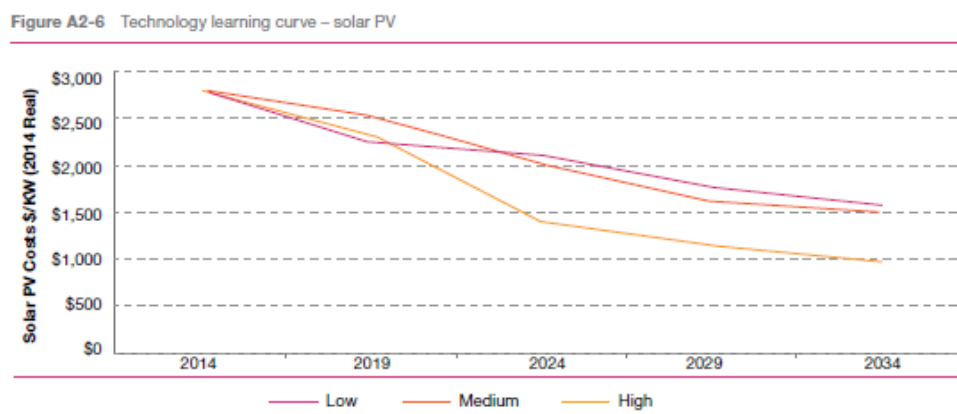


Рисунок А.3 – Кривые обучения для фотовольтаических установок

В затраты были также включены топливные затраты угля, газа и нефти.

На этапе обсуждения макроэкономических сценариев и входных параметров модели были привлечены стейкхолдеры проекта.

Результаты для консервативного макроэкономического сценария приведены в таблицах А.9 и А.10.

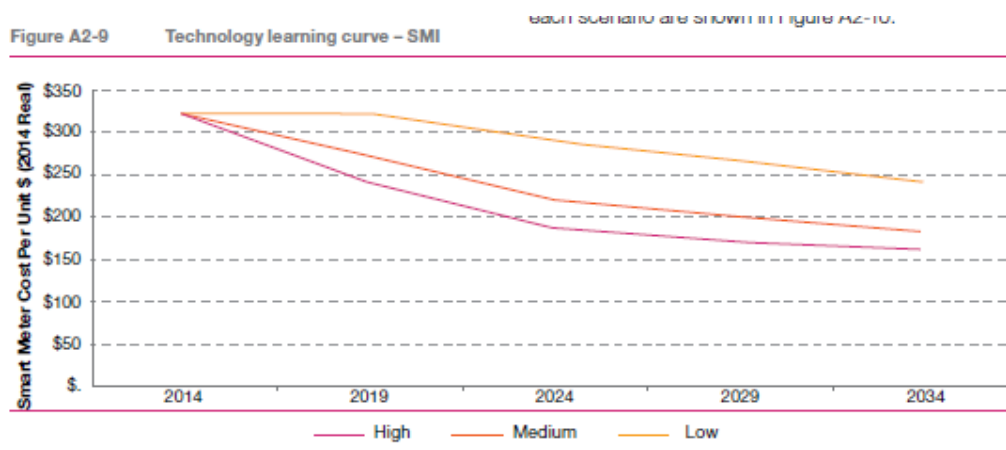


Figure A2-7 Technology learning curve – battery storage

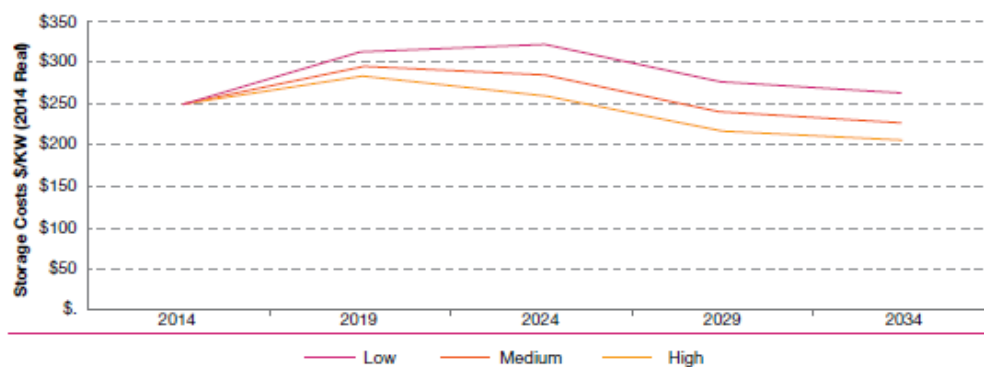


Figure A2-8 Technology learning curve – fuel cells

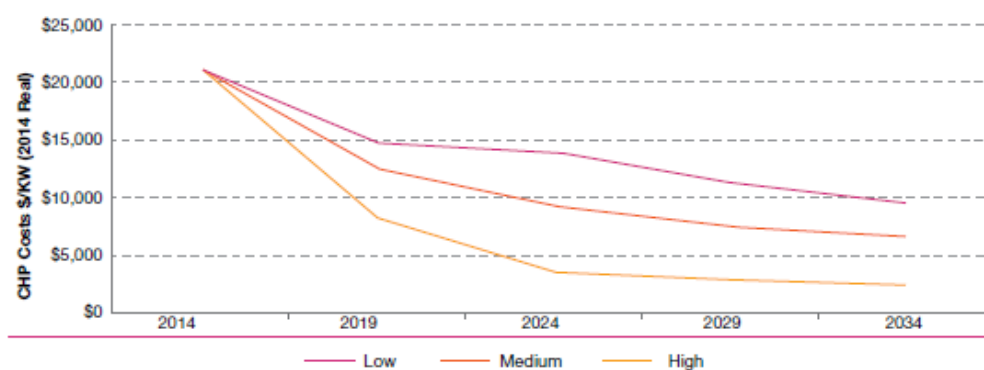


Рисунок А.4 – Кривые обучения для умных счетчиков, накопителей и ТЭЦ

Таблица А.9 – Выгоды интеллектуальной энергосистемы по направлениям технологических изменений

Технология	Затраты (капитальные и операционные) млн долл. 2014	Валовые выгоды, млн долл. 2014						Чистые выгоды, млн долл. 2014
		Пиковый спрос	Генерация	Эксплуатация и обслуживание сети	Надежность	Выставление счетов, обслуживание	Всего	
Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)	-1334			4	15741		15745	14411

Продолжение таблицы А.9

Технология	Затраты (капитальные и операционные) млн долл. 2014	Валовые выгоды, млн долл. 2014						Чистые выгоды, млн долл. 2014
		Пиковый спрос	Генерация	Эксплуатация и обслуживание сети	Надежность выставление счетов, обслуживание		Всего	
Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)	-99	846	9				855	756
Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)	-164			22	230		252	88
Измерительная инфраструктура	Счетчик электроэнергии	-333				796	796	463
	Динамические тарифы плюс информационное обеспечение	-2514	1798	121		1717	3635	1121
	При наличии электромобиля	-265	360	-6			354	89
	При наличии распределенной генерации/ накопителя электроэнергии	15235	-2772	-2005		-204	-4981	10254
Всего	10527	232	1882	26	15971	2309	16656	27183

Таблица А.10 – Выгоды интеллектуальной энергосистемы по типам сети

Технология	Затраты (капитальные и операционные) млн долл. 2014	Валовые выгоды, млн долл. 2014						Чистые выгоды, млн долл. 2014
		Деловой центр города	Пригород	Сельская местность, короткие линии	Сельская местность, длинные линии		Всего	
Обнаружение, изоляция и исправление неисправностей (FDIR)	-1334		7899	7847			15745	14411
Активное управление активным напряжением и реактивной мощностью (AVVC)	-99		609	205	41		855	756
Автоматизированный мониторинг подстанций и питающих линий (SFM)	-164	9			243		252	88
Измерительная инфраструктура	Счетчик электроэнергии	-333	4	418	299	75	796	463
	Динамические тарифы плюс информационное обеспечение	-2514	33	2307	1130	165	3635	1121
	При наличии электромобиля	-265	13	205	120	15	354	89
	При наличии распределенной генерации/ накопителя электроэнергии	15235	-725	-1983	-1649	-624	-4981	10254

Bcero	10527	-666	9455	7952	-85	16656	27183
-------	-------	------	------	------	-----	-------	-------

A2. CE Delft, The social costs and benefits of Smart Grids⁴.

Отчет составлен Ф. Роджерсом, координатором отдела энергообеспечения и инфраструктуры проекта Delft, М. Блумом, координатором отдела финансирования проекта и Р. ван Гервеном, консультантом КЕМА. В конце 2011 – начале 2012 гг. в Нидерландах стартовали пилотные проекты технологий интеллектуальной энергетики с целью определения их технико-экономических параметров. Для оценки прямых и косвенных социальных затрат и выгод, обеспечиваемых технологиями интеллектуальной энергетики, в первую очередь, в области электроэнергетики, а также оценки целесообразности их широкомасштабного применения и положительного воздействия на экономику Нидерландов был проведен анализ социальных затрат и выгод (SCBA).

В отчете представлены следующие типы издержек и выгод (таблица А.11).

Таблица А.11 – Выгоды и затраты интеллектуальной энергетики

Категория	Затраты	Выгоды
Прямые эффекты	Капитальные затраты на технологии ИЭ Расходы на эксплуатацию и текущий ремонт Затраты на размещение оборудования	Сэкономленные инвестиции в энергосистемы Системные потери, которых удалось избежать Экономия на центральной производительной мощности Экономия на крупномасштабном накоплении Более эффективное использование центральной производительной мощности Дополнительные энергосбережения Снижение неустойчивости
Косвенные и внешние эффекты	Потери в благосостоянии из-за функциональных сдвигов спроса на энергоресурсы (ожидаемые)	Внешние эффекты Доходы в благосостоянии благодаря новым услугам (ожидаемые)

В исследовании проводится оценка последствий внедрения технологий интеллектуальной энергетики в период с 2011 по 2050 гг. Были предложены три сценария будущих трендов (таблица А.12) в областях «климатического нейтралитета», гибкости и степени распределения генерации энергии:

- 1) Business As Usual – BAU (ограниченное сокращение выбросов CO₂);
- 2) Renewables & Gas – R&G (сокращение выбросов на 80 – 95 %);
- 3) Coal-CCS & Nuclear – C&N (сокращение выбросов на 80 – 95 %).

⁴ CE Delft, The social costs and benefits of Smart Grids. Summary (April 2012) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_cost_benefits.pdf

Таблица А.12 – Рассматриваемые макроэкономические сценарии развития энергосистемы Нидерландов

Сценарии	BAU	R&G	C&N
Выбросы CO ₂ в энергетике	Высокие	Отсутствуют	Отсутствуют
Величина спроса: -на электротранспорт - на электрические тепловые насосы	Высокий Отсутствует Низкий	Низкий Высокий Средний	Средний Высокий Высокий
Распределенная мощность	Низкая	Высокая	Низкая
Центральная мощность -газ -уголь -возобновляемые источники (биомасса) -возобновляемые источники (энергия ветра)	+ + +/- -	+ - + +	+/- + +/- -
Гибкость	+	+	+/-
Мощность центральной системы хранения	-	+	-
Водородное топливо для транспорта	-	-	+
Примечание – «+» – да, «+/-» – ограниченно, «-» – нет.			

Оценка для каждого макроэкономического сценария проводилась как разница выгод и затрат при сохранении существующего вектора развития и реализации интеллектуальной энергосистемы. При этом как при традиционном развитии, так и инновационном на базе ИЭ предполагается установка одинакового количества следующих технологий, предусмотренных существующим законодательством Голландии: «умных» счетчиков; технологий активного управления сетью; упрощенных механизмов управления нагрузкой. В связи с этим, затраты и выгоды данных технологий не вошли в результат оценки эффектов интеллектуальной энергетики в Голландии.

Оценка эффектов осуществлялась следующим образом: сначала были разработаны сценарии изменения поведения потребителей, затем проводился обзор литературы, после – рассчитывалась магнитуа изменений профиля нагрузки потребителей, определяющей также степень их влияния на нагрузку сети и использование централизованной генерации.

Отмечается, что потребительское поведение может меняться при получении информации об объеме потребления, при динамическом ценообразовании и удаленном контроле мощности. В Нидерландах наблюдалось три типа изменения потребительского поведения: абсолютная экономия; ежедневное снижение потребления в пиковые часы; снижение потребления в критических ситуациях нехватки энергии (таблица А.13). С помощью модели профиля суммарной нагрузки энергосистемы была рассчитана загруженность энергосистемы, а также требования к центральной мощности. Дается следующая оценка экономии и сдвигов потребления.

Таблица А.13 – Снижение и изменение профиля электропотребления в результате введения динамического ценообразования и тарификации в пиковые часы

Потребитель	Абсолютная экономия (динамический тариф), %	Экономия в пиковые часы (динамический тариф), %	Экономия в критических ситуациях (тарификация в пиковые часы), %
Домохозяйства	4	4	16
Коммунальные предприятия	4	15	30
Промышленность	4	15	30

Был предусмотрен равномерный рост инвестиций в интеллектуальную энергетику (рисунок А.5).

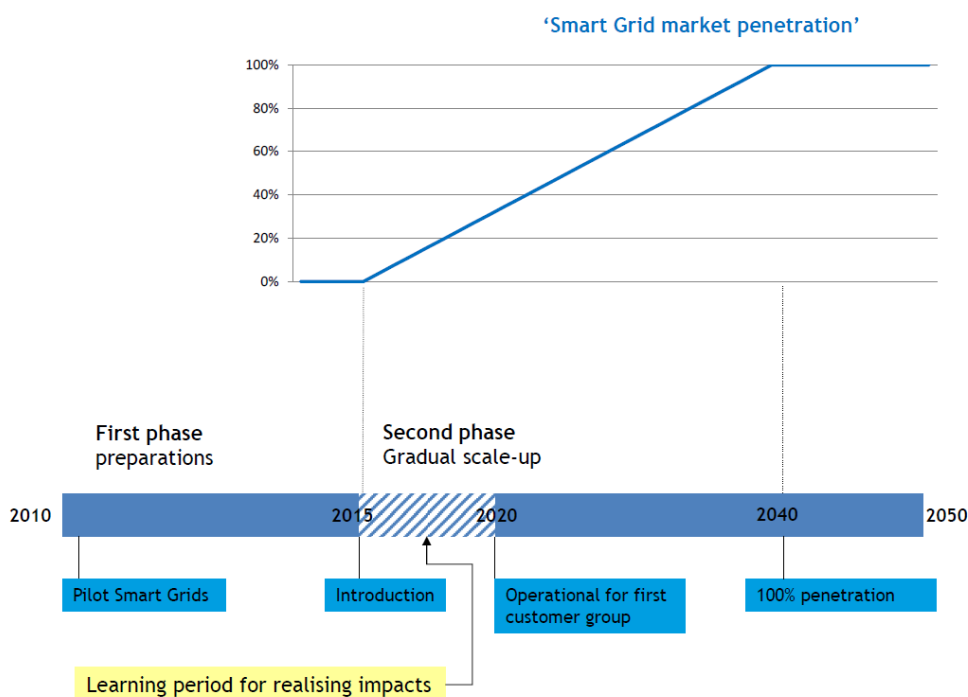


Рисунок А.5 – Временной горизонт развития интеллектуальной энергосистемы Нидерландов

Анализ выгод и затрат дал следующие результаты (таблица А.14).

Таблица А.14 – Результаты анализа выгод и затрат интеллектуальной ЭС Нидерландов

Стоимость	BAU 2050	C&N 2050	R&G 2050
Выгоды, € млрд	7,1	14,1	12,5
Издержки, € млрд	4,6	4,6	4,6
Соотношение выгод и издержек, € млрд	2,5	9,5	7,9
Внутренняя процентная ставка, %	13	28	31

Экономия на издержках происходит благодаря изменению профиля нагрузки, ведущему к более экономичным моделям потребительского поведения и абсолютной экономии энергии. Выгода извлекается, главным образом, из регулярного снижения спроса во время высокой цены электроэнергии, а не из экономии от улучшенного информационного обеспечения потребителей благодаря «умным» счетчикам. Управление

спросом, таким образом, обеспечивает основной объем технологических и экономических эффектов в интеллектуальных энергосистемах.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Разработка предложений по оценке интегральных эффектов цифровой трансформации в топливно-энергетическом комплексе на основе системы энергетических балансов страны и регионов

Б.1 Общая характеристика структуры и детализации сводных балансовых расчетов для оценки системных эффектов цифровой трансформации ТЭК России

Как было отмечено в разделе 1.3, цифровая трансформация в отдельной отрасли ТЭК может влиять и на условия развития других отраслей, меняя спрос на их энергетическую продукцию или меняя условия их энергоснабжения собственной продукцией. Ключевые энергетические показатели по каждой отрасли, на которые влияет цифровая трансформация, включают в себя:

- удельные расходы других топливно-энергетических ресурсов на производство энергетической продукции отрасли или коэффициент выхода конечной продукции (КПД, глубина переработки, коэффициент утилизации и проч.);
- коэффициент использования производственных мощностей;
- удельные расходы производимой энергетической продукции на собственные нужды;
- потери при транспортировке.

Таким образом, интегральные эффекты цифровой трансформации в ТЭКе должны оцениваться и на межотраслевом уровне, где рассматривается совместное изменение производственных показателей (объемов производства, транспорта или потребления энергетической продукции) всех отраслей ТЭК с учетом их взаимного влияния друг на друга.

Задача межотраслевой оценки возникает не только в контексте цифровой трансформации, но и при решении любых стратегических задач в энергетике, при обосновании технологических приоритетов и приоритетов энергетической политики. При этом универсальным инструментом для ее решения является сводный топливно-энергетический баланс по стране в целом, в котором отражены энергетические потоки, формируемые в каждой из отраслей ТЭК, их взаимодействие друг с другом и потребителями (внутренним и внешним спросом). При разработке системы региональных балансов дополнительно учитываются возможности межрегионального транспорта (ввоз/вывоз) топлива и энергии.

Топливо-энергетический баланс представляет собой систему показателей, которая характеризует эффективность функционирования всего энергетического хозяйства страны

или региона и устанавливает соответствие (равенство) между формируемыми по источникам поступления первичными ТЭР и их распределением по экономическим секторам использования (с учетом потерь при преобразовании и транспорте и распределении). Этот баланс является аналитико-расчетным документом, который, помимо всего прочего:

- показывает поступления первичных ТЭР из разных источников и их распределение по направлениям использования (дальнейшее преобразование или конечное потребление);
- увязывает суммарную потребность страны или региона в топливе и энергии с имеющимися внутренними ресурсами и определяет необходимые объемы ввоза/вывоза и(или) импорта/экспорта;
- балансирует потребность и ресурсы по всем функциональным направлениям;
- характеризует эффективность переработки первичных ТЭР во вторичные путем оценки объема исходного сырья, выхода конечных продуктов и потерь при преобразовании;
- определяет эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в экономике путем расчета энергоемкости произведенного ВВП и др.

Кроме того, топливно-энергетические балансы рассматриваются в качестве основного инструмента информационной интеграции и согласования всех документов стратегического планирования, определяющих перспективное развитие ТЭК, используются для оценки интегральных эффектов всех стратегий обновления и развития отраслей ТЭК, включая и цифровую трансформацию.

На основе ТЭБ формируется система индикаторов верхнего уровня, учитываемых при измерении результатов решения задач ЦТ как инструмента реализации Энергетической стратегии в части повышения эффективности функционирования ТЭК и снижения негативного влияния на экологию и климат за счет экономически целесообразного внедрения цифровых технологий в производственных процессах и управлении объектами ТЭК.

Сопоставление прогнозных значений изменения этих индикаторов для «консервативного» и «инновационного» вариантов развития ТЭК страны позволяет оценить эффекты ЦТ с позиции достижения ключевых приоритетов энергополитики.

Отличием сводного топливно-энергетического баланса от частных балансов, формируемых по отдельным видам ТЭР в отраслях ТЭК, является необходимость единого учета всех видов энергоресурсов, производимых и используемых в экономике страны уже не в натуральных единицах (тонны, м³ и т. д.), а в универсальных единицах энергии.

Единицей энергии в системе СИ является джоуль (Дж). Однако, в практических целях в силу исторических причин и его малой величины, требующей применения малознакомых кратных приставок, обычно используются другие единицы измерения. В России традиционно при формировании ТЭБ все энергетические величины выражаются в тоннах угольного эквивалента (другое название – тонна условного топлива), которая равна 7 Гкал/т или 29,278 ГДж/т. Вследствие того, что в структуре ТЭБ многих стран доминирующее положение занимает нефть, многие страны и международные организации в ходе расчета энергетического баланса в качестве единицы измерения используют тонну нефтяного эквивалента, которая равна 10 Гкал/т или 41,868 ГДж/т. Также достаточно распространено формирование ТЭБ в киловатт-часах (кВт·ч).

В стандартной (табличной) форме ТЭБ для рассматриваемых топливно-энергетических ресурсов (первичных и вторичных, включая электрическую и тепловую энергию), формирующих столбцы ТЭБ, выделяются три основных раздела (стадии), которые формируют строки ТЭБ:

- производство (формирование ресурсов), включая экспорт и импорт (раздел ТЭБ «Ресурсы»);
- переработка/преобразование в другие виды энергоресурсов (раздел ТЭБ «Преобразование энергии»);
- конечное потребление в отраслях экономики (раздел ТЭБ «Конечное потребление»).

С учетом сложившейся российской практики балансовых расчетов и необходимости их унификации с международными стандартами, можно выделить следующий минимально необходимый состав рассматриваемых при формировании ТЭБ первичных и вторичных энергоресурсов (таблица Б.1).

Таблица Б.1 – Минимальный состав ТЭР, выделяемых при формировании ТЭБ

№ п/п	Виды ТЭР
1	Газ естественный (природный и попутный газ)
2	Нефть, включая газовый конденсат
3	Автомобильные бензины
4	Дизельное топливо
5	Мазут топочный
6	Прочие нефтепродукты
7	Уголь – всего
8	Коксующийся уголь
9	Энергетический уголь
10	Прочие твердые горючие и отходы (дрова, топливный торф, сланцы и твердые отходы производства)
11	Прочие вторичные горючие (коксовый и доменный газ, прочие металлургические газы и другие газообразные и жидкие отходы производства)
12	Атомная энергия
13	Гидроэнергия
14	Прочие возобновляемые источники энергии (солнечные, ветряные и геотермальные)

15	Вторичные тепловые ресурсы (ТУУ и др.)
16	Электроэнергия
17	Централизованное тепло

При этом к приведенным в таблице Б.1 видам ТЭР относят:

- по статье «Газ естественный (природный и попутный газ)» добычу естественного газа и газ от стабилизации газового конденсата (ГК);
- по статье «Нефть, включая газовый конденсат» – сырая нефть и газовый конденсат;
- по статье «Автомобильные бензины» – бензины автомобильные всех марок;
- по статье «Дизельное топливо» – дизельное топливо всех марок (зимнее, летнее, арктическое и др.);
- по статье «Мазут топочный» – мазут топочный всех марок;
- по статье «Прочие нефтепродукты» – продукты переработки нефти, газового конденсата и попутного нефтяного газа: авиационный бензин, прямогонный бензин, керосин авиационный, осветительный и другие керосины, сухие и сжиженные углеводородные газы (бутан, пропан и др.), отработанные масла, нефтебитумы, нефтяной кокс и др.;
- по статье «Уголь – всего» – каменные и бурые угли подземной и открытой добычи для энергетических нужд и на коксование;
- по статье «Коксующийся уголь» – угли коксующихся марок;
- по статье «Энергетический уголь» – каменные и бурые угли разных марок;
- по статье «Прочие твердые горючие и отходы (дрова, топливный торф, сланцы и твердые отходы производства)» – прочие первичные природные, твердые горючие (дрова, топливный торф кусковой, фрезерный и торфяные брикеты, сланцы для энергетических нужд), отходы лесозаготовок, деревообработки и сельского хозяйства (бревна, шпалы, тара, щепы, кора, опилки, солома, лузга подсолнечная и рисовая, ореховая скорлупа, костра льняная и конопляная и др.) и твердые бытовые отходы. В случае значительного объема использования биомассы, бытовых отходов и тепла отходящих газов в виде энергоресурсов, их следует выделять в отдельную позицию «Нетрадиционные твердые энергоресурсы (биомасса, твердые бытовые отходы и др.)», так как их использование, согласно международным правилам, не учитывается в образовании парниковых газов;
- по статье «Прочие вторичные горючие (доменный газ, прочие металлургические газы и другие газообразные и жидкие отходы производства)» – коксовый и доменный газ, прочие металлургические газы, газы химических производств, газ сажевого производства, черный щелок, щелок сульфатный, отходы гудрона и битума, ловушечная нефть, прочие горючие отходы технологических процессов целлюлозно-бумажной промышленности и гидролизных заводов (лигнин), другие отходы производства, не включенные в предыдущую статью;

- по статье «Атомная энергия» – электроэнергия и тепло, выработанные на АЭС, АТЭС и атомных станциях теплоснабжения;
- по статье «Гидроэнергия» – электроэнергия ГЭС и ГАЭС;
- по статье «Прочие возобновляемые источники энергии (солнечные, ветряные и геотермальные)» – энергия солнца, ветра и геотермальных источников, включая низкопотенциальное тепло грунта;
- по статье «Вторичные тепловые ресурсы (ЭК, ТУУ и др.)» – тепло, произведенное электростанциями, теплоутилизационными установками, установками, использующими тепло вентиляционных выбросов и прочих энергогенерирующих технологических установок;
- по статье «Электроэнергия» – электроэнергия, производимая электростанциями всех типов, независимо от ведомственной подчиненности;
- по статье «Централизованное тепло» – тепло, производимое ТЭС, котельными, электростанциями и другими теплоисточниками.

В соответствии с принятой в России методикой формирования ТЭБ по строкам раздела 1 «Ресурсы» должны быть выделены как минимум следующие позиции, приведенные в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Минимально необходимый состав позиций раздела ТЭБ «Ресурсы», выделяемых при формировании ТЭБ

№ п/п	Наименование позиций 1 раздела «Ресурсы»
1	Товарное производство
2	Импорт (ввоз)
3	Экспорт (вывоз)
4	Международная бункеровка
5	Изменение запасов
6	Внутренние поставки первичной энергии
7	Статистическое расхождение

При этом статья «Товарное производство» представляет совокупность природных энергоресурсов, произведенных на собственной территории, и ресурсов, поступающих из внешних (по отношению к ТЭК) источников, которые объединяют поставки топлива и энергии из других регионов России, поступления из других отраслей экономики и импорт из разных стран. Товарные ресурсы из добычи и производства на собственной территории представляют сумму объемов производства всеми предприятиями страны или региона.

Статья «Импорт (ввоз)» учитывает поступление из других стран и регионов всех видов ТЭР, поддающихся транспортировке на значительные расстояния.

Статья «Экспорт (вывоз)» – включает поставки всех видов ТЭР в другие страны или регионы России.

Статья «Международная бункеровка» представляет поставки нефтепродуктов на судах для использования при международных плаваниях и является особым случаем их потока из страны. Эти нефтепродукты используются судами в качестве топлива и не являются частью груза. Сюда должны включаться все суда, независимо от страны регистрации, но при этом они должны совершать международные рейсы, т. е. их первый порт захода должен находиться не в России, а в другой стране. Данные по международной морской бункеровке должны включать количество топлива, поставленного на военные корабли, совершающие заграничные походы. Особое внимание следует уделить тому, чтобы данные, отображающие количество нефтепродуктов, поставленных для международной морской бункеровки, соответствовали приведенному определению, в частности, из них должно быть исключено количество топлива, использованного рыболовными судами. Международная морская бункеровка и топливо, использованное международной авиацией, в балансы должны включаться как величины, вычитаемые из поставок.

Статья «Изменение запасов» учитывает изменения по запасам газа в ПХГ (подземными хранилищами газа), нефти и моторных топлив на нефтебазах, а также запасы угля, мазута на электростанциях и других объектах и т. п.

Статья «Внутренние поставки первичной энергии» суммируется из добычи и производства на собственной территории, импорта и изменения запасов со своим знаком, за вычетом экспорта и международной бункеровки.

Потребление энергоресурсов в разделе переработки/преобразования (2 раздел ТЭБ) показывает их суммарное количество как преобразованное в другие виды ТЭР на предприятиях ТЭК, так и непосредственно потребленное в процессе такого преобразования, а также при добыче и транспорте ТЭР (расход на собственные нужды и потери).

Значения данных, отображаемые как «Поставки энергоресурсов в сектор преобразования», представляют количество топлива, использованного для производства преобразованных топливных продуктов и топлива, или сжигаемого для производства электроэнергии и тепла. В секторе преобразования энергии по строкам сводного ТЭБ необходимо выделять как минимум следующие позиции, приведенные в таблице Б.3.

Таблица Б.3 – Минимально необходимый состав позиций раздела ТЭБ «Преобразование энергии», выделяемых при формировании ТЭБ

№ п/п	Наименование позиций 2 раздела «Преобразование энергии»
1	Переработка газа
2	Переработка нефти
3	Стабилизация нефти и ГК
4	Переработка угля

5	Производство кокса
6	Электростанции – всего
7	КЭС
8	ТЭЦ
9	ГЭС, включая ГАЭС

Продолжение таблицы Б.3

№ п/п	Наименование позиций 2 раздела «Преобразование энергии»
10	АЭС, включая АТЭЦ
11	Электростанции на основе ВИЭ
12	Малые электростанции – всего
13	Малые электростанции на органическом топливе
14	Малые электростанции на основе ВИЭ
15	Котельные
16	Прочие теплоисточники (электрокотельные, утилизаторы и др.)
17	СН и потери при добыче топлива
18	СН и потери при преобразовании ТЭР
19	СН и потери при транспортировке и распределении ТЭР
20	Производство вторичных энергоносителей – всего
21	Потребление ТЭР при преобразовании – всего

При этом в состав позиций раздела 2 «Преобразование энергии» входят:

а) статья «Переработка газа» учитывает объем переработанного природного и попутного газа на ГПЗ и объемы конечных продуктов после переработки газа, выраженные за вычетом собственных нужд и потерь на стадии переработки на ГПЗ;

б) статья «Переработка нефти» учитывает объем переработанной сырой нефти и газового конденсата на НПЗ и объемы конечных продуктов после переработки нефти, выраженные за вычетом собственных нужд и потерь на стадии переработки;

в) статья «Стабилизация нефти и ГК» – это фракционирование нефти и ГК с выделением газа стабилизации и деэтанзации ГК;

г) статья «Переработка угля» – обогащение, сортировка и брикетирование угля;

д) статья «Производство кокса» – выжиг кокса, включая обогрев коксовых батарей;

е) статья «Электростанции – всего» включает отпуск электроэнергии и тепла всеми типами электростанций, установленной мощностью выше 25 МВт;

ж) статья «Малые электростанции» – отпуск электроэнергии электростанциями малой мощности (25 МВт и менее) на органическом топливе, включая когенерационные установки, а также на основе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, в т. ч. на основе ТБО и биомассы;

з) статья «Котельные» в основном включает тепло, отпущенное в системах централизованного теплоснабжения, промышленными и отопительными котельными мощностью более 20 Гкал/ч, объединениями муниципальных котельных суммарной мощностью 20 Гкал/ч и более;

и) статья «Прочие теплоисточники (ЭК, ТУУ и др.)» отражает вторичные тепловые энергоресурсы, полученные от электрокотельных, теплоутилизационных установок, установок, использующих уходящее тепло вентиляционных выбросов и прочих энергогенерирующих установок;

к) статья «Собственные нужды и потери при добыче топлива» – расход ТЭР на собственные нужды и потери при:

- добыче нефти, включая газовый конденсат;
- бурении нефтегазовых разведочных;
- подготовке нефти на промыслах, включая огневой подогрев нефти при внутрипромысловом транспортировании;

- добыче угля открытым и подземным способом;
- добыче торфа;

л) статья «Собственные нужды и потери при преобразовании ТЭР» – расход ТЭР на собственные нужды и потери:

- при производстве электроэнергии электростанциями всех типов;
- при производстве теплоэнергии электростанциями и котельными всех типов;
- расход электроэнергии на заряд ГАЭС;
- при переработке нефти, газа и угля;
- при производстве кокса;

м) статья «Собственные нужды и потери при транспортировке и распределении ТЭР» – расход ТЭР на собственные нужды и потери при транспортировке:

- нефти по магистральным трубопроводам;
- огневой подогрев нефти при внутрипромысловом транспортировании и по магистральным нефтепроводам;

- нефтепродуктов по магистральным трубопроводам;
- газа по магистральным трубопроводам;
- компримирование газа дожимными компрессорами на промыслах;
- потери газа в магистральных газопроводах;
- потери угля при транспорте;
- потери электроэнергии в электросетях;
- потери теплоэнергии в магистральных теплосетях;

н) статья «Производство вторичных энергоносителей» равна сумме производства отдельных видов вторичных энергоресурсов;

о) статья «Потребление ТЭР при преобразовании» равна сумме расходов отдельных видов продукции на преобразование ТЭР.

Конечное потребление энергоресурсов (третий раздел ТЭБ) представляет собой все количество первичных и вторичных ТЭР, использованное конечными потребителями в промышленности, строительстве, на транспорте, в сельском хозяйстве и других секторах экономики. При этом конечное потребление не включает энергоресурсы, использованные для преобразования или потребленные для собственных нужд предприятиями ТЭК. Конечное потребление – это сумма энергетического и неэнергетического (в качестве сырья и на другие нетопливные нужды) использования энергоресурсов в секторах и отраслях конечного потребления.

При формировании раздела «Конечное потребление» необходимо выделить наиболее значимые с точки зрения расхода энергоресурсов виды экономической деятельности (на основе классификации ОКВЭД), минимально необходимый состав которых представлен в таблице Б.4.

Таблица Б.4 – Минимально необходимый состав позиций раздела ТЭБ «Конечное потребление», выделяемых при формировании ТЭБ

№ п/п	Наименование позиций 3 раздела «Конечное потребление»
1	Добыча полезных ископаемых
2	Обрабатывающие производства
3	Строительство
4	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство
5	Транспорт и связь
6	Прочие ВЭД
7	Домашние хозяйства
8	Сырье и нетопливные нужды

При этом в составе позиций 3 раздела «Конечное потребление» должны быть отражены:

- по статье «Добыча полезных ископаемых» – количество ТЭР, потребленных добывающими предприятиями для собственных нужд. Однако в эту статью не включаются добывающие отрасли ТЭК, потребление которых отражено в разделе 2 ТЭБ «Преобразование энергии»;
- по статье «Обрабатывающие производства» – количество ТЭР, потребленных большим количеством разнообразных видов обрабатывающих производств. В эту статью не включаются перерабатывающие отрасли ТЭК, потребление которых отражено в разделе 2 ТЭБ «Преобразование энергии»;
- по статье «Строительство» – количество ТЭР, затраченных при всех видах строительства;
- в статье «Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство» – потребление энергоресурсов, в отраслях «Растениеводство», «Животноводство», а также «Лесное хозяйство» (с учетом потребления ТЭР на лесоводство и лесозаготовку);

– в статье «Транспорт и связь» – количество топлива, которое непосредственно используется для транспортных нужд во всех отраслях экономики, а не только на транспортных предприятиях. При этом расходы на собственные нужды и потери трубопроводного транспорта ТЭР здесь учитываться не должны, а отражаются в разделе 2 ТЭБ «Преобразование энергии»;

– по статье «Прочие ВЭД» – количество ТЭР, потребленных в отраслях, в основном относящимся к сфере услуг: «Рыболовство, рыбоводство», «Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования», «Гостиницы и рестораны», «Финансовая деятельность» и т. д., а также – «Распределение газа» и «Водоснабжение»;

– по статье «Домашние хозяйства» – потребности населения в различных видах топлива и энергии;

– по статье «Сырье и нетопливные нужды» (в международной интерпретации «Неэнергетическое использование топлива») – расход ТЭР в качестве сырья на производство химической и нефтехимической продукции (аммиака, метанола, спиртов, технического углерода и др.), а также в качестве материалов на нетопливные нужды в других отраслях.

Таким образом, стандартная табличная форма ТЭБ страны или региона должна иметь вид, представленный в таблице Б.5, где в столбцах перечислен минимально необходимый состав рассматриваемых ТЭР, а в строках – основные этапы производственной цепочки их преобразования. При этом в таблице Б.5 зеленым цветом обозначен выход энергоресурса, а красным – его потребление.

Б.2 Математические модели для формирования ТЭБ страны и регионов

Формирование сводных топливно-энергетических балансов является крайне информационноемкой процедурой, требующей качественной и полной статистической поддержки по отдельным отраслям ТЭК, а также эффективных прогнозных процедур, которые, как правило, реализуются при помощи экономико-математических моделей. С точки зрения цифровизации балансовая деятельность уже является одной из наиболее «цифровизованных» составляющих в системе управления развитием энергетики.

Одним из направлений цифровизации системы государственного управления является повышение качества (объем, полнота, непротиворечивость) статистической информации и одновременно повышение степени обоснованности принимаемых стратегических решений, с учетом комплексного технико-экономического сравнения альтернативных вариантов решений и оценки их последствий для ТЭК, экономики отраслей и страны в целом.

Таблица Б.5 – Стандартная форма сводного топливно-энергетического баланса страны и регионов

[illegible]

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2.5	Производство кокса																		
2.6	КЭС																		
2.7	ТЭЦ																		
2.8	ГЭС, вкл. ГАЭС и ВИЭ																		
2.9	АЭС, вкл. АТЭЦ																		
2.10	Котельные на органическом топливе																		
2.11	Прочие теплоисточники, включая электрокотельные, утилизаторы и проч.)																		
2.12	Собственные нужды и потери при добыче																		
2.13	Собственные нужды и потери при преобразовании																		
2.14	Потери при транспортировке и распределении																		
3	Конечное потребление																		
3.1	Добыча полезных ископаемых																		
3.2	Обрабатывающие производства																		
3.3	Строительство																		
3.4	Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство																		
3.5	Транспорт и связь																		
3.6	Прочие ВЭД																		
3.7	Домашние хозяйства																		
3.8	Сырье и нетопливные нужды																		

Это делает естественным и необходимым интеграцию модельных инструментов для формирования перспективных ТЭБ страны и регионов в систему мониторинга межотраслевых результатов цифровой трансформации, связывая воедино частные решения по отраслям и уточняя их с учетом расширяющихся возможностей для межтопливной конкуренции как в секторе преобразования, так и у конечных потребителей.

Для формирования перспективных ТЭБ страны и регионов традиционно используется отдельный класс экономико-математических моделей, часто называемых моделями энергетических потоков. Например, к такому классу моделей относятся широко применяемые в мире модели – ENPER⁵, PRIMES, TIMES, MESSAGE⁶ и др. Они позволяют в рамках единой вычислительной процедуры сформировать в динамике оптимальный ТЭБ при различных сценарных предпосылках (например, в случае глубокой цифровой трансформации или цифровизации «по тенденциям»), а также количественно оценить значения интересующих индикаторов развития ТЭК. На этой основе становится возможным оценить интегральный эффект в целом для ТЭК при реализации сценария глубокой цифровой трансформации.

В основу данного класса математических моделей положено описание ключевых (в т. ч. межотраслевых) продуктовых цепочек внутри ТЭК – процессов последовательного взаимодействия технологий по получению, транспорту и преобразованию ТЭР в удобные для конечного потребления формы (рисунок Б.1). Другими словами, в математических моделях энергетических потоков описывается процесс изменения «состояния» (т. е. преобразование) каждого из рассматриваемых ТЭР в цепочке – ресурсы, первичная энергия, вторичная энергия, конечный спрос на энергию, полезный спрос. При этом каждый ТЭР проходит стадии (не обязательно все) добычи, переработки/преобразования, транспорта и распределения, а также, непосредственно, потребления (преобразование ТЭР в полезную энергию (работу) в удобной для потребителя форме).

При этом под ресурсами понимаются, например, природные запасы ископаемых видов топлива разных категорий или технически доступный для использования потенциал возобновляемых источников энергии. Под первичными ресурсами при моделировании понимаются извлеченные с помощью тех или иных технологий, но не преобразованные природные ресурсы, например, добытое из природных месторождений нефтяное сырье (нефть и нестабильный газовый конденсат), природный и попутный газ, энергетический и коксующийся уголь и т. п.

⁵ Energy and Power Evaluation Program.

⁶ Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts.

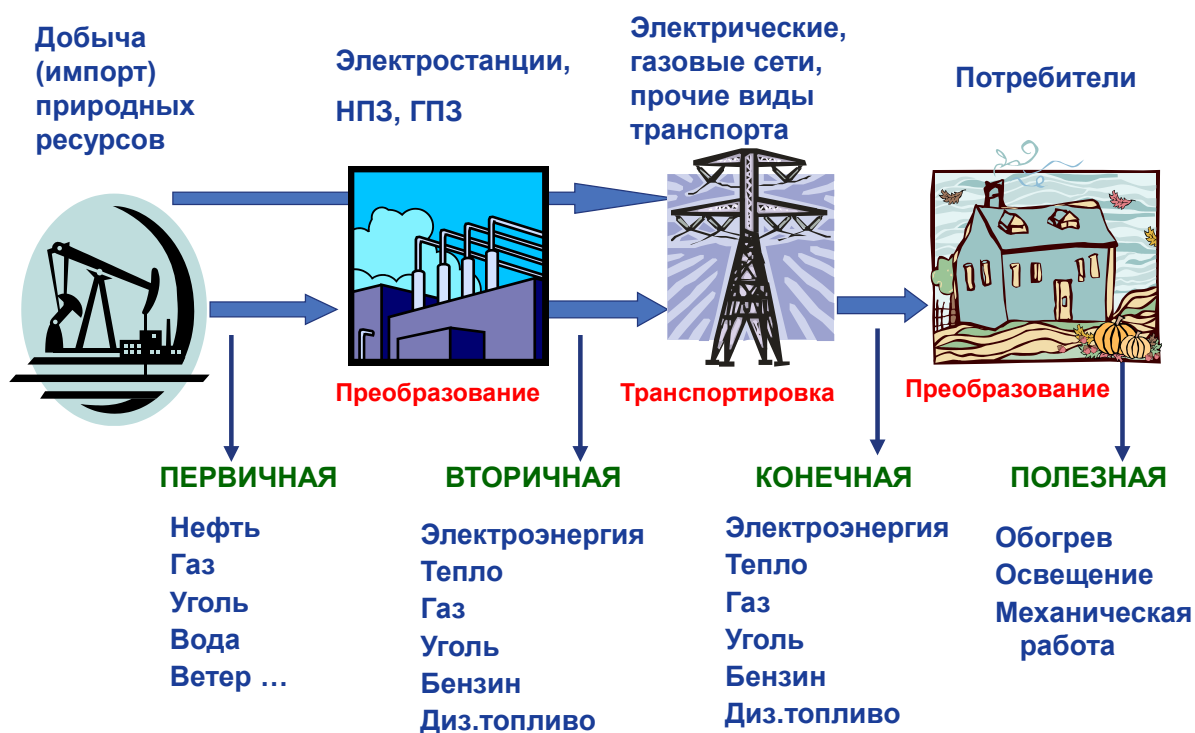


Рисунок Б.1 – Упрощенное представление производственной цепочки в энергетике

Вторичные ТЭР моделируются через технологии преобразования первичной энергии, непосредственно ресурсов (для ВИЭ) или одного вида вторичной энергии в другой вид. Это, например, электроэнергия, нефтепродукты, получаемые из сырой нефти, кокс, коксовый и доменный газ и т. п.

Конечное потребление ТЭР (конечный спрос) характеризуется технологиями процессов их непосредственного использования (например, потребление газа для производства полимеров в газохимии) или их преобразования в полезную энергию, удобную для потребления (например, потребление электроэнергии для подогрева воды в бойлере у населения, потребление бензина для автоперевозок, электроэнергии на железнодорожном транспорте, тепловой энергии для отопления и др.).

В зависимости от решаемых задач бывает целесообразным не рассматривать полную цепочку трансформации ТЭР от добычи до спроса на полезную энергию, остановившись на этапе конечного потребления ТЭР. В такой упрощенной постановке в модели будет производиться поиск наиболее эффективного способа обеспечения не спроса на полезную энергию (с учетом межтопливной конкуренции энергоресурсов у потребителя для ее обеспечения), а экзогенно заданного спроса на различные виды ТЭР.

Формализованное представление продуктовых цепочек в математической модели энергетических потоков включает в себя множество переменных и связывающих их уравнений, включая:

- балансовые уравнения, описывающие состав технологий полезного (конечного) использования соответствующих видов ТЭР и их поставки (производства, транспорта, преобразования) и территориальные связи, определяющие возможности межрегионального транспорта каждого вида ТЭР;

- уравнения, отражающие временные связи между состоянием энергетических объектов (ввод/вывод из эксплуатации) в течение всего рассматриваемого периода;

- ограничения на предельные производственные мощности и масштабы развития любых типов энергетических объектов, объемы производства определенных ТЭР и т. д.

В виде переменных (искомых значений) в модели рассматриваются возможные варианты развития и функционирования энергетических объектов:

- годовая производительность топливодобывающих и топливперерабатывающих предприятий различного типа и технологиями;

- установленная мощность электростанций разного типа с различными технологиями и ее использование для производства электроэнергии;

- объемы производства, экспорта/импорта и потребления всех видов ТЭР во всех отраслях экономики;

- величина межрегиональных потоков ТЭР и т. д.

Основная цель использования математических моделей энергетических потоков – выявить наиболее экономичный состав и масштабы применения технологий в рамках продуктовых цепочек, обеспечивающих прогнозный спрос на полезную энергию (или конечную энергию при упрощенной постановке задачи) и на этой основе сформировать перспективный ТЭБ:

- при заданных ограничениях и целевых установках (например, по выбросам загрязняющих веществ, объемам добычи тех или иных видов ТЭР, целевым индикаторам развития ВИЭ и др.);

- с использованием доступных (существующих и новых) технологий добычи, транспорта, преобразования и потребления ТЭР;

- с минимальными затратами на функционирование и развитие ТЭК.

Таким образом, данные модели являются также и инструментом оптимизации технологической структуры ТЭК и отдельных отраслей, широко применяются для решения задач по технологическому прогнозированию в энергетике.

Также данный класс математических моделей может применяться в качестве «энерго-экономического калькулятора», где для экзогенно заданной на перспективу технологической структуры ТЭК и/или объемов производства различных ТЭР, формируется единый топливно-энергетический баланс страны и регионов, проверяется

его непротиворечивость, а также рассчитываются значения всех необходимых индикаторов ЦТ.

Применение математических моделей энергетических потоков (моделей ТЭК) позволяет наглядно проследить в динамике всю цепочку технологических взаимодействий при доведении каждого вида ТЭР до конечного (полезного) потребления и учесть на каждом из ее этапов все энергетические и экономические особенности используемых технологий – как существующих, так и перспективных, в том числе использующих цифровые решения.

Однако это предъявляет высокие требования к качеству формирования математической модели ТЭК, начиная с определения ее принципиальной структуры и заканчивая подготовкой исходной информацией. Именно поэтому важно определить минимально необходимые требования к представлению в модели топливно-энергетического комплекса во всем многообразии его объектов и взаимосвязей между ними.

Так, минимальный состав ТЭР, производственные цепочки которых должны быть представлены в математической модели ТЭК, соответствует требованиям, предъявляемым к сводному ТЭБ. Этот перечень определяется рекомендуемой детальностью структуры ТЭБ (с учетом необходимости его гармонизации с международными стандартами). Необходимо отметить, что требования ТЭБ по составу моделируемых ТЭР является минимально необходимым и предусматривает достаточно агрегированное представление потоков первичных и вторичных энергоресурсов. Прежде всего, это касается ископаемых видов топлива и последующих продуктов их переработки. В зависимости от решаемой прогнозной задачи, количество моделируемых ТЭР может варьироваться, например, за счет:

- выделения разных типов углей (энергетических и коксующихся) и продуктов их дальнейшей переработки в металлургии;
- выделения сжиженных углеводородных газов (СУГ);
- выделения дополнительных уровней агрегирования для прочих твердых видов топлива (дрова и прочая биомасса, топливный торф, сланцы и твердые отходы производства);
- выделения дополнительных уровней агрегирования для прочих горючих видов топлива (коксовый и доменный газ, прочие металлургические газы и другие газообразные и жидкие отходы производства);
- выделения дополнительных уровней агрегирования для нетопливных возобновляемых ресурсов.

Минимальная территориальная детализация математической модели ТЭК должна предусматривать выделение всех ФО с возможностью декомпозиции получаемых результатов до уровня субъектов РФ.

Очевидно, что при создании сводной математической модели ТЭК для формирования оптимального сводного ТЭБ (в том числе с целью согласования стратегий цифровизации отдельных отраслей) индивидуальное представление большинства объектов ТЭК оказывается нецелесообразным. При этом используемый уровень их агрегирования в типовые энерготехнологии должен обеспечить адекватный учет различий в производственных и технико-экономических показателях моделируемых объектов. Более детальное представление производственных объектов возможно, а в математических моделях отдельных отраслей ТЭК в большинстве случаев необходимо.

Для каждого из этапов продуктовой цепочки (рисунок Б.1) определяется свой состав типовых энерготехнологий, производственные и затратные характеристики которых существенно различаются за счет:

- состояния (действующие, реконструируемые, новые объекты);
- вида используемого ТЭР в качестве сырья для своей энергетической продукции, что, прежде всего, актуально для электростанций и котельных (газ, уголь, атомная энергия, ВИЭ);
- вида технических решений или типов оборудования (например, паросиловые или парогазовые блоки на электростанциях, различные методы бурения и добычи нефти, нефтепереработки и т. д.), в том числе – решения с различной степенью оснащенности цифровыми решениями.

Так, например, при описании в математической модели ТЭК типовых энерготехнологий на этапе добычи ТЭР они должны быть представлены достаточно укрупненно, например, добыча угля – в целом по бассейну или его нескольким значительно отличающимся своими характеристиками районам. При этом на каждом из этих добывающих объектов могут быть рассмотрены различные технологии (оборудование) с различным уровнем оснащенности цифровыми решениями (степенью цифровизации), существенно отличающиеся технико-экономическими показателями: предельной годовой добычей, удельной стоимостью добычи, качеством добываемых ТЭР и т. д. Как правило, множество таких типовых энерготехнологий в добыче представляется при моделировании в виде ступенчатой функции, характеризующей зависимость удельной стоимости добычи от ее объема (рисунок Б.2).



Рисунок Б.2 – Пример ступенчатой кривой зависимости удельной стоимости добычи от ее объема в математической модели энергетических потоков

Важно подчеркнуть значительные отличия между представлением в модели добычи исчерпаемых и возобновляемых ТЭР (рисунок Б.3). Так, в отличие от исчерпаемых ТЭР, для технологий добычи которых обязательно должны быть заданы те или иные стоимостные показатели, «добыча» возобновляемых ресурсов (гидро-, солнечной, ветровой, геотермальной энергии) описывается в модели без затрат – по ним задаются лишь технические или экономически эффективные потенциалы их использования.



Рисунок Б.3 – Пример описания технологий добычи ТЭР в математической модели энергетических потоков

Математическое моделирование транспорта/распределения ТЭР в зависимости от решаемых задач также выполняется в виде типовых технологий транспортировки ТЭР с учетом различий в технико-экономических показателях. Например, транспорт нефти может быть рассмотрен применительно к действующим и новым трубопроводам, с

использованием условных радиальных транспортных связей или с учетом стоимости транспортировки по участкам трубопроводной сети, исходя из ее реальной топологии.

Выделение различных видов транспорта для каждого ТЭР (или же различных энерготехнологий внутри одного вида транспорта) позволяет моделировать экономическую конкуренцию между ними. В качестве примера на рисунке Б.4 представлен пример описания в математической модели транспорта газа с применением альтернативных технологий – трубопроводного транспорта и транспорта СПГ.



Рисунок Б.4 – Пример описания технологий транспорта газа в математической модели энергетических потоков

Также как и в случае с добывающими объектами, каждый рассматриваемый в модели вид транспорта может быть реализован с применением различных технологий (в том числе с разной степенью применения цифровых решений), для каждой из которых задаются свои технико-экономические показатели, прежде всего:

- предельные объемы транспортировки (пропускная способность);
- удельная стоимость транспортировки (эксплуатационные затраты);
- удельные капиталовложения в увеличение пропускной способности;
- потери и расход энергии на собственные нужды при транспортировке и др.

Еще более комплексное и вариативное описание объектов должно быть выполнено на этапе переработки/преобразования ТЭР. На этом этапе необходимо представить в математической модели множество энергетических объектов и технологий нефте- и газопереработки, обогащения угля, урана, производства кокса, производства электроэнергии и тепла и т. д. Минимально необходимая номенклатура рассматриваемых

объектов на данном этапе производственной цепочки должна обеспечить формирование сводного ТЭБ и минимально включать в себя все классы объектов, обеспечивающих преобразование ТЭР (таблица Б.3).

При этом внутри каждого из этих классов также рассматриваются разные типовые энерготехнологии (в том числе с разной степенью применения цифровых решений), охватывающие все поле применяемых и перспективных технических решений и позволяющие моделировать как условия экономической конкуренции между ними, так и межтопливную конкуренцию. Для каждой из моделируемых энерготехнологий преобразования ТЭР должны быть заданы следующие их технико-экономические показатели:

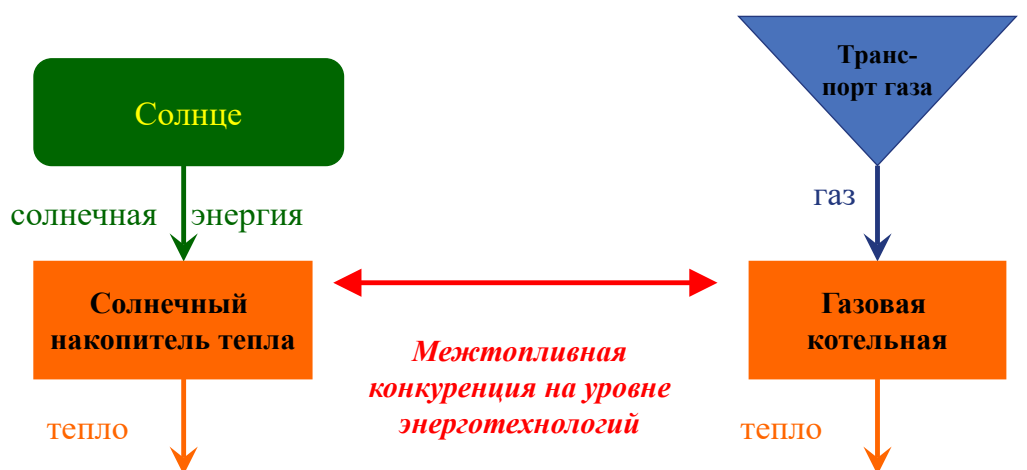
- предельная производственная мощность;
- эффективность преобразования ТЭР (КПД электростанций, глубина переработки нефти на НПЗ и т. п.);
- потери и расход энергии на собственные нужды;
- удельные постоянные и переменные эксплуатационные затраты;
- удельные капиталовложения в реконструкцию или новое строительство – в зависимости от типа энерготехнологии.

Альтернативные технологии преобразования ТЭР с различной глубиной цифровизации описываются в математической модели подобным образом, наряду с традиционными. По ним также должны быть заданы все необходимые производственные и технико-экономические характеристики, скорректированные с учетом эффектов цифровизации. Например, по сравнению с традиционно применяемой технологией, это может быть более высокая эффективность преобразования ТЭР, более низкие эксплуатационные затраты, но и более высокие УКВ в реконструкцию с учетом стоимости внедрения цифровых решений.

В качестве примера на рисунке Б.5 представлен пример представления альтернативных технологий, производящих тепловую энергию за счет преобразования различных типов ТЭР – солнечной энергии с использованием накопителя тепла и газа на газовой котельной. Несмотря на кардинальные отличия рассматриваемых технологий, состав показателей, необходимых для их адекватного представления в математической модели, оказывается идентичным.

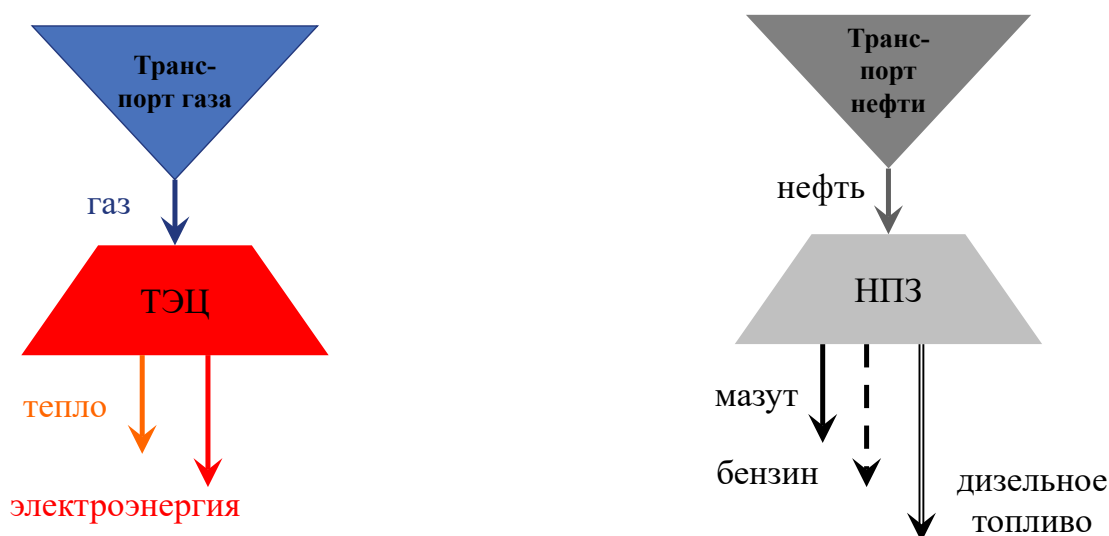
Несколько более сложно в модели описываются многопродуктовые энерготехнологии, имеющие на выходе несколько типов ТЭР, такие как ТЭЦ, преобразующие газ или уголь в электроэнергию и тепло, а также НПЗ, производящие из нефти множество видов нефтепродуктов (мазут, автомобильные бензины, дизельное

топливо и др.). Пример представления таких энерготехнологий в математической модели приведен на рисунке Б.6.



- Коэффициент преобразования ТЭР (КПД)
- Затраты (орех, сарех – для новых) для технологии преобразования
- Предельная производственная мощность
- Потери и СН при преобразовании

Рисунок Б.5 – Пример описания альтернативных технологий производства тепла в математической модели энергетических потоков



- Коэффициент преобразования (КПД или КИТ)
- Структура производства (постоянная или переменная)
- Затраты (орех, сарех – для новых) для технологии преобразования
- Предельная производственная мощность
- Потери и СН при преобразовании

Рисунок Б.6 – Пример описания многопродуктовых технологий (ТЭС и НПЗ) в математической модели энергетических потоков

Для многопродуктовых энерготехнологий дополнительно должна быть задана структура производства (выхода) ТЭР – соотношение между количеством выходящих ТЭР

разного вида. При этом данное соотношение может быть задано как постоянной величиной (например, по ТЭЦ – 60 % теплоэнергия и 40 % электроэнергия), так и переменной величиной, выбираемой в рамках оптимизационной процедуры в условиях заданных технологических ограничений, что позволяет обеспечить дополнительную гибкость математической модели и более широкую конкуренцию ТЭР и технологий.

Еще более комплексным является представление в математической модели ТЭК многопродуктовых энерготехнологий, потребляющих несколько видов ТЭР. Ярким примером такой технологии является работающая на газе и мазуте ТЭЦ, производящая тепло и электроэнергию (рисунок Б.7).

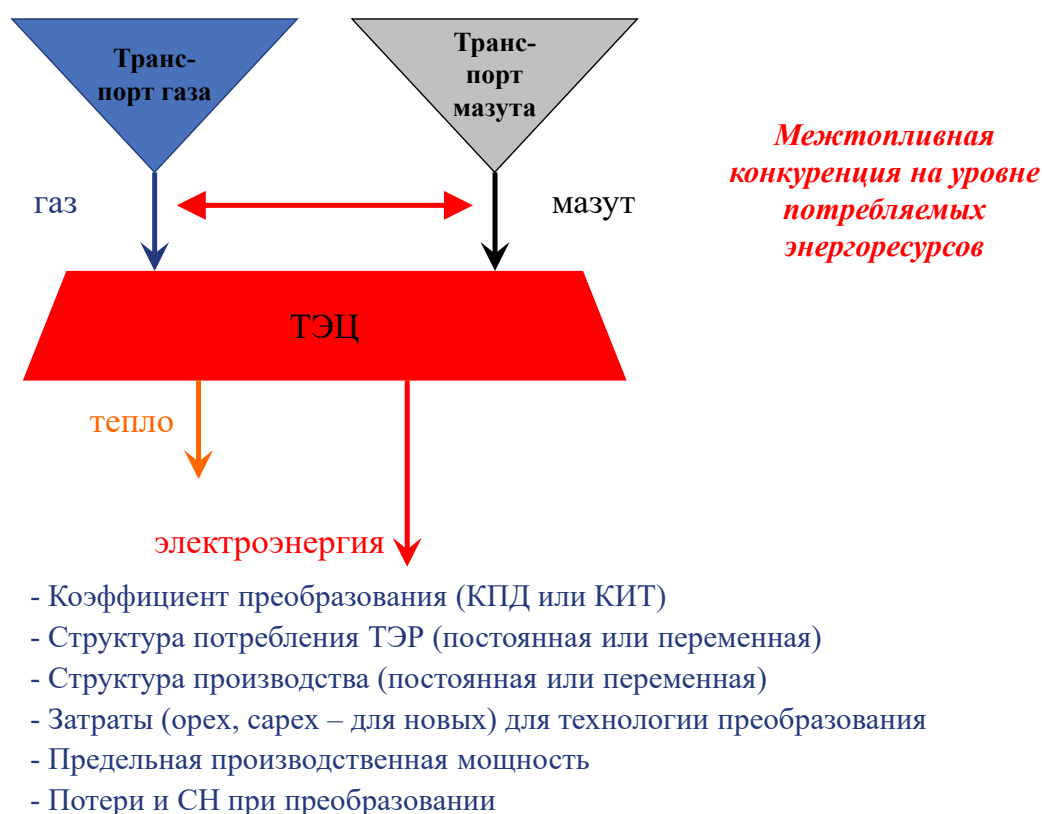


Рисунок Б.7 – Пример описания многопродуктовой технологии (ТЭЦ), потребляющей несколько видов ТЭР, в математической модели развития ТЭК

При моделировании таких технологий, помимо всех упомянутых технико-экономических показателей, необходимо дополнительно задать структуру входящих (потребляемых) ТЭР, которая, также как и в случае со структурой производства, может быть как постоянной (например, для ТЭЦ – 90 % газ и 10 % мазут), так и переменной, определяемой исходя из технологических ограничений в процессе оптимизации. Подобное представление таких сложных процессов преобразования ТЭР позволяет полноценно моделировать межтопливную конкуренцию на уровне потребляемых энергоресурсов в рамках одной технологии.

Высокая внутригодовая и внутрисуточная неравномерность потребления большинства видов ТЭР (прежде всего, тепла и электроэнергии) делает необходимым хотя бы укрупненный учет в модели режимных особенностей функционирования энерготехнологий – с выделением сезонов (зима/лето) или даже нескольких типовых суток (периодов максимального и минимального потребления). Обычно это реализуется за счет аппроксимации нелинейных характеристик реальных объектов ТЭК ступенчатыми или кусочно-линейными функциями. В качестве примера, на рисунке Б.8 приведен упрощенный подход к аппроксимации годового графика электрической нагрузки с помощью ступенчатой функции, где год и типовые сутки представлены в виде трех сегментов, значительно отличающихся по величине электрической нагрузки.

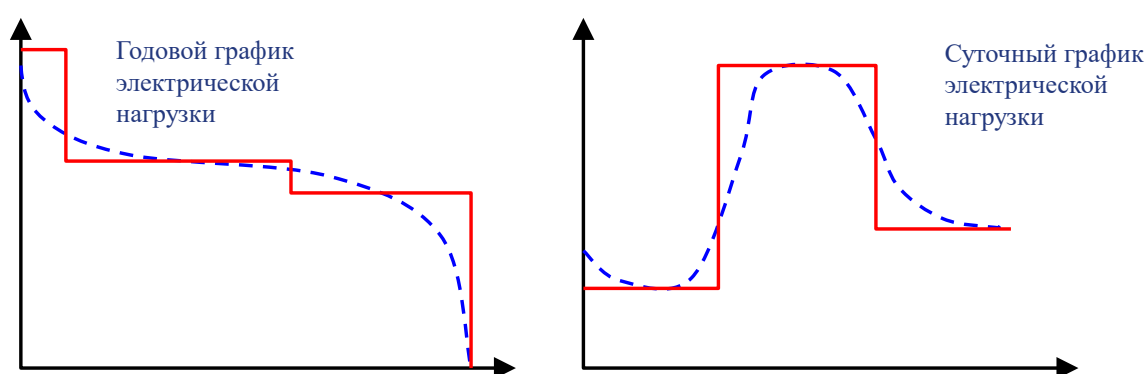


Рисунок Б.8 – Подход к аппроксимации годового (по продолжительности) и суточного графика электрической нагрузки для представления в математической модели энергетических потоков

При моделировании конечного потребления энергии минимально необходимо выделить сектора экономики (виды экономической деятельности) (таблица В.4) и экзогенно задать спрос на отдельные виды ТЭР для каждого из них.

Вместе с тем, при необходимости моделирования конкуренции между различными ТЭР, в том числе – между энерготехнологиями конечного потребления отдельных видов топлива и энергии с различной степенью цифровизации у конечных потребителей, в математическую модель для каждого сектора экономики в явном виде должны быть включены различные технологии преобразования ТЭР в полезную энергию/работу (или другую продукцию/услугу), т. е. должен моделироваться и заключительный этап производственной цепочки в энергетике – конечное потребление энергии.

Такой модельный подход базируется на нормативном (энергетическом) методе прогнозирования энергопотребления, в котором общая величина энергопотребления определяется на основе детального прогноза потребности отдельных секторов экономики (отраслей или ВЭД) в ТЭР, необходимой для получения определенных видов полезной

энергии (или «энергетических услуг»⁷) или производства (у населения – потребления) основных видов конечной продукции и услуг. Как правило, исходные данные по динамике производства (потребления) основных видов продукции/услуг задаются экспертно или прогнозируются эконометрически в зависимости от показателей развития экономики.

В качестве примера на рисунке Б.9 показан подход к описанию типовой технологии конечного потребления ТЭР в математической модели ТЭК.

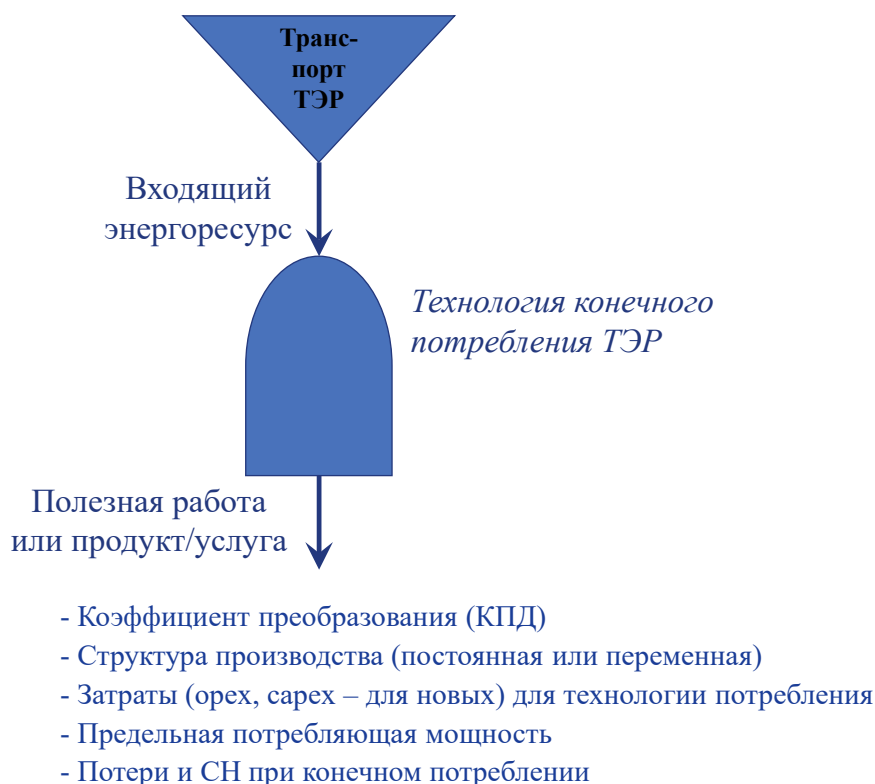


Рисунок Б.9 – Пример описания технологии конечного потребления ТЭР в математической модели развития ТЭК

Как видно из рисунка Б.9, технологии конечного потребления должны быть описаны тем же составом технико-экономических показателей, что и технологии преобразования. Для них должны быть заданы:

- предельная потребляющая мощность;
- эффективность потребления – эффективность преобразования ТЭР в полезную энергию/работу/продукцию (КПД);
- структура производства (при возможности преобразования ТЭР в несколько видов полезной энергии/работы/продукции);
- структура потребления ТЭР (при возможности потребления нескольких видов ТЭР);
- потери и расход энергии на собственные нужды при потреблении;
- удельные постоянные и переменные эксплуатационные затраты;

⁷ В англоязычной литературе наиболее часто используется термин «энергетические услуги» – energy services.

- удельные капиталовложения в реконструкцию и новое строительство и др.

При этом подходы к определению минимально необходимого количества выделяемых в каждом из секторов экономики направлений использования энергии и технологий полезного использования ТЭР могут значительно различаться. Далее в качестве примера приводится подход к технологическому представлению сектора конечного потребления в модельно-информационном комплексе Министерства энергетики США (NEMS).

В части спроса выделяется три основных категории (таблица Б.6): промышленность, коммерческий сектор и население, внутри каждой из которых есть внутренняя структуризация по направлениям потребления (отрасли и/или технологии).

Таблица Б.6 – Детализация представления спроса на ТЭР по основным категориям потребителей в модельном комплексе NEMS

Категория потребителей	Выделяемые направления потребления
Промышленность	<ul style="list-style-type: none"> – 7 энергоемких отраслей обрабатывающего сектора – 8 неэнергоемких отраслей обрабатывающего сектора – 6 отраслей, необрабатывающего сектора – промышленная энергетика (блок-станции)
Коммерческий сектор	<ul style="list-style-type: none"> – 10 конечных энергетических услуг – 11 типов зданий – 11 технологий распределенной генерации – более 200 технологий конечного использования
Население	<ul style="list-style-type: none"> – 14 конечных энергетических услуг – 3 типа жилых зданий – более 80 технологий конечного использования – 3 технологии распределенной генерации

При моделировании энергопотребления промышленности в каждой из перечисленных в таблице Б.6 отраслей выделяется его три взаимосвязанных компоненты (рисунок Б.10):

- непосредственно производственные процессы, использование ТЭР, в которых моделируются с детализацией до основных технологических процессов или направлений конечного использования энергии, каждое из которых характеризуется задаваемыми значениями удельной энергоемкости и затратными характеристиками;
- потребление промышленных зданий и сооружений разного типа, определяемое, прежде всего, расходом ТЭР на отопление, кондиционирование и освещение, которые зависят от уровня занятости и объемов выпуска каждой из отраслей;
- потребление блок-станций и промышленных котельных базируется на оценке объемов производства электроэнергии тепла на собственных генерирующих мощностях, которые, в свою очередь, определяются сравнительной экономической эффективностью (конкурентоспособностью) развития собственной генерации по сравнению с поставками с рынка.

В то же время, при моделировании коммерческого сектора экономики США (в России – Прочие ВЭД) потребление ТЭР в нем (рисунок Б.11) определяется исходя из потребности в 10 видах основных «энергетических услуг» для 11 категориях коммерческих зданий. При этом разные категории зданий требуют различных пропорций данных «энергетических услуг», в том числе и с учетом их географического расположения (разная продолжительность дня и средние температуры воздуха).



Рисунок Б.10 – Подход к прогнозу энергопотребления промышленных потребителей в информационно-модельном комплексе NEMS

В модели NEMS выделяется 10 основных направлений использования энергии (энергетических услуг):

- отопление;
- кондиционирование;
- вентиляция;
- подогрев воды;
- освещение;
- приготовление еды;

- охлаждение/заморозка;
- офисное оборудование – ПК;
- другое офисное оборудование;
- другие направления конечного энергопотребления.

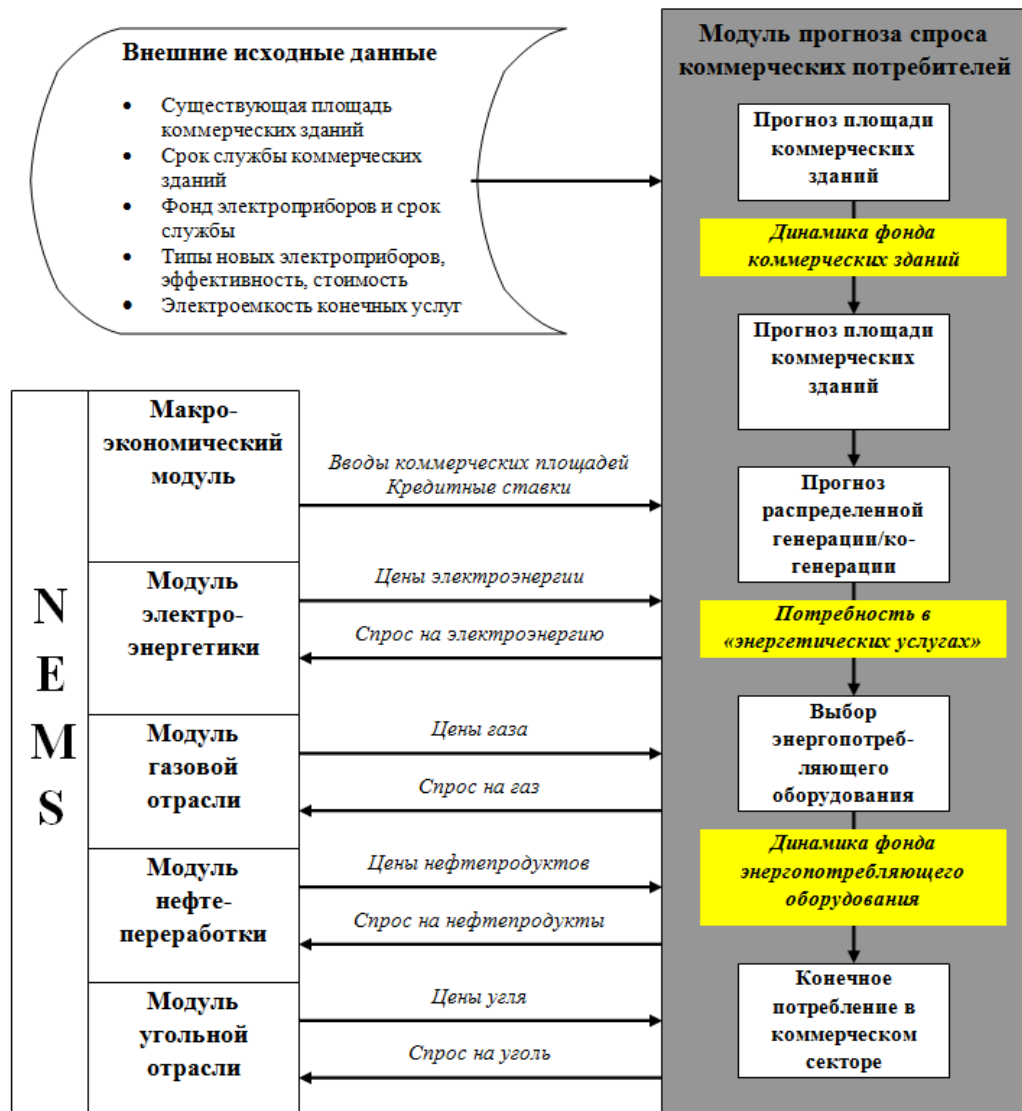


Рисунок Б.11 – Подход к прогнозу энергопотребления коммерческих потребителей в информационно-модельном комплексе NEMS

При этом прогнозный спрос на «энергетические услуги» может быть обеспечен различными типами энергопотребляющего оборудования.

В таблице Б.7 перечислены основные энергопотребляющие технологии для 7 типов «энергетических услуг» (всего выделяется более 200 технологий конечного потребления). Остальные три «энергетические услуги» (офисное оборудование, связанное с ПК; прочее офисное оборудование; остальные направления конечного потребления) признаны незначительными и их потребление не оптимизируется.

Для каждой из энергетических услуг, исходя их экономического критерия, выбирается соотношение альтернативных энерготехнологий их обеспечения с учетом

выбытия действующего парка энергопотребляющего оборудования. После выбора энергопотребляющего оборудования, по каждому типу «энергетических услуг» определяется его структура и средневзвешенное значение эффективности преобразования подведенной энергии (ТЭР).

Таблица Б.7 – Основные энергопотребляющие технологии, обеспечивающие получение «энергетических услуг» в коммерческом секторе в модели NEMS

«Энергетические услуги»	Альтернативные типы технологий
Электрическое отопление	тепловой насос с воздушным источником, тепловой насос с наземным источником, котел, отопление внутри помещения
Отопление природным газом	котлы, печи, поглощающий тепловой насос
Отопление мазутом	котлы, печи
Электрическое кондиционирование	тепловой насос с воздушным источником, тепловой насос с наземным источником, поршневая охлаждающая установка, центробежная охлаждающая установка, винтовая охлаждающая установка, вращающаяся охлаждающая установка, кондиционер на крыше, центральный кондиционер жилого помещения, оконный кондиционер
Кондиционирование природным газом	абсорбционная охлаждающая установка, охлаждающая установка с приводом от двигателя, кондиционер на крыше, тепловой насос с приводом от двигателя, поглощающий тепловой насос
Электрический нагрев воды	электронагреватель, подогреватель воды с тепловым насосом, солнечные водонагреватели с резервным источником
Нагрев воды природным газом	водонагреватель на природном газе
Нагрев воды топливной нефтью	водонагреватель на топливной нефти
Вентиляция	системы с постоянным расходом воздуха (CAV), системы с переменным расходом воздуха (VAV)
Приготовление еды на электричестве	кухонная плита/ духовка/ сковорода, индукционная кухонная плита/ духовка/ сковорода
Приготовление еды на природном газе	кухонная плита/духовка/сковорода, кухонная плита/духовка/сковорода с горелкой
Освещение лампами накаливания	лампы накаливания, компактные люминесцентные, галогенные, галогенные инфракрасные, светоизлучающий диод (LED)
Четырехфутовое освещение люминесцентными лампами	магнитный балласт, электронный балласт Т8, электронный с контролем, электронный с отражателем, электронный балласт Т5, электронный балласт супер-Т8, светодиодные
Восьмифутовое освещение люминесцентными лампами	магнитный балласт, электронный балласт, электронный – высокой производительности, светодиодные
Освещение разрядами высокой интенсивности	металлогалогенные лампы, ртутные, натриевые высокого давления, электронные-Т8 высокой производительности, электронные-Т5 высокой производительности, светодиодные
Заморозка	магазинный многокомпрессорный агрегат, магазинный холодильник, магазинные витрины, малые холодильные камеры, малые низкотемпературные камеры, торговые холодильные шкафы, низкотемпературные торговые холодильные шкафы, ледогенераторы, автоматы по продаже напитков, автоматы-рефрижераторы

Прогнозный спрос на ТЭР бытовых потребителей (в России – домашние хозяйства), подобно коммерческому сектору, определяется исходя из потребности в 14 видах основных «энергетических услуг» для основных 3 категорий жилых зданий с учетом его возрастной структуры и темпов модернизации и нового строительства (рисунок Б.12).

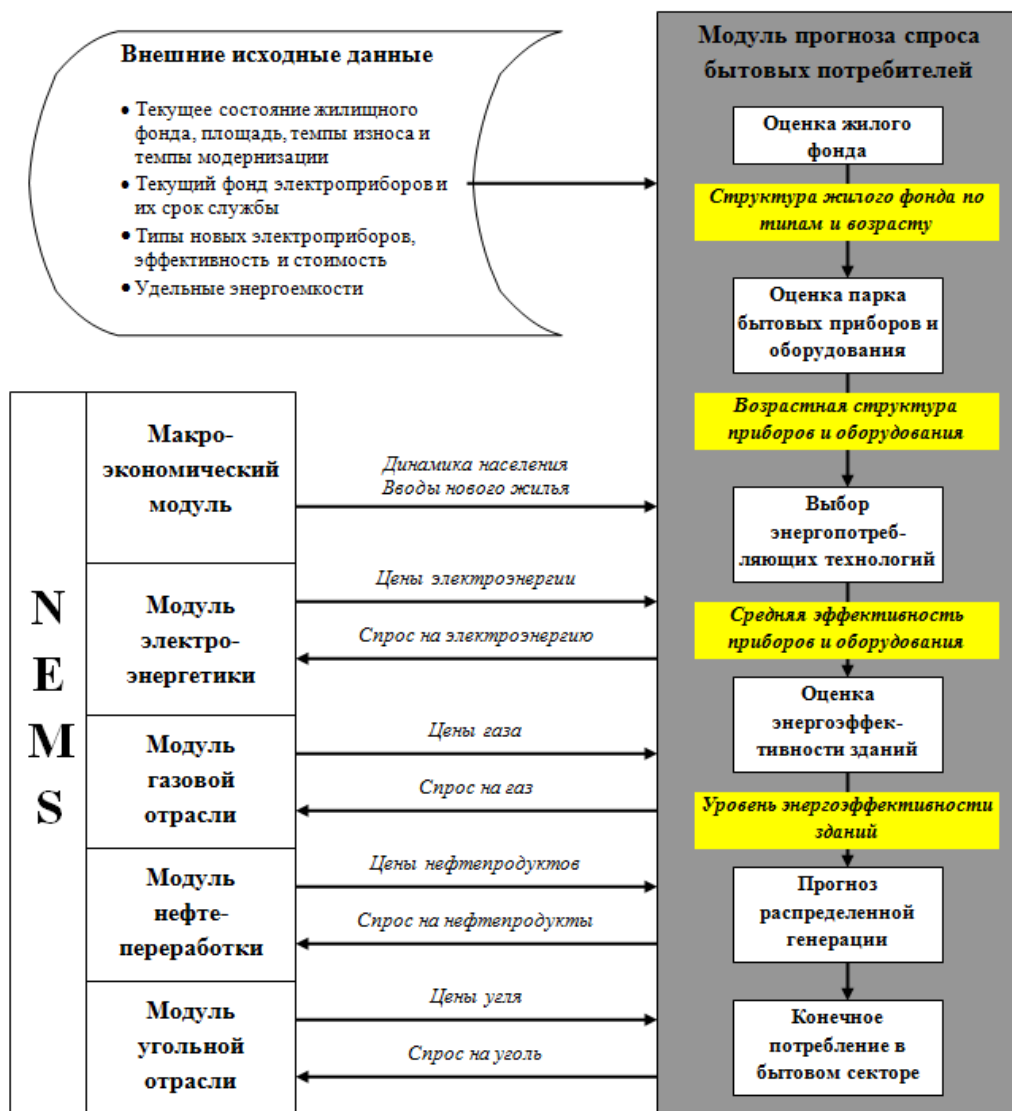


Рисунок Б.12 – Подход к прогнозу энергопотребления бытовых потребителей в информационно-модельном комплексе NEMS

При этом в модельном комплексе NEMS рассматривается около 80 типов энергопотребляющих технологий для обеспечения потребности в выделенных 14 основных «энергетических услугах» в бытовом секторе:

- кондиционирование,
- отопление,
- нагрев воды,
- посудомоечные машины,
- стирка белья,

- сушка белья,
- холодильники,
- морозильники,
- приготовление пищи,
- освещение,
- телевизоры и сопутствующее оборудование,
- компьютеры и сопутствующее оборудование,
- вытяжки дымоходов и насосы котлов,
- прочее.

Независимо от количества рассматриваемых направлений использования энергии выбор оптимального решения для каждого типа «энергетических услуг» в любом из секторов экономики должен осуществляться из множества существующих и новых энерготехнологий, различающихся производительностью, эффективностью преобразования подведенной энергии, стоимостными характеристиками, на которые напрямую влияет и степень цифровизации. Технологии с большей эффективностью использования ТЭР, как правило, в большей мере «цифровизованы», но при этом характеризуются и большей стоимостью; экономическая целесообразность перехода на них – это всегда результат сравнения дополнительных инвестиций и экономии на энергетических затратах для потребителей. Для монотонности технологических изменений возможности перехода на более эффективные технологии и/или переключения на другой энергоресурс ограничиваются предельными темпами или долями подобной структурной перестройки. При переходе на другой энергоресурс кроме стоимости оборудования учитываются и сопутствующие издержки перехода на создание и поддержание инфраструктуры энергоснабжения (например, переход с электроэнергии на газ для отопления включает издержки на строительство и содержание новых объектов газоснабжения).

Важно отметить, что в модельном комплексе NEMS блок прогнозирования конечного спроса на энергоресурсы сформирован в виде отдельного модуля, хоть и интегрированного с другими модулями, но, все-таки не являющегося частью единой оптимизационной процедуры.

В то же время, применение математической модели энергетических потоков потенциально позволяет включить множество технологий конечного потребления ТЭР в единую оптимизационную процедуру и определять с учетом технологической и межтопливной конкуренции использование всех видов ТЭР не только в секторе преобразования, но и у конечных потребителей во всех отраслях экономики, учитывая

разнообразные варианты цифровизации для действующих, реконструируемых и новых энерготехнологий.

Безусловно, включение в математическую модель ТЭК подобного детального рассмотрения преобразования ТЭР у потребителя в полезную энергию/работу значительно усложняет структуру математической модели и увеличивает как время оптимизации, так и затрудняет анализ получаемых решений.

В качестве примера на рисунках Б.13 – Б.15 приведена укрупненная структура такой оптимизационной математической модели, в которой описывается полная продуктовая цепочка от добычи до полезного использования множества видов ТЭР.

В общем случае, критерием оптимальности такой математической модели развития ТЭК должен служить единый, объединяющий все производственные цепочки всех видов ТЭР показатель – минимум суммарных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат на разведку, добычу, переработку, преобразование, транспорт, распределение и использование всех видов энергетических ресурсов (с учетом выручки от экспорта ТЭР) при условии удовлетворения прогнозной потребности отраслей экономики в полезной энергии (энергетических услугах) за весь период прогнозирования с учетом последствий принимаемых решений (минимум 15 – 20 лет).

Необходимо отметить, что помимо изменения капитальных и эксплуатационных затрат на функционирование и развитие отраслей ТЭК, при моделировании сценария глубокой цифровой трансформации, в математической модели также необходимо обеспечить учет дополнительных затрат на создание новой, цифровой, системы управления, которые не могут быть отнесены к какому-то конкретному объекту (в отличие от капитальных и эксплуатационных затрат), а являются функцией (имеющей нелинейный характер) от степени проникновения цифровых технологий в ТЭК.

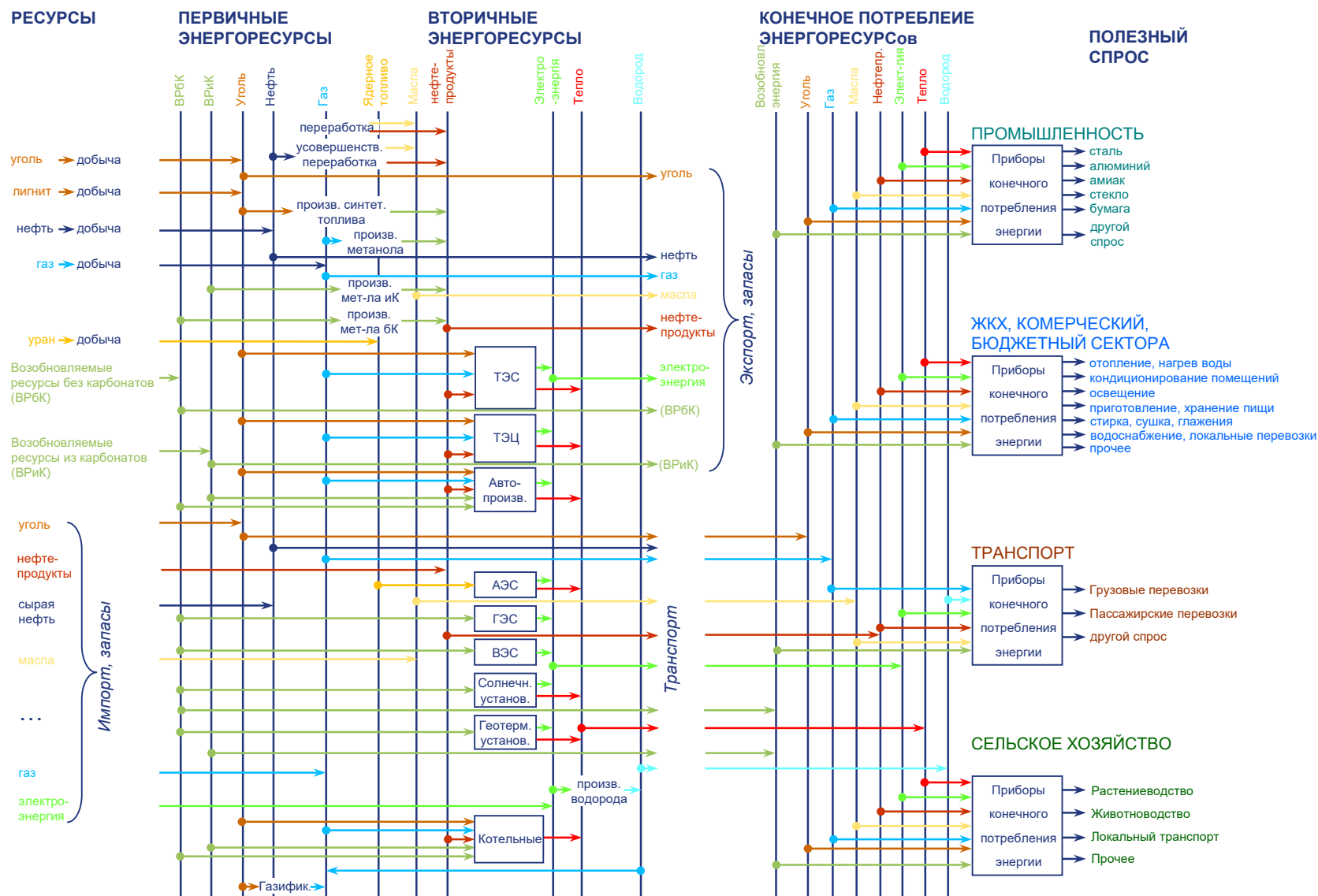


Рисунок Б.13 – Пример типовой структуры полных продуктовых цепочек в математической модели энергетических потоков (модель MESSAGE)

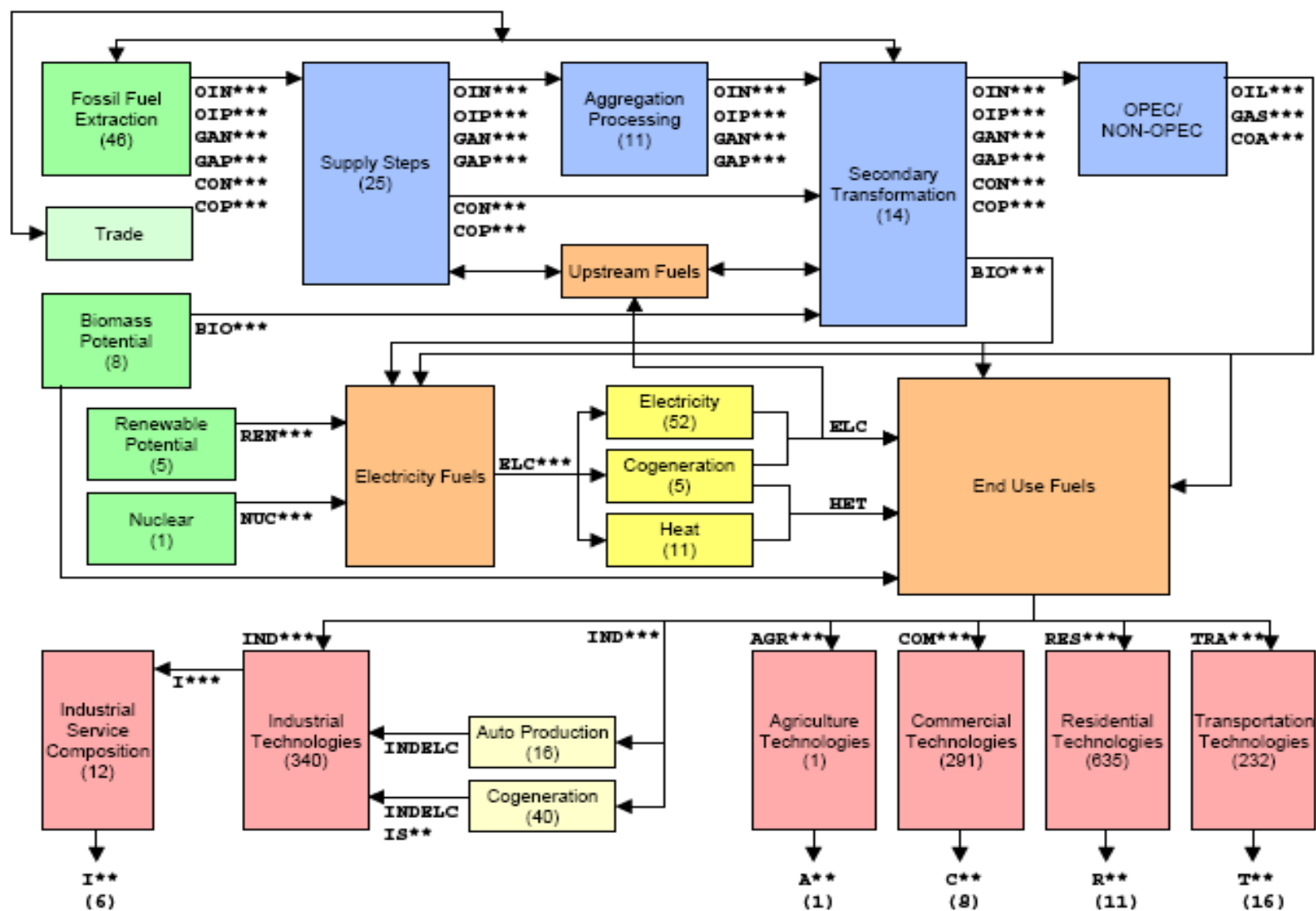


Рисунок Б.14 – Пример типовой структуры полных продуктовых цепочек в математической модели энергетических потоков (модель SAGE)

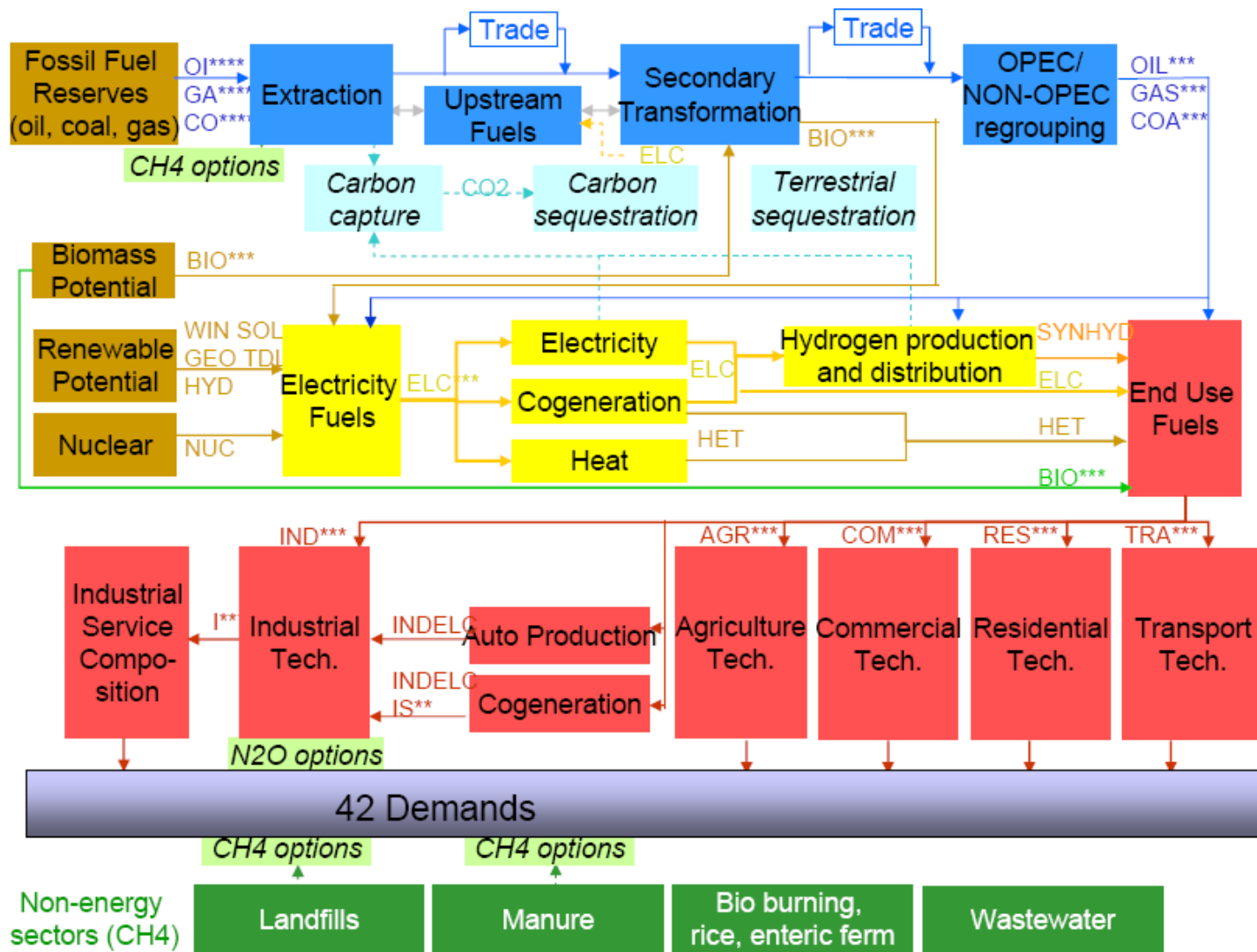


Рисунок Б.15 – Пример типовой структуры полных продуктовых цепочек в математической модели энергетических потоков (модель TIAM)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Классификация эффектов, возникающих при цифровизации отраслей ТЭК

Таблица В.1 – Классификация эффектов, возникающих при цифровизации отраслей ТЭК (обзор оценок, представленных в российских и зарубежных источниках)

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
Макроэкономический уровень	Цифровые технологии в целом	<ul style="list-style-type: none"> – создание новых рабочих мест – рост объемов выпуска наукоемкой продукции и услуг – рост физических объемов экспорта наукоемкой продукции и услуг 	<ul style="list-style-type: none"> – увеличение рабочих мест в инновационных сегментах экономики – рост ВВП за счет инновационных сегментов экономики, диверсификация структуры ВВП – рост экспортных доходов, диверсификация торгового баланса
Электроэнергетика			
Комплексные эффекты	<p>Технологии smart grid, включая:</p> <ul style="list-style-type: none"> – цифровые технологии для интеграции поставщиков розничной генерации/ управления спросом – цифровые устройства управления аккумуляторами электрической энергии – «умные» домашние приборы (кондиционирование, отопление, вентиляция) – «умные» зарядные устройства для электромобилей – технологии искусственного интеллекта для прогнозирования погоды – цифровые технологии в диспетчеризации и электросетевом комплексе 	<ul style="list-style-type: none"> – интеграция ВИЭ в энергосистему, достижение целевого уровня выработки электроэнергии от ВИЭ – интеграция электротранспорта – снижение выбросов CO₂ – повышение устойчивости и управляемости энергосистемы 	<ul style="list-style-type: none"> – стабилизация розничных цен электроэнергии в период интенсивной интеграции ВИЭ и электротранспорта – снижение затрат на ликвидацию негативных экологических последствий (относительно традиционной «углеродоемкой» энергетики)

Продолжение таблицы В.1

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
Производство	1) «цифровые двойники» турбоагрегата/котлоагрегата	<ul style="list-style-type: none"> – снижение количества аварий – увеличение межремонтного периода, повышение качества ремонтного обслуживания – продление жизненного цикла оборудования – оптимизация режимов, снижение удельного расхода топлива – снижение выбросов CO₂ 	<ul style="list-style-type: none"> – снижение ущерба от перебоев в электроснабжении – оптимизация операционных затрат – экономия капитальных затрат – повышение выручки (или снижение топливных затрат) – снижение платы за выбросов CO₂
	2) цифровые технологии для интеграции поставщиков розничной генерации (блокчейн, bigdata, телеметрия)	<ul style="list-style-type: none"> – снижение потребности в новых генерирующих / сетевых мощностях – снижение загрузки наименее эффективных действующих мощностей 	<ul style="list-style-type: none"> – экономия капитальных затрат – экономия топливных затрат в целом по энергосистеме – снижение оптовых цен электроэнергии
Передача, распределение	1) АСУ ТП в диспетчеризации, средства телеметрии, системы предиктивной аналитики	<ul style="list-style-type: none"> – повышение качества диспетчеризации, устойчивости и управляемости энергосистемы 	<ul style="list-style-type: none"> – снижение ущерба от системных аварий – повышение экономической эффективности функционирования энергосистемы в целом
	2) цифровая подстанция («цифровой двойник» подстанции) 3) «умная» телеметрия, big data и предиктивная аналитика на электросетевых объектах 3) беспилотники для удаленного мониторинга электро- и теплосетей	<ul style="list-style-type: none"> – снижение количества аварий – увеличение межремонтного периода, повышение качества ремонтного обслуживания – продление жизненного цикла оборудования – снижение потерь при передаче электроэнергии 	<ul style="list-style-type: none"> – снижение ущерба от перебоев в электроснабжении – оптимизация ремонтных затрат – экономия капитальных затрат – снижение затрат электросетевых компаний и тарифов на передачу
Потребление	1) цифровые технологии для интеграции участников программ управления спросом (блокчейн, big data, телеметрия)	<ul style="list-style-type: none"> – повышение участия потребителей в программах demand response – «выравнивание» суточных графиков нагрузки 	<ul style="list-style-type: none"> – экономия затрат на строительство новой генерации/сетей – снижение цен на оптовом и розничном рынках

Продолжение таблицы В.1

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
	2) «умные» домашние приборы (кондиционирование, отопление, вентиляция) 3) «умные» зарядные устройства для электромобилей 4) специализированное программное обеспечение	– снижение энергоемкости домохозяйств и предприятий	– экономия затрат потребителей на энергоснабжение
Нефтегазовый комплекс			
Добыча	1) 3D-сейсморазведка, компьютерное моделирование месторождения	– рост объема извлекаемых запасов сырья – сокращение времени до начала освоения месторождения – снижение доли «пустопорожного» бурения	– рост выручки за счет увеличения извлекаемых запасов – экономия капитальных затрат – снижение затрат на пробное бурение
	2) робототехника и цифровое управление процессами бурения и добычи сырья (телеметрия, bigdata, машинное обучение), предиктивная диагностика оборудования	– повышение дебита скважин – увеличение коэффициента доступности оборудования – снижение аварийности при бурении и добыче – продление жизненного цикла оборудования	– рост выручки за счет увеличения дебитов скважин – снижение ущерба от аварий – экономия операционных затрат, в целом – экономия затрат на ремонт
	3) 3D-печать	– оптимизация цепочек снабжения запчастями, снижение времени простоев оборудования	– снижение упущенной выгоды из-за простоя оборудования
	4) беспилотники для мониторинга месторождений	– снижение трудозатрат на мониторинг	– снижение расходов на оплату труда

Продолжение таблицы В.1

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
Переработка	1) «цифровой двойник» нефтеперерабатывающего оборудования	– снижение количества аварий – увеличение межремонтного периода – продление жизненного цикла оборудования – снижение производственного брака, повышение полезного отпуска	– снижение ущерба от аварий – оптимизация ремонтных затрат – рост выручки
Передача, распределение	1) цифровые датчики трубопроводной системы, предиктивная аналитика состояния 2) беспилотники для удаленного мониторинга трубопроводов	– выявление неисправностей – продление службы трубопроводов	– снижение ущерба от аварий – оптимизация ремонтных издержек
	3) цифровизация каналов сбыта и рыночной инфраструктуры	– оптимизация маршрутов дистрибуции товаров	– снижение операционных затрат
Потребление	1) «умные» счетчики 2) «умные» домашние приборы	– экономия газа – гибкость спроса на газ в пиковые часы	– экономия затрат на газоснабжение без ущерба для качества жизни
Угольная отрасль			
Добыча	1) беспилотники для картографирования местности и мониторинга уровня метана 2) 3D-моделирование месторождения 3) робототехника для прокладки шахт и добычи подземным способом 4) предиктивная диагностика оборудования, цифровые датчики, телеметрия 5) автономно управляемые самосвалы	– сокращение затрат на освоения месторождения – снижение числа аварий, в т. ч. со смертельным исходом – увеличение объемов добычи – продление жизненного цикла оборудования – увеличение производительности труда	– экономия капиталовложений – снижение экономического ущерба от аварий – рост выручки за счет увеличения объемов добычи – оптимизация затрат на ремонты – снижение эксплуатационных затрат, в целом

Продолжение таблицы В.1

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
Переработка (обогащение)	1) «цифровой двойник» обогатительной фабрики	– снижение количества аварий	– снижение ущерба от аварий
		– увеличение межремонтного периода – продление жизненного цикла оборудования	– оптимизация ремонтных затрат
		– снижение производственного брака, повышение полезного отпуска	– рост выручки
Транспорт	-	-	-
Потребление	1) цифровые технологии контроля технологических параметров (в металлургии/котлоагрегатах угольных ТЭС)	– экономия расхода угля – снижение вредных выбросов	– снижение себестоимости продукции – снижение экологического ущерба
Организация рыночных взаимодействий			
Состав, форматы рынков и продукции	1) цифровые технологии для поставщиков услуг распределенной генерации и управления спросом (в электроэнергетике)	– повышение гибкости и надежности энергосистемы – развитие инфраструктуры рынка системных услуг (в электроэнергетике)	– снижение ущерба от системных аварий – снижение оптовых и розничных цен электроэнергии
	2) технологии блокчейн и смарт-контрактов при расчетах на рынке	– повышение прозрачности и скорости расчетов	– снижение транзакционных издержек потребителей
Корпоративный менеджмент			
Экономика, финансы, маркетинг и продажи	1) специализированное ПО для бухгалтерии, финансового и производственного планирования и т. д.	– повышение эффективности расчетов, исключение человеческих ошибок – рост производительности труда	– увеличение прибыли и рентабельности компаний – экономия затрат на персонал
Стратегическое планирование, управление проектами	1) специализированное ПО для управления проектами, долгосрочного планирования и т. д.	– повышение эффективности расчетов, исключение человеческих ошибок – рост производительности труда	– увеличение доходности инвестиций компаний – оптимизация накладных затрат по проектам – экономия затрат на персонал

Продолжение таблицы В.1

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
Государственное управление и регулирование ТЭК			
Организация работы Минэнерго по управлению функционированием и развитием	1) специализированное ПО для обслуживания баз «больших данных» 2) средства компьютерного моделирования развития энергосистем и энергорынков 3) технологии связи 5G	– рост объемов хранимой информации – рост вычислительных мощностей для принятия управленческих решений – повышение качества и скорости связи с объектами управления	– снижение транзакционных издержек управления – потенциальное повышение экономической эффективности отраслей ТЭК
Организация и контроль за рынками, тарифы	1) специализированное ПО для обслуживания баз «больших данных» 2) средства компьютерного моделирования функционирования энергосистем и энергорынков 3) электронный документооборот, «открытое министерство», «открытые органы тарифного регулирования»	– рост объемов хранимой информации – рост вычислительных мощностей для принятия управленческих решений – повышение скорости обмена информацией – повышение прозрачности управленческих решений	– снижение транзакционных издержек управления – потенциальное повышение экономической эффективности отраслей ТЭК

Направление деятельности	Цифровая технология или комплексное цифровое решение	Производственные эффекты	Экономические эффекты
<p>Примечание – для анализа использованы следующие источники:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Digitalization and Energy (IEA, 2017) 2) The next frontier for digital technologies in oil and gas (McKinsey, 2016) https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-next-frontier-for-digital-technologies-in-oil-and-gas 3) Going Digital Is Hard for Oil and Gas Companies—but the Payoff Is Worth It (Boston Consulting Group, 2019). https://www.bcg.com/ru-ru/publications/2019/digital-value-oil-gas.aspx 4) The digital imperative: why upstream oil and gas is embracing advanced analytics (Wood Mackenzie, 2017) https://www.woodmac.com/news/editorial/the-digital-imperative-why-upstream-oil-and-gas-is-embracing-advanced-analytics/ 5) Звуйковский Н. Беспилотные технологии. Применение дронов в нефтегазовой отрасли https://www.pwc.ru/oil-and-gas/assets/og-journal.pdf 6) The new frontier. Bringing the digital revolution to midstream oil and gas (Deloitte, 2018) https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/digital-transformation-midstream-oil-and-gas.html?id=us%3A2sm%3A3tw%3A4di4729%3A%3A6er%3A20181101171000%3A&utm_source=tw&utm_campaign=di4729&utm_content=er&utm_medium=social&linkId=59024455 7) Digital Transformation Initiative Oil and Gas Industry (World Economic Forum, 2017) http://reports.weforum.org/digital-transformation/wp-content/blogs.dir/94/mp/files/pages/files/white-paper-2017-dti-oil-gas.pdf 8) BP Technology Outlook 2018 https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/what-we-do/bp-technology-outlook-2018.pdf 			

Продолжение таблицы В.1

Примечание – для анализа использованы следующие источники:

- 9) The Digital Utility: New challenges, capabilities, and opportunities (McKinsey Group, 2018)
<https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Electric%20Power%20and%20Natural%20Gas/Our%20Insights/The%20Digital%20Utility/The%20Digital%20Utility.ashx>
- 10) Smart Grid Research & Development Multi-Year Program Plan 2010-2014 (U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, 2012) <https://www.energy.gov/oe/downloads/smart-grid-rd-multi-year-program-plan-2010-2014-september-2012-update>
- 11) Smart Grid System Report 2018 (U.S. Department of Energy, November 2018) <https://www.energy.gov/oe/downloads/2018-smart-grid-system-report>
- 12) Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects, EPRI, January 2010
- 13) Horizon 2020 Work Programme 2018-2020. Chapter 10. Secure, clean and efficient energy (European Commission Decision C(2019)4575 of 2 July 2019) https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2018-2020/main/h2020-wp1820-energy_en.pdf
- 14) Digital Transformation of Industries: Electricity (World Economic Forum, 2016)
- 15) The Digital Energy Transformation (GE Power, GE Renewable Energy, 2018)
- 16) How digital innovation can improve mining productivity (McKinsey, 2015) <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/how-digital-innovation-can-improve-mining-productivity>
- 17) Successful rollout of AutoHaul positions WA as global rail technology leader (Rio Tinto, 2019) https://www.riotinto.com/media/media-releases-237_27489.aspx
- 18) Цифровая трансформация угольной отрасли – пример СУЭК (ПАО «СУЭК», 2018)
https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/10/25/12815/4_3_3_Tehnologii_industrii_4.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Предложения по методам оценки отраслевых эффектов цифровой трансформации в электроэнергетике

Оценка эффективности цифровой трансформации в электроэнергетике, как и в других отраслях ТЭК, выполняется в соответствии общими принципами оценки эффективности – путем соизмерения затрат на внедрение и массовое применение цифровых технологий и стоимостной оценки выгод.

Основные затраты в отраслях ТЭК, связанные с цифровой трансформацией – это капитальные затраты на цифровое оснащение технологических (производственных) процессов, включая и системы управления, экономических, организационных процессов, а также последующие эксплуатационные затраты на поддержание работоспособности цифровой инфраструктуры (раздел 1.1).

Оценка экономических результатов ЦТ отрасли (экономия капитальных и эксплуатационных затрат, снижение ущерба от недопоставки электроэнергии, снижение экологического ущерба, дополнительная выручка от продажи энергетической продукции и услуг и т. д.) базируется на измерении значений производственных показателей (индикаторов производственных результатов) с их последующим «переводом» в стоимостное выражение (качественная характеристика основных производственных и экономических результатов, достигаемых в электроэнергетике в ходе ЦТ, представлена в разделе 1.2).

При этом следует учитывать, что развитие цифровых технологий, являясь составной частью общего процесса модернизации и развития отраслей ТЭК, на самом деле лишь частично определяет результаты, измеряемые этими производственными индикаторами. Поэтому для корректной оценки «чистого» экономического эффекта, связанного непосредственно с самой цифровой трансформацией, необходимо определить разность стоимостных результатов и затрат при двух «полярных» вариантах технологического развития отрасли:

- «консервативный» вариант, предполагающий сохранение ретроспективных темпов обновления технологической структуры отрасли и ее оснащенности цифровыми технологиями;
- «инновационный» вариант, предполагающий максимально возможный уровень проникновения цифровых технологий в отрасли (но при условии их экономической целесообразности).

Несмотря на универсальность предложенной схемы оценки экономического эффекта, существуют объективные различия в учете затрат и результатов как для разных

отраслей ТЭК, так и для разных типов экономических субъектов: потребителей электрической и тепловой энергии, электроэнергетических компаний, а также для более крупных экономических категорий; отрасли и ТЭК в целом и экономики страны.

Для получения количественных оценок производственных и экономических результатов требуется вариантное моделирование перспективных балансов электроэнергии и мощности, соответствующего им профиля конкурентных цен электроэнергии, а также финансово-экономических последствий для отрасли и энергетических компаний. Для решения этих задач требуется комплекс экономическо-математических моделей, включающий в себя:

- модель долгосрочного развития электроэнергетики, интегрированную в единый комплекс с моделями планирования режимов электрической сети и оценки балансовой надежности в ЕЭС России;
- модель функционирования энергосистемы и электроэнергетического рынка;
- финансово-экономические модели энергокомпаний и отрасли в целом.

Модель долгосрочного развития электроэнергетики обеспечивает формирование и сравнение альтернативных вариантов развития отрасли, различающихся структурой генерирующих мощностей и производства электроэнергии (то есть соотношением масштабов развития и использования разных технологий генерации). Выбор тех или иных решений по структуре генерирующих мощностей оценивается с точки зрения эффектов для всей энергосистемы, в том числе, возникающих на всем горизонте планирования и за его пределами (так называемый «эффект последствия» принятых инвестиционных решений). Таким образом, с отраслевой (системной) точки зрения, ключевой метрикой эффективности сравниваемых вариантов является минимальное значение суммарных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат на функционирование и развитие электроэнергетики.

Отражая производственную структуру электроэнергетики, структура модели долгосрочного развития отрасли должна соответствовать ряду условий:

- в виде единой системы уравнений обеспечить условия совместного выполнения балансов электроэнергии и электрической мощности с учетом межсистемных электрических связей в ЕЭС России, возможностей передачи электроэнергии и мощности в пределах их пропускных способностей, балансов централизованного тепла в территориальном разрезе, а также учитывать условия неравномерности режимов электропотребления в разных энергосистемах;
- обеспечивать совместное рассмотрение совокупности продуктовых балансов отрасли и балансов топлива, учета межотраслевых связей электроэнергетики в рамках

ТЭК и ограничений со стороны развития топливных отраслей, влияющих на выбор структуры генерирующих мощностей и топливно-энергетического баланса страны и регионов.

Отмеченные особенности оптимизационной задачи проиллюстрированы на рисунке Г.1 в виде схематического представления системы балансовых условий (уравнений), которые учитываются при оптимизации развития электроэнергетической отрасли.

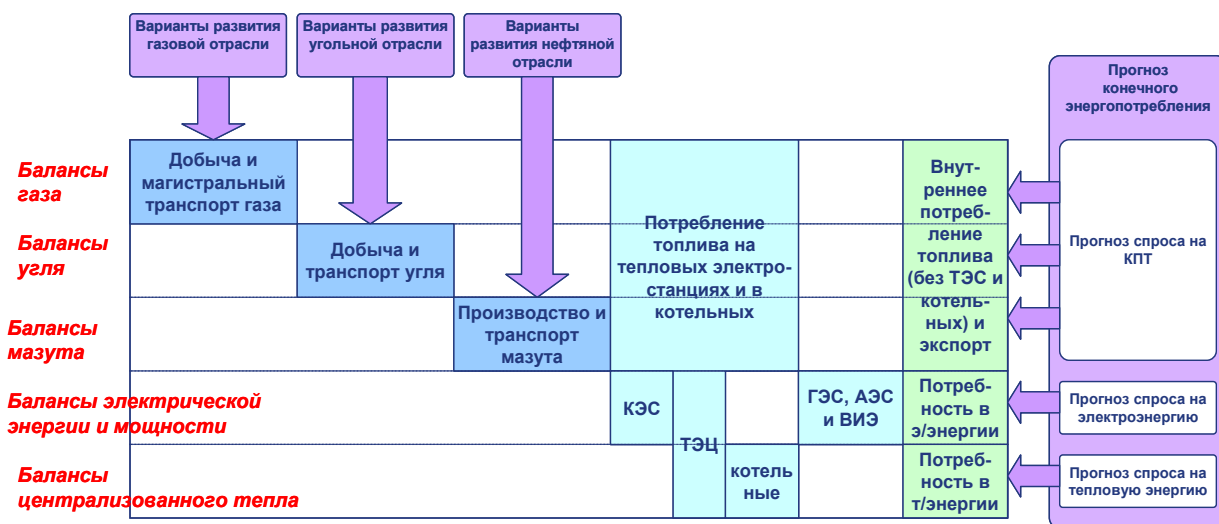


Рисунок Г.1 – Характеристика системы балансовых ограничений, учитываемых при оптимизации структуры генерирующих мощностей (по [4])

Наиболее важными ограничениями модели являются балансы мощности и электроэнергии, формирующиеся по выделенным в модели энергосистемам (балансовым узлам) и учитывающие ограниченные возможности перетоков мощности и энергии по сетевым связям между узлами. Уровень детализации балансовых узлов так же, как и детализации рассматриваемых генерирующих объектов или генерирующих технологий, может корректироваться в зависимости от конкретной постановки задачи:

– балансовые уравнения могут формироваться для ОЭС, зон свободного перетока мощности, энергосистем субъектов Российской Федерации или иных балансовых узлов, выделенных для корректного учета существующей конфигурации магистральной электрической сети и территориальных неравномерностей размещения генерации и потребления (пример на рисунке Г.2); при этом задаваемые значения спроса на электроэнергию и мощность различаются для вариантов с разной «глубиной» цифровой трансформации, отражая влияние цифровых технологий на стороне потребителя, меняющих режимы и объемы потребления электроэнергии и тепла;

- перечень моделируемых источников генерации, в минимальном приближении, должен включать различные технологические типы генерации⁸, а при необходимости, еще и предусматривать детализацию отдельных крупных электростанций на группы оборудования (например, газомазутное/угольное или паротурбинное/парогазовое);

- в модели должны быть представлены и типовые технологии тепловой и возобновляемой распределенной генерации (пример на рисунке Г.3), экономическая конкуренция которых с крупными электростанциями имитируется с учетом сетевой составляющей затрат на распределение электроэнергии;

- для более детального представления распределительного сетевого комплекса, наряду с межсистемными связями в каждом балансовом узле потребность в электроэнергии может быть дополнительно детализирована по уровням напряжения – с тем, чтобы учесть разницу в показателях затрат и потерь на распределение электроэнергии для разных групп потребителей; при этом сами показатели затрат и потерь на распределение электроэнергии будут различны для разных вариантов цифровизации в электрических сетях (что также может быть выбором при оптимизационной процедуре).

Помимо детализации балансовых требований, важнейшими исходными данными для оценки интегральных эффектов цифровой трансформации являются исходные технико-экономические показатели энерготехнологий:

- удельные капиталовложения и эксплуатационные затраты для новых и реконструируемых генерирующих объектов разного технологического типа (включая и распределенную генерацию); в контексте рассматриваемой задачи, эти показатели должны отражать различную «глубину» цифровизации разных типов электростанций (как минимум, в части составляющих эксплуатационных затрат, связанных с ремонтами и оплатой труда);

- удельные показатели расхода топлива на ТЭС, отражающие эффективность различных технологий в тепловой генерации (в том числе – дополнительное повышение топливной экономичности за счет применения цифровых технологий для управления режимами работы электростанций и отдельных единиц оборудования);

⁸ Например, предусматривать деление газомазутной генерации на парогазовые, газотурбинные и паротурбинные технологии, выделение технологий распределенной тепловой генерации на базе газовых турбин и газопоршневых агрегатов.

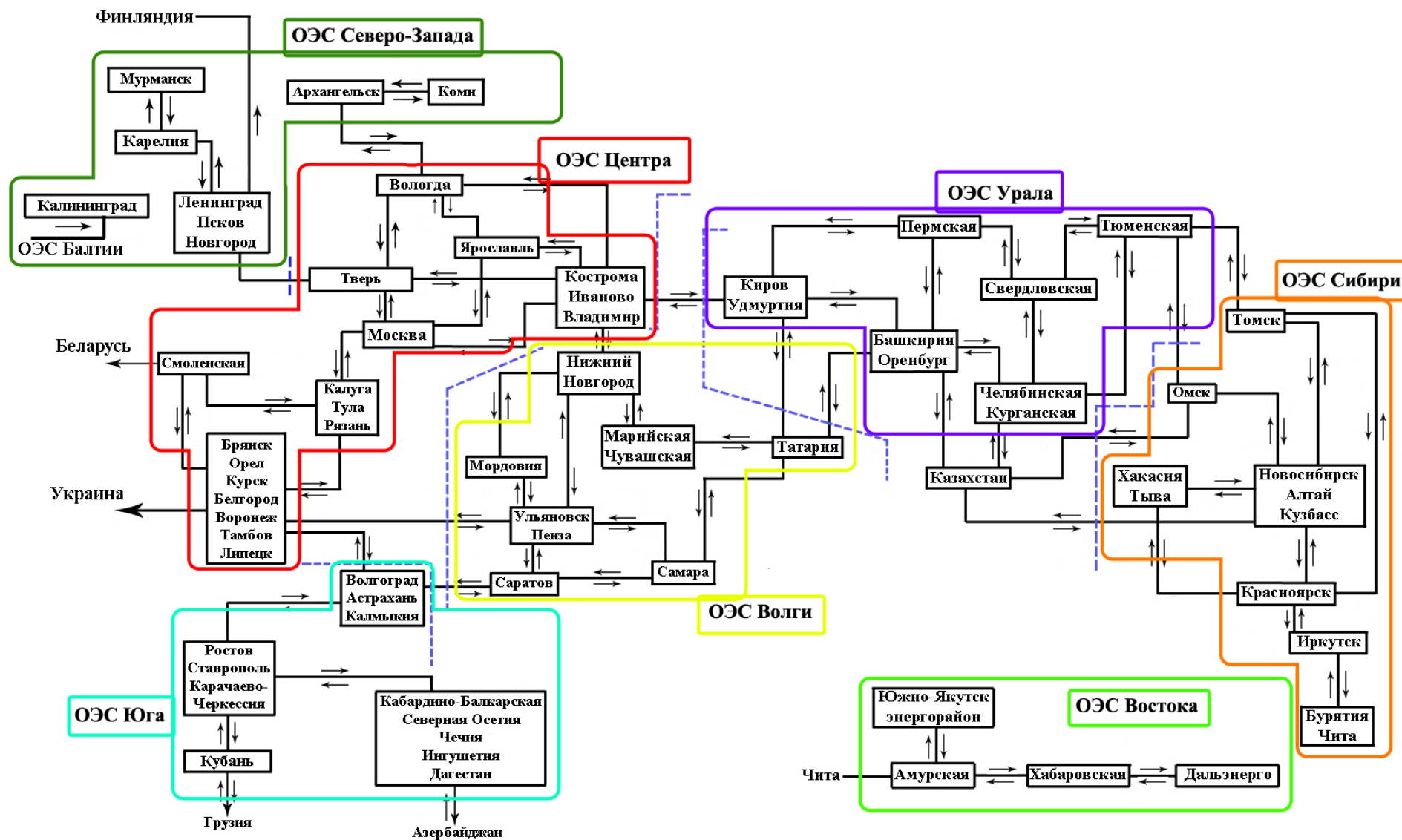


Рисунок Г.2 – Пример агрегированного представления электросетевых связей между балансовыми узлами оптимизационной модели развития электроэнергетики (составлено ИНЭИ РАН)

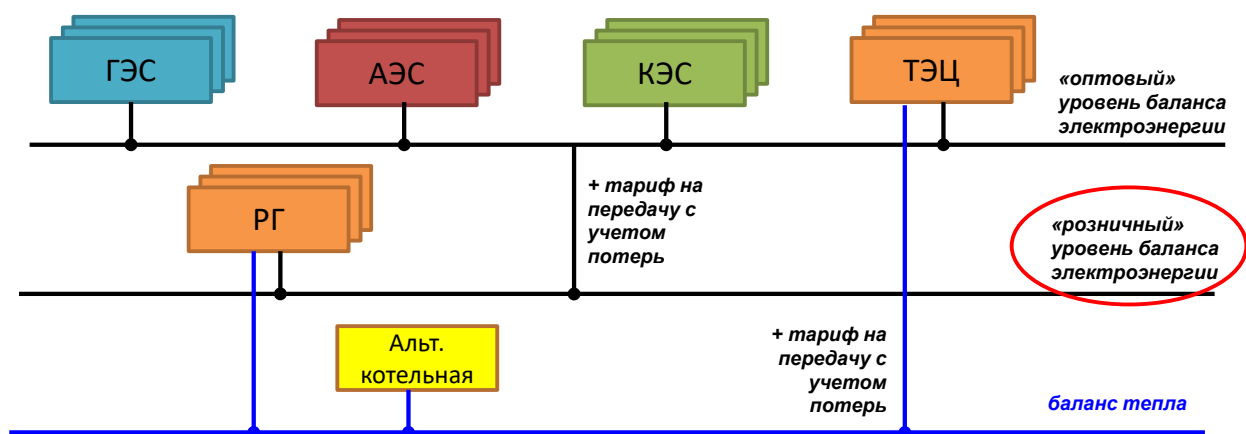


Рисунок Г.3 – Принципиальная схема представления распределенной когенерации в модели развития электроэнергетики (оставлено ИНЭИ РАН)

– удельные выбросы загрязняющих веществ при производстве электроэнергии, позволяющие дополнительно учесть при оптимизации интегральные экологические ограничения и затраты, связанные с экологическими платежами;

– удельные капиталовложения и эксплуатационные затраты для новых межсистемных связей, а также (при соответствующей детализации спроса) затраты и потери на распределение электроэнергии по уровням напряжения; в контексте рассматриваемой задачи, эти показатели также должны отражать различную «глубину» цифровизации для новых и реконструируемых сетевых объектов.

В ходе оптимизации балансов электроэнергии, мощности и тепла в модели будут варьироваться следующие переменные производственной программы отрасли:

- объемы вводов генерирующей мощности разных технологических типов, в том числе и с разной степенью оснащенностью цифровыми технологиями;
- объемы вводов сетевых мощностей для усиления межсистемных связей;
- объемы производства электроэнергии и уровней загрузки электростанций разного технологического типа, в том числе и с разной степенью оснащенностью цифровыми технологиями;
- объемы расхода органического топлива на электростанциях;
- объемы выброса загрязняющих веществ (прежде всего, CO_2) при производстве электроэнергии и тепла на ТЭС.

Этим параметрам производственной программы соответствуют конкретные оценки затрат отрасли:

- объемы капиталовложений в новое строительство и реконструкцию электростанций и развитие межсистемных связей, которые оцениваются исходя из объема вводов мощности и показателей удельных капиталовложений разных типов генерации (в том числе и с разной степенью оснащенностью цифровыми технологиями);

- объемы условно-постоянных затрат, которые оцениваются на основе объемов вводов мощности и типовых значений удельно-постоянных затрат для разных типов электростанций и сетевых объектов;

- объемы топливных затрат, которые определяются на основе объемов потребления разных видов топлива и прогнозируемых цен газа, угля и мазута;

- объемы экологических платежей, которые определяются на основе объемов выброса загрязняющих веществ и нормативного или прогнозного (например, для CO₂) размера платы за выбросы единицы загрязнителя.

На основе этих составляющих в рамках оптимизационной процедуры оцениваются минимальные суммарные дисконтированные затраты отрасли, необходимые для реализации исследуемого варианта развития. Проведение многовариантных расчетов и сравнение показателя суммарных дисконтированных затрат для вариантов с разной «глубиной» ЦТ отрасли, позволяет оценить, при каких масштабах развития цифровых технологий в электроэнергетике она оказывается наиболее выгодной с системной точки зрения.

В то же время необходимо отметить, что применения одной лишь модели долгосрочного развития электроэнергетики недостаточно для полного охвата результатов и оценки эффектов цифровой трансформации (рисунок Г.4).

Во-первых, для учета эффектов, связанных со снижением аварийности и ремонтных простоев оборудования, необходимы специальные модельные расчеты по оценке балансовой надежности в энергосистеме. Результатом этих расчетов является минимально необходимый объем резервных мощностей, который далее учитывается при расчетах в модели развития электроэнергетики в виде составляющей величины потребности в мощности. Таким образом, показатель потребности в мощности является очень важным индикатором цифровой трансформации, поскольку изменяется как под влиянием цифровых технологий управления спросом у потребителей, так и под влиянием цифровых технологий на объемы резервирования.

Во-вторых, в модели развития электроэнергетики обеспечивается крайне агрегированное описание электросетевого хозяйства, а все эффекты, связанные с цифровой трансформацией, должны быть уже агрегированы в виде интегральных показателей снижения потерь, повышения пропускной способности межсистемных связей, снижения затрат на распределение электроэнергии. Таким образом, необходим подробный расчет влияния тех или иных цифровых технологий на новых, реконструируемых и действующих объектах магистральной и распределительной сети, масштабов их применения, на интегральные показатели эффективной работы электросетевого хозяйства.

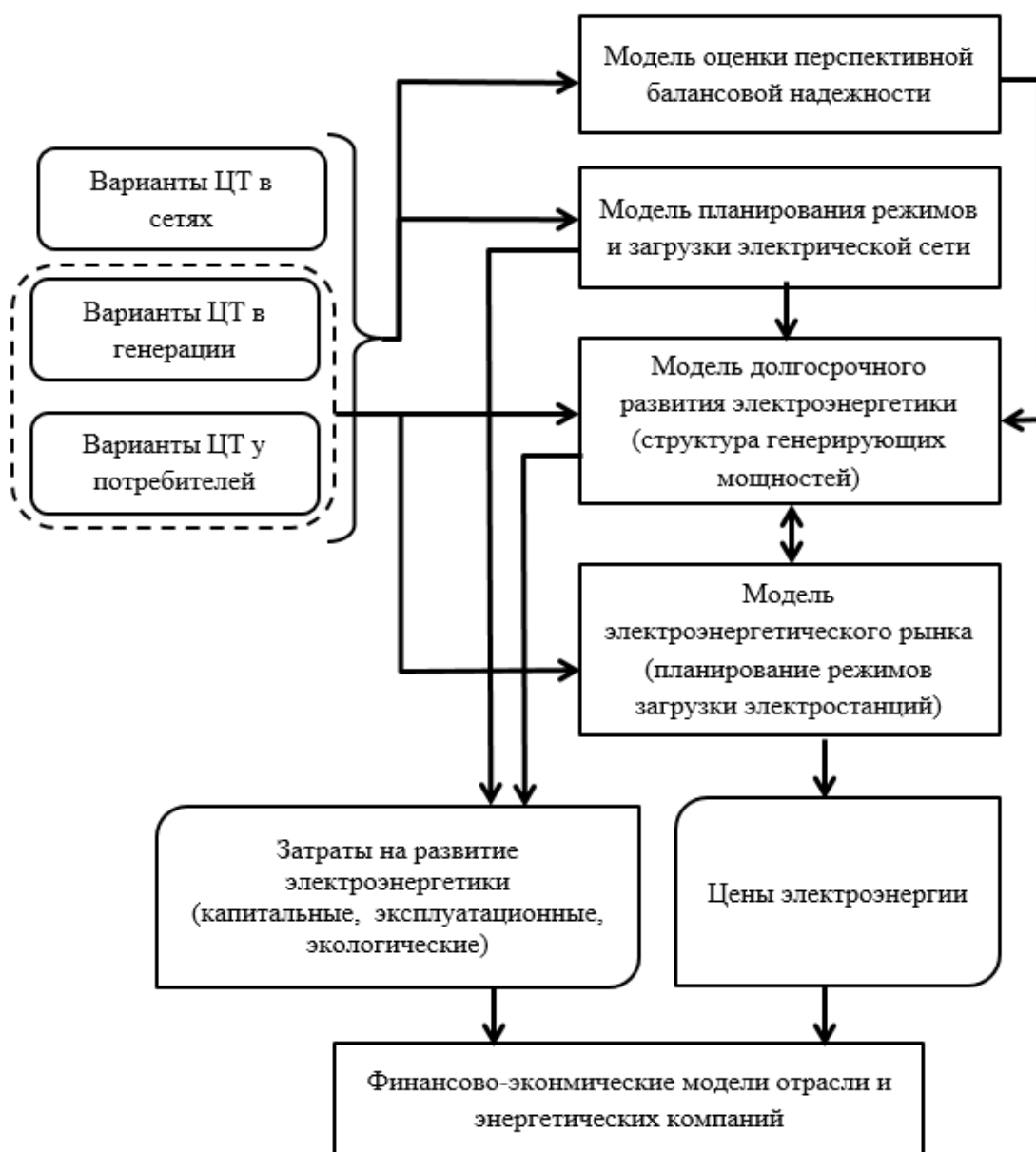


Рисунок Г.4 – Общая схема взаимодействия моделей при оценке эффектов цифровой трансформации в электроэнергетике (составлено ИНЭИ РАН)

Для этого должны использоваться модели расчетов перспективных электрических режимов и загрузки сети, позволяющие при различных технических решениях проводить оценку показателей статической и динамической устойчивости, расчет токов короткого замыкания и других технических параметров, обеспечивающих надежность работы сетевой инфраструктуры. На основе этих расчетов определяются интегральные характеристики объемов реконструкции и нового строительства сетевых объектов и сопутствующие затраты, которые далее добавляются к экономическим результатам оптимизации структуры генерирующих мощностей, полученным в модели развития электроэнергетики.

Описанная выше схема модельных расчетов отражает совокупный эффект ЦТ в целом для отрасли и ТЭК. Однако для оценки эффектов для потребителей и

энергетических компаний дополнительно важно оценить влияния цифровой трансформации на изменение рыночных цен электроэнергии (что принципиально важно для «разделения» общего отраслевого эффекта между энергокомпаниями и потребителями), а также финансово-экономическое состояние.

Для оценки ценовых последствий цифровой трансформации необходимо использовать специальный класс моделей, имитирующих режимы функционирования электроэнергетической системы и условия формирования коммерческого (спотового) баланса электроэнергии и соответствующих ему конкурентных цены электроэнергии.

Модель функционирования энергосистемы и электроэнергетического рынка, по существу, тоже решает оптимизационную задачу: поиск наилучшего варианта распределения нагрузки между электростанциями в энергосистеме. Проведение таких расчетов, с одной стороны, опирается на прогноз перспективной структуры генерирующих мощностей, полученный в модели долгосрочного развития электроэнергетики, а с другой – учитывает варианты цифровой трансформации в генерации и у потребителей электроэнергии, которые влияют на профиль перспективных кривых спроса и предложения (рисунок Г.4).

В отличие от модели развития, при оптимизации режимов загрузки электростанций решается статическая задача, поэтому условием для выбора решения является обеспечение балансов электрической энергии в балансовых узлах в каждый конкретный момент времени при минимальных переменных затратах в целом по энергосистеме. В подобных моделях единицей времени (период, для которого должен выполняться баланс электроэнергии) является интервал торговых сессий: час или даже доля часа (30 минут, 15 минут). Однако для упрощения модельных расчетов допускается выполнять их по агрегированным типовым группам часов нагрузки (как правило, с выделением от нескольких десятков до сотен интервалов в течение года вместо 8760 часов).

Затраты энергосистемы на поддержание баланса спроса и предложения сводятся к переменным затратам отдельных моделируемых объектов (преимущественно – топливные затраты тепловых станций). Приоритет в загрузке отдается объектам с наименьшим удельными переменными затратами на единицу выработки.

Для более точной оценки эффектов ЦТ отрасли, в этой модели должны быть достаточно полно учтены переменные возможности потребителей по изменению режимов электропотребления, т.е. активному участию в формировании балансов электроэнергии, повышению эластичности кривой спроса, как за счет разных технологий распределенной генерации, так и за счет снижения профиля собственной нагрузки (*demand response*), не только в периоды пикового спроса.

В итоге, режимная модель позволяет:

- имитировать посуточную загрузку оборудования для уточнения энергетических режимов и переменных затрат электростанций (групп электростанций), полученных в модели долгосрочного развития электроэнергетики, включая и вклад распределенной генерации;
- имитировать загрузку межузловых электрических связей при тех или иных режимах работы энергосистемы, оценивать достаточность сетевых мощностей;
- на стороне потребления рассматривать разные категории потребителей (виды экономической деятельности, отрасли промышленности, различные типы населения и т. д.), а также отдельные энергопотребляющие технологии (уникальные или общие для разных категорий), для которых могут быть предложены различные решения по управлению объемами и режимами электропотребления.

Интегральным результатом режимного моделирования является детальное (вплоть до почасовых значений) прогнозирование динамики спотовых цен на рынке электроэнергии, определяющихся маржинальными топливными затратами электростанций (или технологий на стороне потребителя), замыкающих коммерческий баланс электроэнергии. На основе агрегирования внутрисуточной динамики спотовых цен рассчитываются их среднегодовое значение, используемое (наряду с другими ценовыми параметрами) для оценки финансовых результатов для потребителей и энергокомпаний.

Результаты оптимизации загрузки электростанций могут быть также использоваться для уточнения решений (и интегральных затрат) в модели долгосрочного развития электроэнергетики (рисунок Г.4).

Третьей частью модельных расчетов являются финансово-экономические прогнозы в целом для электроэнергетики и по ее подотраслям (при необходимости – вплоть до отдельных компаний), в рамках которых должны быть согласованы необходимые затраты и финансовые ресурсы, обосновывающие необходимый уровень цен для конечных потребителей, а также тарифов на услуги по передаче и распределению электроэнергии. Эта задача решается с помощью финансово-экономических моделей отрасли в целом и отдельных энергокомпаний.

Разработка финансово-экономических прогнозов выполняется, исходя из полученных в модели развития электроэнергетики параметров перспективной производственной и инвестиционной программы отрасли. Далее определяется соответствующая им динамика эксплуатационных и капитальных затрат, а на их основе формируется укрупненный прогноз денежных потоков (разности доходов и расходов) от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности (рисунок Г.5). Основными

условиями, которые должны выполняться при формировании финансово-экономического прогноза, являются:



Рисунок Г.5 – Схема финансовой модели расчета необходимой валовой выручки отрасли/энергокомпании (составлено ИНЭИ РАН по [18])

- баланс полученной при оптимизации потребности в капиталовложениях и располагаемых инвестиционных ресурсов, формируемых за счет собственных и внешних источников;
- баланс внеоборотных активов и долгосрочных пассивов (с учетом укрупненной оценки необходимого чистого оборотного капитала);
- задаваемые минимальные значения показателей финансовой устойчивости (такие как рентабельность, доходность активов и собственного капитала, соотношение собственных и заемных средств и т. д.).

В результате разработки финансово-экономического прогноза для «консервативного» и «инновационного» вариантов рассчитывается динамика необходимой валовой выручки (НВВ) как сумма эксплуатационных затрат отрасли и необходимой прибыли, включая ее инвестиционную компоненту. Деление НВВ на прогнозный объем полезного отпуска электроэнергии за период дает усредненную оценку минимально необходимых цен электроэнергии. Эта цена должна гарантированно обеспечить реализацию инвестиционных программ в отрасли с

учетом заданной структуры инвестиционных ресурсов и при выполнении заданных балансовых условий и минимальных требований к показателям финансовой устойчивости.

Сравнение уровней и динамики изменения цен электроэнергии для конечных потребителей, а также необходимого уровня сетевых тарифов дает наиболее комплексную оценку экономических эффектов цифровой трансформации для «среднестатистического» потребителя.

Для оценки эффектов ЦТ для конкретных энергокомпаний применяются схожие по типу финансовые модели. В них используются производственные и инвестиционные параметры, дезагрегированные с отраслевого уровня до непосредственно уровня самих компаний. Однако финансовая оценка строится по более традиционному алгоритму: с расчетом прогнозной валовой выручки (ПВВ), учитывающей оценку динамики цен на электроэнергию, полученную из режимной модели. Дополнительно при расчете ПВВ учитывается динамика цен на мощность и тепловую энергию, исходя из допущений о сохранении/изменении моделей их ценообразования на рассматриваемом прогнозном горизонте. Для электросетевых компаний ПВВ оценивается из допущений о сохранении/изменении параметров моделей тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии. Далее из ПВВ вычитаются производственные и финансовые затраты и формируется баланс денежных потоков, аналогичный показанному на рисунке Г.5, но с той разницей, что искомым параметром будет не необходимая прибыль, а объемы привлечения заемных средств (в размере разности между потребностями в инвестициях и собственными ресурсами их финансирования). Получаемые при этом режиме моделирования значения показателей финансовой устойчивости компаний (например, рентабельность капитала, показатели кредитоспособности) позволяют оценить их выгоды (убытки) от реализации рассматриваемого варианта развития отрасли (и при заданных параметрах ценового регулирования отрасли со стороны государства).

Сочетание же моделирования финансовых планов отрасли и отдельных компаний в двух режимах (оценки их НВВ и ПВВ) дает возможность оценить необходимость и масштабы изменений ценовой политики государства в электроэнергетике в целях стимулирования инвестирования в модернизацию и цифровизацию отраслевых активов. Рекомендуемые масштабы изменения ценовой политики могут быть детализированы вплоть до тарифных решений по конкретным территориальным и ценовым сегментам энергорынка.