

**Последовательность реализации оценки экономических эффектов  
применения интеллектуальных технологий в электроэнергетических  
системах**

**Армашова-Тельник Г.С.**, и.о. заведующего кафедрой, к.э.н., доцент  
Санкт-Петербургский университет аэрокосмического приборостроения,  
Санкт-Петербург, Россия

**Бобович Т.А.**, специалист УМО УУ, Санкт-Петербургский университет  
аэрокосмического приборостроения, Санкт-Петербург, Россия

**Величко М.В.**, зам. начальника УМО УУ, Санкт-Петербургский университет  
аэрокосмического приборостроения, Санкт-Петербург, Россия

**Зубкова А.Н.**, старший преподаватель, Санкт-Петербургский университет  
аэрокосмического приборостроения, Санкт-Петербург, Россия

**Аннотация.** Электроэнергетика является основной системообразующей отраслью национального хозяйства стран мира, обеспечивающей их энергетическую и экономическую безопасность и определяющей рост производительности труда и благосостояния населения. За последние годы общее потребление электроэнергии в мире увеличивалось более высокими темпами (2,7% в год), чем рост его населения, что способствовало устойчивому экономическому росту стран, особенно в группе развивающихся стран мира. Основными тенденциями развития мировой электроэнергетики являются: активный процесс диверсификации технологий производства электроэнергии; ускоренный вывод устаревших и ввод новых энергетических технологий на базе ВИЭ; интенсивное использование возобновляемых и экологически чистых источников энергии и др. Однако указанные тенденции в меньшей степени соответствуют сегодняшнему развитию отечественной электроэнергетики, что сопряжено с определенными рисками, снижающими энергетическую и экономическую безопасность российской экономики. Управление режимами производства, транспорта, распределения и потребления электроэнергии в

современных условиях существенно усложнилось, что определяет необходимость рационализации отношений между хозяйствующими субъектами на энергетических рынках и применения новых технологий, соответствующих тенденциям развития цифровой экономики в России и мире. В данной статье представлены общие и специфические принципы оценки эффективности внедрения интеллектуальных технологий в электроэнергетических системах ЭЭС, позволяющие осуществлять корректную оценку показателей общественной эффективности внедрения интеллектуальных технологий, обусловленных изменением функциональных характеристик по всей ЭЦ. Для оценки эффектов от использования ИТ в ЭЭС России в рамках технологической ЭЦ, а также в связанных с ней отраслей страны была представлена логическая схема. Разработаны предложения по оценке экономической эффективности применения ИКТ для повышения надежности элементов ЭЭС, позволяющая осуществлять выбор вида интеллектуальных технологий из числа возможных их вариантов и базирующаяся на конкретных значениях параметров систем электроснабжения и потребителей энергии, для которых проектируются интеллектуальные системы управления надежностью в ЭЭС.

**Ключевые слова:** интеллектуальные технологии, инновации, оценка экономической эффективности, электроэнергетическая отрасль, SmartGrid

### **The sequence of implementation of the assessment of the economic effects of the use of intelligent technologies in electric power systems**

**Armashova-Telnik G.S.**, Acting Head of the Department, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, St. Petersburg University of Aerospace Instrumentation, Saint-Petersburg, Russia

**Bobovich T.A.**, specialist of UMO UU, St. Petersburg University of Aerospace Instrumentation, St. Petersburg, Russia

**Velichko M.V.**, deputy. Head of UMO UU, St. Petersburg University of Aerospace Instrumentation, St. Petersburg, Russia

**Zubkova A.N.**, Senior Lecturer, St. Petersburg University of Aerospace Instrumentation, St. Petersburg, Russia

**Annotation.** The electric power industry is the main system-forming branch of the national economy of the countries of the world, ensuring their energy and economic security and determining the growth of labor productivity and the welfare of the population. In recent years, the total electricity consumption in the world has increased at a higher rate (2.7% per year) than the growth of its population, which has contributed to the steady economic growth of countries, especially in the group of developing countries of the world. The main trends in the development of the global electric power industry are: active process of diversification of electricity production technologies; accelerated withdrawal of outdated and introduction of new energy technologies based on RES; intensive use of renewable and environmentally friendly energy sources, etc. However, these trends are less consistent with the current development of the domestic electric power industry, which is associated with certain risks that reduce the energy and economic security of the Russian economy. The management of the modes of production, transport, distribution and consumption of electricity in modern conditions has become significantly more complicated, which determines the need to rationalize relations between economic entities in the energy markets and the use of new technologies that correspond to the trends in the development of the digital economy in Russia and the world. This article presents general and specific principles for evaluating the effectiveness of the introduction of intelligent technologies in the electric power systems of the EES, which allow for a correct assessment of the indicators of the public effectiveness of the introduction of intelligent technologies due to changes in functional characteristics throughout the EC. To assess the effects of the use of IT in the EES of Russia within the framework of the technological EC, as well as in the related industries of the country, a logical scheme was presented. Proposals have been developed to assess the economic efficiency of the use of ICT to improve

the reliability of the elements of the EES, which allows choosing the type of intelligent technologies from among their possible options and based on specific values of the parameters of power supply systems and energy consumers for whom intelligent reliability management systems are designed in the EES.

**Keywords:** intelligent technologies, innovations, economic efficiency assessment, electric power industry, SmartGrid

**Введение.** В последние годы общие темпы инноваций возросли, и внедрение инноваций в энергетическом секторе стало сложной долгосрочной задачей. Цифровизация и интеллектуализация российской электроэнергетики является одной из главных целей развития отрасли. Инфраструктура современных электроэнергетических систем является крайне сложной единой технологической системой. Внедрение инноваций в отрасль поможет приблизиться к достижению данной цели, однако для реализации качественной инновационной политики необходимо иметь представление о возможных эффектах использования той или иной инновационной технологии и уметь оценивать эффективность, что позволит осуществлять выбор в пользу наиболее привлекательных для внедрения технологий. Важность инновационного развития электроэнергетической отрасли и неоднозначность вопросов оценки эффективности внедряемых проектов определяют актуальность исследования. Независимо от того, используются ли это переключатели с фотоэлементами или солнечные батареи, все усилия направлены на эффективное использование энергии.

### **1. Оценка экономических эффектов применения интеллектуальных технологий в электроэнергетических системах**

В условиях растущего мирового спроса разработка и внедрение технологий, обеспечивающих энергоэффективность и низкие (или нулевые) выбросы углерода, является актуальной задачей. Энергетические инновации в таких областях, как хранение энергии, интеллектуальные сети и электрические технологии, затронут все промышленные секторы. Хранение энергии сделает

доступ к ветровой и солнечной энергии и ее использование более осуществимым. Умные сети помогут регулировать поток электроэнергии. Достижения в области производства электроэнергии повысят эффективность для максимального использования возобновляемых источников энергии.

Некоторые технологические решения, на которые можно рассчитывать, стремясь сэкономить энергию и удовлетворить постоянно растущий спрос на нее:

1) Эффективная укладка энергии. Иногда спрос на электроэнергию может превышать предложение. Однако это можно изменить и/или сбалансировать, если надлежащим образом накопить достаточное количество энергии. На самом деле это может быть решением практически всех трудностей применения возобновляемой энергетики. В то же время очень важно иметь доступ к накопителям энергии. Комбинируя систему накопления энергии с возобновляемым источником энергии, можно обеспечить бесперебойное снабжение электроэнергией, даже когда погодные условия не способствуют производству энергии. Одним из наиболее распространенных способов хранения энергии является аккумулятор. Однако батареи могут оказаться дорогими, поэтому необходимо совершенствовать другие более доступные технологии хранения энергии. Топливные элементы, воздушно-литиевые батареи, водородные аккумуляторы энергии и тепло аккумуляторы становятся все более заметной частью мира энергетики. Так, Карибский остров Барбадос – один из крупнейших пользователей электромобилей в мире. В своей новой лаборатории по повторному использованию аккумуляторов Megarower перепрофилирует старые аккумуляторы электромобилей для продления срока службы этих батарей. И это только верхушка айсберга. Ожидается, что эффективное хранение энергии станет ключевым компонентом, который будет включен в будущие технологии. Данная тенденция приведет к тому, что эти решения станут экономичными и доступными, тем самым смогут обеспечивать большую выгоду, чем существующие источники энергии.

2) Умные микросети. Мы живем в эпоху микросетей. Это локализованная группа источников электроэнергии и нагрузок, которые обычно работают, когда они подключены к глобальной синхронной сети (или макросети), но могут также работать в «автономном режиме», то есть автономно. Микросети не только экономят энергию, но и обеспечивают энергонезависимость, эффективность и безопасность во время чрезвычайных ситуаций. Когда контроллеры микросетей объединены с возможностями машинного обучения, можно активировать рабочие операции, испытывая при этом непрерывную адаптацию. Поставщик технологий Sustainable Power Systems интегрирует искусственный интеллект (AI) в свой контроллер микросети через BluWave-ai, компанию, стремящуюся согласовать возможности AI с распределенной возобновляемой энергией. Это делается с целью создания усовершенствованного контроллера микросети, который непрерывно изучает и оптимизирует распределенную возобновляемую энергию, аккумуляторы энергии и другие компоненты системы микросети. Наряду с ростом производства электроэнергии, предприятия и частные потребители к настоящему времени должны оптимизировать потребление этого ресурса. В оптимизации, несомненно, поможет реализация концепции Smart Grid<sup>1</sup>(рис. 1). Указанные преимущества касаются всех участников, от конечных потребителей и энергопоставщиков до всего общества в целом.

В электрических сетях цифровые технологии позволяют значительно повысить надежность, снизить количество аварий в сети, заблаговременно получать информацию о нештатной работе оборудования и проводить своевременные профилактические ремонты. Интеллектуальные сетевые системы также позволяют в режиме реального времени получать информацию о работе оборудования на электростанциях и своевременно принимать решения об их ремонте. Эта технология позволяет оптимизировать время простоя производственных мощностей и минимизировать риск несчастных случаев.

---

<sup>1</sup>Название глобальной технологии развития электроэнергетической системы на уровне как планеты, отдельных стран и городов, так и отдельных потребителей электрической энергии.

3) Энергосберегающее отопление. Министерство бизнеса, энергетики и промышленной стратегии Великобритании поддерживает новую инициативу по рекуперации тепла. Несколько программ позволяют использовать и распределять тепло по различным сетям. Однако они дорогие и требуют долгосрочных обязательств. Ожидается, что в ближайшее десятилетие будет разработано больше средств эффективного электрического отопления. Это будет сделано с помощью зеленых сетей, а не топлива, вызывающего загрязнение, такого как сжиженный нефтяной газ или мазут.

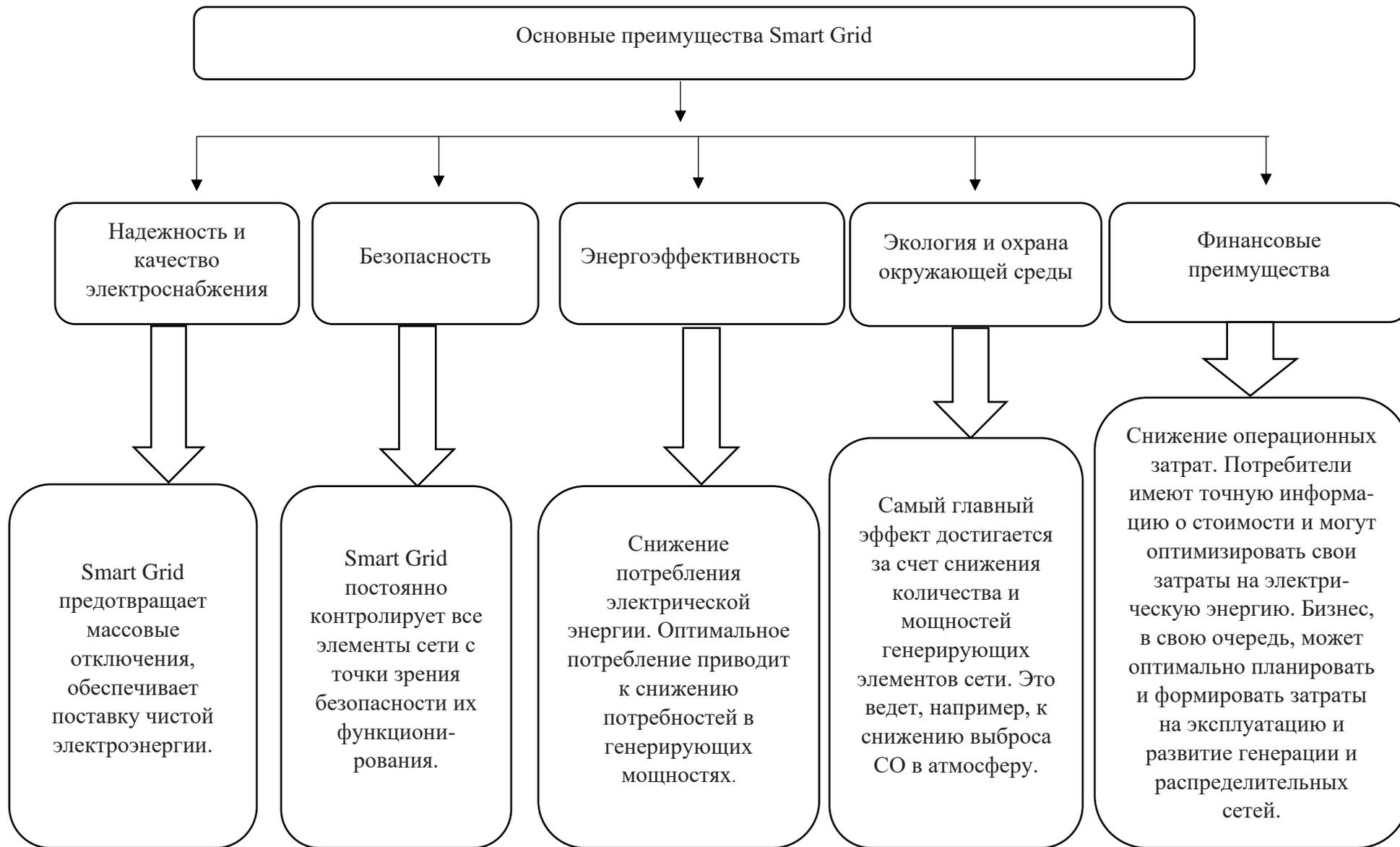
4) Блокчейн<sup>2</sup> и Интернет вещей<sup>3</sup>. Блокчейн работает как распределенный реестр, в котором записываются все транзакции, совершенные в одноранговой сети. Эта технология неподкупна и нашла применение в нескольких отраслях промышленности, и энергетический сектор является одной из них.

Использование блокчейна в энергетической системе может устранить роль посредников для поставщиков электроэнергии. Это не только решит проблемы неэффективного и неравномерного распределения энергии, но и позволит конечному потребителю напрямую торговать энергией. Использование блокчейна с Интернетом вещей (IoT) может оказать значительное влияние на энергетические системы. Brooklyn Microgrid помогает виртуальной сети зданий, владельцы которых могут покупать и продавать электроэнергию друг другу, используя технологию блокчейн для выполнения своих транзакций. Здесь блокчейн прикрепляет уникальный тег к каждому сообщению, поэтому становится невозможным выдать завершённую продажу за будущую или утверждать, что энергия, действительно вырабатываемая угольной установкой, поступает от солнечной батареи.

---

<sup>2</sup>Выстроенная по определённым правилам непрерывная последовательная цепочка блоков (связный список), содержащих информацию.

<sup>3</sup>Концепция сети передачи данных между физическими объектами, оснащёнными встроенными средствами и технологиями для взаимодействия друг с другом или с внешней средой.



*Рис. 1– Концепция умной сети [4]*

Необходимые компоненты энергетической системы на основе блокчейна:

1) Умный дом — это высокотехнологичная система, позволяющая объединить все коммуникации в одну и поставить их под контроль искусственного интеллекта, программируемая и адаптируемая ко всем потребностям и желаниям владельца.

2) Умный счетчик – электрический счетчик с функцией дистанционной передачи данных. Все значения затрат автоматически принимаются самой системой, а затем информация транслируется на главный сервер. Важным аспектом является улучшение контроля потребителей за договорами на снабжение и данными о потреблении ЭЭ.

3) Сенсорная технология – устройства, реагирующие на касания. В энергетической системе на основе блокчейна это необходимо для выполнения всех операций по регулированию процессов.

4) Умные приложения для смартфонов – программы, которые позволяют контролировать и управлять передачей энергии. Потребители нуждаются в автоматизированных программных решениях для легкого управления всей системой. Базовое приложение предназначено для разработки децентрализованной системы, которая позволяет осуществлять транзакции в энергетическом секторе и обеспечивает поставку энергии.

Благодаря технологии блокчейн становится возможным контролировать работу электрических сетей с помощью смарт-контрактов. Смарт-контракты упростят существующую многоуровневую систему, состоящую из генераторов электроэнергии, операторов распределительных систем, бухгалтеров, поставщиков банковских платежных услуг, продавцов и самих потребителей, если будут созданы условия, в которых производители и потребители взаимодействуют напрямую. Смарт-контракты сигнализируют системе, когда начинать торговлю. Система будет работать по установленным правилам, целью которых является сбалансирование спроса и предложения. Всякий раз, когда количество произведенной электроэнергии превышает существующий спрос, смарт-контракты автоматически отправляют эту избыточную электроэнергию в

хранилище. И наоборот, электроэнергия из хранилища может быть использована, если количество вырабатываемой электроэнергии недостаточно.

Потоки электроэнергии и транзакции, некоторые из которых начинаются со смарт-контрактов и отражаются в цепочке торговых блоков, документируются и надежно защищены от внешнего вмешательства. Еще одним возможным применением этой технологии в будущем является использование блокчейнов для документирования прав собственности и связанных с ними транзакций посредством безопасного хранения записей о собственности. Возможность децентрализованно хранить все данные о транзакциях открывает огромные возможности в области сертификации электроэнергии.

Речь идет в основном о двух приложениях. Первый касается подтверждения производства электроэнергии из возобновляемых источников и подтверждения квот на выбросы (в случае торговли выбросами). История передачи прав на каждый сертификат может быть точно воспроизведена в цепочке блоков. Это позволяет прозрачно и неинвазивно управлять зелеными сертификатами и квотами на выбросы.

Другой пример использования связан с Интернетом вещей и предполагает создание реестра, который регулирует и отражает вопросы прав собственности и текущее состояние интеллектуальных счетчиков, сетей и оборудования для производства электроэнергии. Потребители могут использовать криптовалюту<sup>4</sup> для оплаты электроэнергии. Некоторые потребители одновременно являются и генераторами электроэнергии: помимо потребления электроэнергии они также имеют производственные мощности в виде системы солнечных панелей, небольших ветряных турбин или тепловых электростанций. Технология блокчейн позволяет продавать электроэнергию, которую вы производите, непосредственно своим соседям. Поставка электроэнергии конечным потребителям, которая производится на небольших распределенных

---

<sup>4</sup>Электронное платежное средство без физического выражения формы.

электростанциях, осуществляется через микросети. Объемы произведенной и потребляемой электроэнергии измеряются с помощью интеллектуальных счетчиков, а транзакции с электроэнергией и платежи в криптовалюте контролируются с помощью смарт-контрактов и выполняются с использованием блокчейна.

Технологические изменения в силовом энергетическом и электротехническом оборудовании, а также интеллектуализация ИК систем и технологий управления дают возможность значительно расширить функционал ЭЭС в следующих основных направлениях:

1) Осуществления практически полной автоматизации управления технологическими и управленческими процессами по всей энергетической цепочке: от подготовки и поставки первичных энергоресурсов, производства электроэнергии, ее передачи, распределения и потребления.

2) Возможности системной интеграции генерирующих источников электрической и тепловой энергии при развитии ЭЭС, в том числе распределенных и изолированных, использующих ВИЭ, комбинированно производящих тепло- и электроэнергию на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) и котельных, дополнительно оборудованных электрогенераторами (мини-ТЭЦ) с целью повышения их энергетической и экологической эффективности.

3) Обеспечения надежной, устойчивой и безопасной работы энергетического оборудования вследствие возможности автоматического обнаружения и устранения аварийных отключений, а в случае вынужденных отказов оборудования ЭЭС – в возможности его быстрого восстановления.

4) Полной реализации клиентоориентированного подхода к потребителям электрической и тепловой энергии.

5) Эвентуальности оптимизации режима работы элементов ЭЭС, исходя из требований заинтересованных сторон и реализации их целей (технологических, экономических, социальных, экологических и др.).

б) Возможности оптимального управления обслуживанием и использованием производственных активов ЭЭС и возможности продления их сроков службы.

7) Возможности получения информации в автоматическом режиме о реальных последствиях принимаемых оперативных решений по управлению ЭЭС (эффекты обратной связи), что позволяет повысить их результативность и эффективность.

Так, для индивидуальных потребителей электроэнергии (населения страны) использование интеллектуальных технологий позволит оптимизировать процесс электропотребления, снизить объемы потребляемой электроэнергии и, соответственно, уменьшить плату за пользование ею, а также иметь возможность компенсировать собственные потери (ущерб) вследствие прекращения электроснабжения по вине энергоснабжающей организации. Кроме того, потребители, живущие в собственных «умных» домах, оборудованных интеллектуальными технологиями, появляется возможность в определенных климатических зонах не только полностью удовлетворять собственные потребности в электроэнергии в течение года, но и продавать ее «излишки» энергоснабжающим компаниям или другим потребителям.

Экспертные оценки показывают, что подобные «умные» дома индивидуального проживания могут быть весьма эффективными на большей части территории и в нашей стране. Так, коэффициент обеспеченности собственным электроснабжением, определяемый как отношение собственной производимой электроэнергии к общей потребляемой ее величине в течение года, даже на территории Ленинградской области будет не ниже 35-40%. В других регионах страны, расположенных в южных широтах, он окажется гораздо больше, а в некоторых регионах может и превышать 100%, как это имеет место в «умном» доме в г. Берлин, Германия [8].

Для промышленных потребителей внедрение ИТ даст возможность в больших масштабах реализовывать энерго- и ресурсосбережение, оптимизируя производственный процесс в соответствии с технологическими особенностями

оборудования и режимы его загрузки, а также снижать расходы ресурсов и, при возникновении аварийных или иных неблагоприятных условий, оказывать помощь в решении режимных проблем энергоснабжающих организаций выступая в качестве их партнеров. Так, в практике западных энергоснабжающих компаний многие крупные промышленные потребители на договорных условиях получают статус потребителей-регуляторов, в соответствии с которыми энергоснабжающие компании могут ограничивать их нагрузку в аварийных условиях, компенсируя возникающие у данных потребителей потери посредством снижения тарифов на потребляемую энергию и мощность в нормальных условиях их деятельности. Подобная практика широко использовалась и отечественными энергокомпаниями в прошлом в случае дефицита их мощностей [3].

В целом для потребителей энергии использование интеллектуальных технологий в ЭЭС, в первую очередь, приводит к существенным экономическим и социальным эффектам, обусловленным снижением затрат на энергию и возможностью самостоятельно оптимизировать энергетические услуги, предоставляемые энергоснабжающими компаниями.

На этапе фундаментальных научных исследований обычно достаточно произвести экспертную оценку потенциальных эффектов их результатов, привлекая опытных специалистов (экспертов). Другими, более распространенными методами оценки результативности и эффективности разработки и использования новых технологий, в том числе и интеллектуальных, являются те из них, которые основаны на обобщении данных мирового опыта разработки технологий другими странами и информации, получаемой при реализации их пилотных проектов. Обзор существующих методов оценки возможного влияния использования интеллектуальных технологий или интеллектуальных энергетических систем показывает, что существует единое мнение о методологическом подходе к их оценке, однако, приводимые укрупненные оценки меняются от организации к организации, от автора к

автору, что указывает на потребность в рациональной методике оценки последствий их применения на основе системного подхода.

Для корректной оценки общественной эффективности внедрения ИТ в ЭЭС следует использовать следующие основные принципы, рекомендованные, с одной стороны, официальными методическими документами [2, 4], а, с другой стороны, дополненные автором, исходя из специфических особенностей рассматриваемых объектов оценки, разделенные на две основные группы: общие и специфические принципы.

К общим принципам оценки эффективности применения интеллектуальных технологий или ИЭС в целом в отечественной электроэнергетике следует отнести:

1) Научность, означающую необходимость использования законов или общепризнанных положений объективного социально-экономического устойчивого развития общественных систем, к которым относятся современные электроэнергетические системы.

2) Системность, определяющую возможность рассматривать ИЭС в качестве социально-экономических систем, являющихся частью других систем более высокого уровня (топливно-энергетического комплекса или национальной экономики в целом), и учитывать все их взаимосвязи: прямые и обратные.

3) Комплексность, означающую необходимость учета при оценке эффективности полной совокупности последствий и эффектов, обусловленных изменениями как внутренних, так и внешних функциональных связей рассматриваемых социально-экономических систем.

4) Стратегическую целенаправленность, определяющую, в первую очередь, необходимость решения стратегических задач социально-экономической системы более высокого уровня, каковой является национальная экономика, например, в случае создания ИЭС страны – на повышение ее ВВП, а не роста прибыли отдельных компаний.

5) Содействие устойчивому социально-экономическому развитию общества в целом, а не только отдельной его части.

б) Направленность на инновационное развитие не только оцениваемой системы, но и национальной экономики в целом.

7) Обязательность учета фактора времени, обеспечивающая не только соизмеримость затрат и результатов во времени, но и в процессе формирования их на протяжении жизненного цикла конкретной интеллектуальной технологии.

К специфическим принципам оценки эффективности применения интеллектуальных технологий в отечественной электроэнергетике следует отнести следующие:

1) Клиентоориентированность, означающую необходимость учета интересов потребителей энергии и энергетических услуг ИЭС для удовлетворения потребностей и решения проблем потребителей.

2) Соответствие качества энергии и энергетических услуг нормативным требованиям соответствующей страны.

3) Измеримость (квалиметричность) параметров эффектов и последствий использования интеллектуальных технологий в одинаковых единицах оценки.

4) Моделируемость использования интеллектуальных технологий или ИЭС посредством их представления в форме экономико-математической модели, отражающей их основные свойства и позволяющей проводить модельные эксперименты с целью оценки возможных изменений функциональных параметров рассматриваемой системы.

5) Достоверность, допускающая возможность изменения параметров исследуемой системы во времени и корректной оценки его последствий.

6) Адаптивность, означающая возможность упреждающего приспособления поведения исследуемой системы к потенциальным рискам из-за неопределенности информации о ее развитии в будущем.

7) Устойчивость и надежность поведения интеллектуальных технологий на протяжении значительного периода их использования, а в случае наступления отказов – возможность их самовосстановления.

Использование представленных общих и специфических принципов оценки эффективности применения интеллектуальных технологий в

отечественной электроэнергетике позволит не только получать достоверную информацию об их потенциальных последствиях и эффектах, но и корректировать стратегии и механизмы научных исследований, разработки и производства интеллектуальных технологий на всех стадиях их жизненного цикла: реализации идей, разработки, опытной проверки, корректировки параметров пилотных проектов и практической эксплуатации.

В российских транспортных и распределительных электрических сетях ежегодно происходит в среднем до 2760 технических отключений со средней продолжительностью 4,7 ч. Такие отключения сопровождаются недоотпуском примерно 1200 кВт.ч электроэнергии на каждое отключение. При среднем удельном ущербе, равном 29,4 долл/кВт.ч, общий ущерб УОТКЛ на одно аварийное отключение транспортно- передающих и распределительных сетей продолжительностью 4,7 ч составит 1,2 млн руб./отключение, а общий ущерб по стране УОБЩ из-за отключений, транспортно-передающих ЛЭП составит 3,3 млрд руб/год. Из приведенных цифр видно, что аварийные отключения ЛЭП наносят довольно ощутимый ущерб экономике страны, что, в свою очередь, определяет необходимость широкого применения новых интеллектуальных технологий транспорта и распределения электроэнергии ее потребителям и интеллектуальных технологий управления этим процессом.

В последнее время в стране разрабатываются многие разновидности нового интеллектуального оборудования для транспортных ЛЭП. Поэтому появляется реальная возможность использовать новые интеллектуальные технологии и для сокращения аварийных отключений транспортных и распределительных ЛЭП и, соответственно, для снижения экономического ущерба ЭЭС и потребителям электроэнергии, поскольку аварийные отключения ЛЭП нарушают нормальную работу электростанций и электрических сетей, а также полностью или частично ограничивают электроснабжение конечных потребителей. При этом в каждом конкретном случае выбор того или иного вида интеллектуальной технологии помимо выполнения сугубо технологических

требований должен основываться и на корректной оценке его экономической эффективности.

Помимо предварительной экспресс-оценки с использованием обобщенного показателя удельного ущерба на кВт.ч недополученной электроэнергии при этом целесообразно применять следующую, более обоснованную методику оценки экономической эффективности выбора конкретного вида интеллектуальных технологий (ИТ) из числа возможных их вариантов, алгоритм которой включает следующие действия:

Формирование набора конкурирующих ИТ, исходя из технологических возможностей решения поставленной проблемной задачи;

1) Обоснование критерия эффективности для выбора оптимального варианта решения поставленной задачи.

2) Экспресс-оценка экономической эффективности вариантов решения задачи.

3) Корректировка набора конкурирующих вариантов ИТ решения задачи.

4) Детальная оценка экономической эффективности скорректированного набора вариантов ИТ решения поставленной задачи.

5) Выбор оптимального варианта решения поставленной задачи.

6) Разработка рекомендаций по практическому использованию оптимального (рационального) варианта интеллектуальной технологии.

Ниже приведена оценка экономической эффективности использования трех вариантов ИТ, повышающих надежность электроснабжения магистральной ЛЭП 500 кВ для выдачи мощности КЭС на распределительную подстанцию 500/220/10 кВ. Так, для формирования набора конкурирующих ИТ согласно первому блоку предложенного алгоритма выбираем три типа ИТ (обозначенных как X, Y и Z), позволяющие сократить интенсивность аварийных отключений ЛЭП на 85, 90 и 95% от существующего уровня, но имеющие разные предполагаемые стоимостные характеристики: 4,5 млрд руб для X, 8,6 млрд руб для Y и 10,8 млрд руб для Z соответственно. Также примем, что статистическая частота отключений ЛЭП 500 кВ в течение года из-за суровых климатических

нагрузок (высокая грозовая интенсивность летом, сильные ветры вплоть до ураганных, гололед зимой и др.) и нарушений устойчивости в среднем составляет 10 отключений со средней продолжительностью 8 ч на одно отключение. Дополнительно примем, что строительство и ввод в эксплуатацию осуществляются: ИТ-Х в течение одного года, ИТ-У в течение двух лет и ИТ-З в течение трех лет.

В качестве критерия эффективности для выбора оптимального варианта решения поставленной задачи (второй блок алгоритма) в соответствии с [6, 4] примем минимум суммарных дисконтированных затрат в виде:

$$Z_{\text{СУМ}} = \sum_{t=1}^{T_p} (K_t + I_t + Y_t) \cdot (1 + r_{\text{вр}})^{1-t} \rightarrow \min \quad (1.1)$$

Где  $K_t$  – ежегодные капиталовложения в период строительства и ввода в эксплуатацию ИТ;

$I_t$  – ежегодные затраты на эксплуатацию ИТ в году  $t$ ;

$Y_t$  – ежегодный ущерб от перерывов электроснабжения в году  $t$ ;

$T_p$  – расчетный период времени, состоящий из периода строительства ТСТР и периода эксплуатации ТЭК ИТ;

$r_{\text{вр}}$  – коэффициент учета фактора времени, принимаемый на уровне 10-15% [7].

Разделим выражение (1.1) на две части:

$$Z_{\text{СУМ}} = \sum_{t=1}^{T_{\text{СТР}}} K_t \cdot (1 + r_{\text{вр}})^{1-t} + \sum_{t=1}^{T_{\text{ЭК}}} (I_t + Y_t) \cdot (1 + r_{\text{вр}})^{1-t} \quad (1.2)$$

Примем величину  $r_{\text{вр}} = 0,15$  и отдельно определим значения обеих частей выражения (1.2), подразумевая, что при значениях ТЭК > 30 лет и  $r_{\text{вр}} = 0,15$  выражение  $\sum_{t=1}^{T_{\text{ЭК}}} (I_t + Y_t) \cdot (1 + r_{\text{вр}})^{1-t}$  будет равно  $\frac{I_t + Y_t}{r_{\text{вр}}}$  при постоянных значениях  $I_t$  и  $Y_t$  на протяжении периода  $T_{\text{ЭК}}$  [2]. Тогда выражение (1,2) с достаточной степенью точности (ошибка  $\pm 5\%$ ) примет вид приведенных (к моменту начала эксплуатации) затрат:

$$Z'_{\text{СУМ}} = r_{\text{вр}} \cdot K_{\text{нр}} + I + Y \rightarrow \min \quad (1.3)$$

Далее произведем экспресс-оценку экономической эффективности трех вариантов ИТ по критерию минимума суммарных дисконтированных

приведенных затрат (реализация третьего блока алгоритма). Для варианта ИТ-Х ежегодная часть приведенных капиталовложений будет равна 0,675 млрд руб/год. Для варианта ИТ-У приведенная стоимость строительства объекта к началу эксплуатации будет равна 9,25 млрд руб, а ежегодная часть приведенных капиталовложений при равномерном распределении инвестиций в течение двух лет 1,39 млрд руб/год. Для варианта ИТ-З также при равномерном распределении инвестиций в течение 3-х лет ежегодная часть приведенных капиталовложений будет равна 1,88 млрд руб/год.

Примем, что ежегодные издержки на обслуживание оборудования ИТ будут составлять 12% от стоимости оборудования, и для рассматриваемых вариантов ИТ они соответственно составят 0,54; 1,03 и 1,3 млрд руб/год.

Оценим годовой недоотпуск электроэнергии при аварийных отключениях ЛЭП 500 кВ по трем вариантам ИТ по следующей формуле [5]:

$$\Delta W_{НЭ} = N_{max} \cdot n_{откл} \cdot h_{пр} \cdot k_d \cdot p_{ав}, \text{ кВт. ч/год} \quad (1.4)$$

где  $N_{max}$  – максимальная передаваемая мощность по ЛЭП, кВт;

$n_{откл}$  – число отключаемых линий (цепей) в году;

$h_{пр}$  – продолжительность перерывов электроснабжения в году, ч;

$k_d$  – коэффициент дефицита мощности при аварийных отключениях ЛЭП;

$p_{ав}$  – вероятность аварийных отключений.

Для варианта ИТ-Х  $\Delta W_{НЭ}$  составит 9,6 млн кВт.ч/год. Соответственно для вариантов У и З недоотпуск электроэнергии составит 6,4 и 3,2 млн кВт.ч/год.

Стоимость ущерба при аварийном отключении ЛЭП 500 кВ составит 9,6; 6,4 и 3,2 млрд руб/год для вариантов Х, У и З соответственно (при удельном ущербе за 1 кВт.ч недоотпуска электроэнергии, равном 29,41 долл). Тогда суммарные приведенные затраты по указанным вариантам соответственно составят 10,82 млрд руб/год для ИТ-Х; 8,82 млрд руб/год для ИТ-У и 6,38 млрд руб/год для ИТ-З (табл. 1), что свидетельствует о варианте ИТ-З как оптимальном при экспресс-оценке применения интеллектуальных технологий

для повышения надежности ЛЭП 500 кВ, несмотря на более высокую стоимость сооружения ИТ-Z.

Таблица 1

**Сопоставление технико-экономических показателей внедрения трех вариантов ИТ для повышения надежности ЭЭС. [2]**

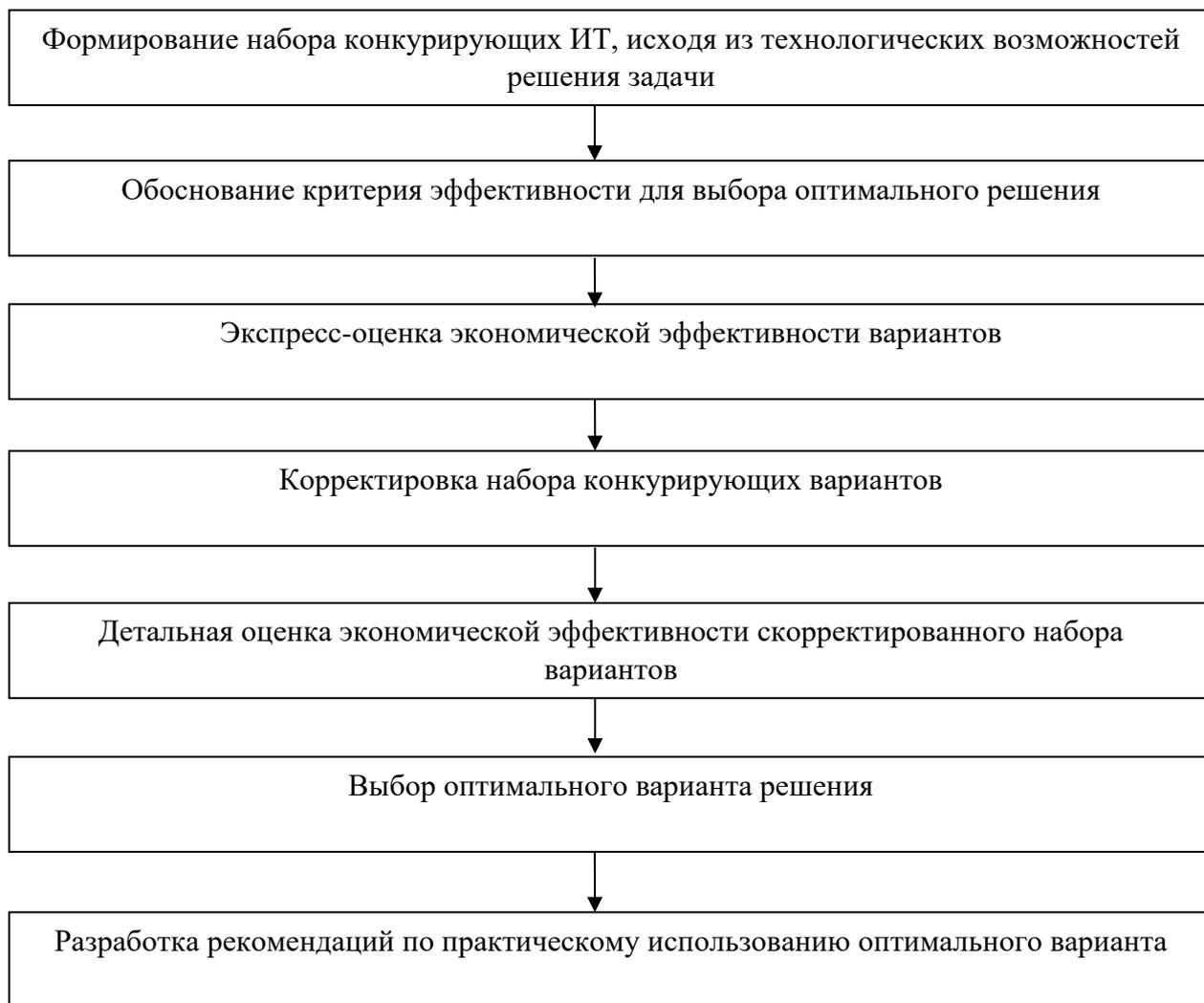
Показатели	Варианты ИТ		
	ИТ-Х	ИТ-У	ИТ-З
Вероятность сокращения интенсивности аварийных отключений ЛЭП, %	85,0	90,0	95,0
Стоимость сооружения объектов ИТ, млрд руб	4,5	8,6	10,8
Приведенная стоимость строительства объектов ИТ к началу эксплуатации, млрд руб	4,5	9,25	12,5
Ежегодные приведенные капиталовложения в ИТ, млрд руб/год	0,675	1,39	1,88
Ежегодные издержки эксплуатации ИТ, млрд руб/год	0,54	1,03	1,3
Суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию ИТ без учета надежности, млрд руб/год	1,215	2,42	3,18
Недоотпуск электроэнергии при отключении ЛЭП, млн кВт.ч/год	9,6	6,4	3,2
<b>Экспресс-оценка эффективности ИТ</b>			
Стоимость ущерба при отключениях ЛЭП при удельном ущербе 29,41 долл/кВт.ч, млрд руб/год	9,6	6,4	3,2
Суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию ИТ с учетом удельного ущерба 29,41 долл/кВт.ч, млрд руб/год	10,82	8,82	6,38
Тоже при удельном ущербе 100 руб/кВт.ч, млрд руб/год	2,18	3,06	3,5
Тоже при удельном ущербе 300 руб/кВт.ч, млрд руб/год	4,1	4,34	4,14
<b>Детальная оценка эффективности ИТ</b>			
Суммарный удельный ущерб элементов ЭЭС и потребителей энергии, руб/кВт.ч	153,7	153,7	153,7
Суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию ИТ при удельном ущербе 153,7 руб/кВт.ч, млрд руб/год	2,69	3,40	3,67

Однако при значении удельного ущерба на недоотпущенный кВт.ч электроэнергии, равном 100 руб/кВт.ч, оптимальным вариантом ИТ становится более дешевый ее вариант ИТ-Х, что определяет необходимость выполнения более детальной оценки ущерба от снижения надежности электроснабжения объектов энергетики, учитывая реальные параметры как энергосистемы в целом, так и структуру конкретных потребителей электроэнергии.

В настоящее время в научной литературе предложено несколько различных методов оценки экономического ущерба при нарушениях электроснабжения потребителей [ 5, 6, 7, 13]. Анализ этих методов показывает, что при нарушениях работы элементов ЭЭС народнохозяйственный ущерб включает в себя две группы составляющих: ущерб самих ЭЭС (системный ущерб) и ущерб промышленных предприятий, электроснабжение которых прекращается полностью или частично – ущерб потребителей энергии. При этом каждая из составляющих народнохозяйственного ущерба включает в себя следующие четыре составляющие: основной, дополнительный, прямой и косвенный ущерб. В [6, 10] предложены обоснованные и проверенные практикой расчетные выражения, позволяющие определить численные значения каждой из указанных составляющих удельного ущерба для ЭЭС и соответствующих потребителей энергии, которые будут использованы далее для более детальной оценки эффективности применения трех вариантов ИТ для повышения надежности работы ЛЭП 500 кВ и энергосистемы в целом. В связи с неопределенностью параметров ИТ реализация четвертого блока алгоритма – «Корректировка набора конкурирующих вариантов ИТ решения задачи», (рис.2), может быть исключена.

Для реализации пятого блока алгоритма проведем детальную оценку экономической эффективности использования ИТ для повышения надежности электроснабжения рассматриваемых вариантов. Примем во внимание, что основные составляющие удельного ущерба по строкам табл.1 для каждого варианта ИТ остаются неизменными, что позволяет более детально оценивать

только величину суммарного удельного ущерба для принятия окончательного решения, которую будем определять по его составляющим.



**Рис. 2 – Алгоритм реализации оценки экономической эффективности конкретного вида ИТ для повышения надежности элементов ЭЭС. [8]**

*А. Оценка основного ущерба.* Абсолютное значение ущерба одного  $i$ -го элемента ЭЭС за время его вынужденного простоя оцениваем по следующему выражению [3, 9]:

$$Y_0 = \frac{t_{\text{пр}i}}{8760} (I_{\text{ПОСТ}_i} + \alpha_i \cdot I_{\text{ПЕРЕМ}_i}) \quad (1.5)$$

где  $t_{\text{пр}i}$  – время простоя  $i$ -го элемента в единицу времени в год, ч;

$I_{\text{ПОСТ}_i}$  и  $I_{\text{ПЕРЕМ}_i}$  – соответственно постоянная и переменная части годовых расходов  $i$ -го элемента ЭЭС, руб/год;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий сокращение части переменных расходов  $i$ -го элемента ЭЭС за время его вынужденного простоя ( $\alpha_i \leq 1,0$ ).

Годовой размер постоянных расходов (амортизация, постоянная норма прибыли на инвестиции, выплата процентов за кредит и др.) можно определить, как

$$I_{\text{пост}_i} = E_{\text{пост}_i} \cdot K_i \quad (1.6)$$

где  $E_{\text{пост}_i}$  – норма постоянных годовых отчислений, %;

$K_i$  – объем капиталовложений в  $i$ -й элемент ЭЭС или стоимость основных его активов, руб.

Количество недоотпущенной электроэнергии за время простоя  $i$ -го элемента ЭЭС можно определить по формуле:

$$\Delta W_{\text{нэ}} = \frac{1}{8760} \cdot P_i \cdot h_{\text{max}i} \cdot k_{\text{д}i} \cdot t_{\text{пр}i}, \quad (1.7)$$

где  $P_i$  – номинальная мощность или пропускная способность  $i$ -го элемента ЭЭС, кВт;

$h_{\text{max}i}$  – число часов использования максимальной мощности (пропускной способности)  $i$ -го элемента ЭЭС, ч.

$$\text{Примем, что } K_i = k_{\text{уд}i} \cdot P_i \quad (1.8)$$

Поделив выражение (1.5) на (1.7) с учетом (1.8), получим удельное значение основного ущерба  $i$ -го элемента ЭЭС в виде формулы:

$$Y_{oi} = \frac{E_{\text{пост}_i} \cdot k_{\text{уд}i}}{k_{\text{д}i} \cdot h_{\text{max}i}} + \alpha_i \cdot I_{\text{зп}i} \quad (1.9)$$

где  $I_{\text{зп}i}$  – составляющая заработной платы в себестоимости выработки и (или) передачи электроэнергии, руб/кВт.ч.

Приняв по данным [8] сметную стоимость 1 км ЛЭП 500 кВ равной 4 млн руб и  $k_{\text{уд}}$  для КЭС равным 30 тысруб/кВт, при  $E_{\text{пост}_i} = 0,2$ ;  $k_{\text{д}} = 0,4$  и  $I_{\text{зп}i} = 0,3 \cdot 0,859$ , где 0,859 – цена производства электроэнергии по стране, руб/кВт.ч (по данным Росстата), получим следующее удельное значение основного системного ущерба  $Y_{oэ}$  равного 3,4 руб/кВт.ч.

Определяя аналогичным образом основной ущерб потребителям электроэнергии, получим следующее выражение для его вычисления [6]:

$$y_{oi}^n = \frac{C_i^{\Pi}}{I_i^{\Pi}} \cdot (I_{\text{пост}_i}^{\Pi} + \alpha_i^{\Pi} \cdot I_{\text{зп}_i}^{\Pi}) \quad (1.10)$$

где:  $C_i^{\Pi}$  – тарифная ставка (цена) одного кВт.ч для  $i$ -го потребителя, руб/кВт.ч;  
 $I_i^{\Pi}$  – составляющая стоимости электроэнергии в себестоимости продукции предприятия, руб/ед;  
 $I_{\text{пост}_i}^{\Pi}$  и  $I_{\text{зп}_i}^{\Pi}$  – постоянные затраты и заработная плата  $i$ -го потребителя на единицу продукции соответственно, руб/ед.

Приняв  $C_i^{\Pi} = 1,933$  руб/кВт.ч (по данным Росстата);  $I_i^{\Pi} = 0,2$  руб/ед.;  $I_{\text{пост}_i}^{\Pi} = 2,0$  руб/ед. и  $I_{\text{зп}_i}^{\Pi} = 1,5$  руб/ед. при  $\alpha_i^{\Pi} = 0,8$  получим следующее удельное значение основного ущерба для потребителя при перерывах его электроснабжения  $Y_{on}$ , равное 30,9 руб/кВт.ч.

*Б. Определение дополнительного ущерба.* При отказах элементов ЭЭС часть их функций принимают на себя другие, резервные элементы энергосистемы, которые, как правило, имеют худшие показатели работы. Поэтому в [7] дополнительный системный ущерб на кВт.ч недополученной энергии рекомендуется определять по следующей формуле:

$$Y_{\text{доп}_i} = n \cdot (\beta_{\text{рез}} \cdot C_{\text{Трез}} - \beta_{\text{осн}} \cdot C_{\text{Тосн}})_i \cdot \frac{k_{\text{рез}_i}}{k_{\text{д}_i}} \quad (1.11)$$

где:  $n$  – число резервных агрегатов, участвующих в выработке электроэнергии в ЭЭС при отказе основных агрегатов, ед.;

$\beta_{\text{рез}}$  и  $\beta_{\text{осн}}$  – частичный удельный расход топлива резервных и основных агрегатов соответственно, кг у.т./кВт.ч;

$C_{\text{Трез}}$  и  $C_{\text{Тосн}}$  – цена топлива резервных и основных агрегатов системы соответственно, руб/т н.т.;

$k_{\text{рез}_i}$  – доля участия резервных агрегатов в выработке электроэнергии в системе при отказе основных агрегатов ( $k_{\text{рез}} = 0,4 \div 1,0$ ).

Полагая, что при отказе ЛЭП 500 кВ выдача мощности от КЭС полностью прекратится, тогда 60% ее нагрузки возьмут на себя 6 резервных конденсационных агрегатов единичной мощностью 200 МВт (К-200-130 с  $\beta_{\text{рез}} = 0,299$  кг у.т./кВт.ч [9]), работающие на природном газе с ценой 4060

руб/1000 м<sup>3</sup> (по данным Росстата) по сравнению с основными агрегатами К300-240, где  $\beta_{\text{осн}} = 0,283$  кг у.т./кВт.ч, работающими на угле со стоимостью 1500 руб/т н.т. Тогда значение дополнительного системного ущерба удоп э будет равно 2,3 руб/кВт.ч.

Дополнительный ущерб конечных потребителей на кВт.ч недополученной энергии будем определять по формуле [6]:

$$y_{\text{доп}}^n = \frac{m_j \cdot (I_j^n - \Pi_j^n) \cdot \Delta\Pi_{\text{бр}j}^n}{\Delta W}, \text{ руб/кВт.ч} \quad (1.12)$$

где  $m_j$  – количество промышленных потребителей, у которых электроснабжение прервано полностью или частично, ед.;

$I_j^n$  – себестоимость бракованной продукции  $j$ -го потребителя, руб/ед.;

$\Pi_j^n$  – цена реализации бракованной продукции, руб/ед.;

$\Delta\Pi_{\text{бр}j}^n$  – количество бракованной продукции  $j$ -го потребителя, ед.

Полагая, что  $\Pi_j^n = 0$  и  $\Delta\Pi_{\text{бр}j}^n = \frac{C_{\text{э}j}}{\Pi_{\text{э}j}} \cdot \Delta W$  (где  $C_{\text{э}j}$  – тариф (цена) 1 кВт.ч продукции  $j$ -го потребителя, руб/кВт.ч;

$\Pi_{\text{э}j}$  – составляющая стоимости электроэнергии в себестоимости продукции, руб/ед.), формулу можно представить в виде:

$$y_{\text{доп}j}^n = \frac{m_j I_j^n C_{\text{э}j}}{\Pi_{\text{э}j}}, \text{ руб/кВт.ч} \quad (1.13)$$

Принимая (по экспертным оценкам), что  $m = 5$  ед.,  $I_j^n = 2,5$  руб/ед. и  $\Pi_{\text{э}j} = 0,33$  руб/ед., а  $C_{\text{э}j} = 1,933$  руб/кВт.ч (по данным Росстата), получим среднее значение удельного дополнительного ущерба для промышленных потребителей  $y_{\text{доп}}^n$ , равное 73,2 руб/кВт.ч.

*В. Определение прямого ущерба.* Следствием аварийных отказов оборудования ЭЭС являются прямые затраты ресурсов на ревизию, ремонты или замены поврежденных его элементов. В зависимости от характера поврежденного оборудования затраты на восстановление поврежденных элементов ЭЭС могут меняться в довольно широких пределах: от нескольких рублей на кВт.ч недополученной электроэнергии до нескольких тысяч в случае

аварий крупных энергетических объектов, типичными примерами которых в последние годы являются аварии на Саяно-Шушенской ГЭС в России и на АЭС «Фукусима-1» в Японии, прямой ущерб которых исчисляется десятками миллиардов рублей и долларов соответственно [2, 5].

Вывести математические зависимости между прямым ущербом и недоотпуском электроэнергии в подобных случаях невозможно из-за большого числа участвующих в авариях и ликвидации их последствий хозяйствующих субъектов экономики в целом и неопределенности связей между ними. Поэтому оценивать прямой ущерб в ЭЭС и у потребителей рекомендуется в каждом конкретном случае отдельно, ориентируясь на имеющиеся статистические данные или на оценку сметной стоимости восстановления поврежденного объекта.

*Г. Оценка косвенного ущерба.* В течение вынужденного простоя из-за аварии поврежденное или отключаемое оборудование ЭЭС и потребителей не участвует в производственном процессе, что приводит, в конечном счете, к росту себестоимости производимой продукции из-за частичного неиспользования их основных КОА и оборотных КОБА активов, и, соответственно, к недополучению доходов. В соответствии со сказанным, величину косвенного ущерба для элементов ЭЭС и потребителей можно определить по формуле [6]:

$$Y_k = E_d \cdot (K_{OA} + K_{OBA}) \cdot \frac{t_{np}}{H}, \text{ руб} \quad (1.14)$$

где:  $E_d$  – норма доходности использования основных и оборотных активов (фондов), %;

$H$  – число часов работы предприятия в год, ч;

$t_{np}$  – время вынужденного простоя предприятия в год, ч.

При этом время вынужденного простоя оборудования предприятия всегда больше, чем время восстановления системы электроснабжения. Поделив выражение (1.14) на величину недоотпуска электроэнергии  $\Delta W$ , получим следующее значение косвенного ущерба для элементов ЭЭС:

$$y_{ki}^{\Delta} = E_{di} \cdot \frac{k_i}{k_{di} \cdot h_{maxi}}, \text{ руб/кВт. ч}, \quad (1.15)$$

а для потребителей энергии:

$$y_{ki}^{\exists} = E_{di} \cdot (C_{OA} + C_{OBA}), \text{ руб/кВт.ч} \quad (1.16)$$

где  $C_{OA}$  и  $C_{OBA}$  – стоимость основных и оборотных активов на кВт.ч потребляемой годовой энергии  $j$ -м потребителем соответственно, руб/кВт.ч.

Приняв  $k_i = 36$  тысруб/кВт при  $k_{di} = 0,4$ ;  $h_{maxi} = 5000$  ч и  $E_{di} = 12\%$ , получим следующее значение косвенного ущерба для элементов ЭЭСУ<sub>к</sub><sup>∃</sup>, равное 2,16 руб/кВт.ч. Соответственно, при  $C_{OAj} = 18,4$  руб/кВт.ч и  $C_{OBAj} = 6,8$  руб/кВт.ч (по экспертным оценкам), получим  $U_{к}^n$ , равное 3,0 руб/кВт.ч.

Приняв значение прямого ущерба ЭЭС и потребителей как среднее значение трех других составляющих, имеющих количественную оценку, получим, что значение суммарного удельного ущерба при отказах ЛЭП 500 кВ составит 153,7 руб/кВт.ч недополученной электроэнергии по всем восьми вышеперечисленным его составляющим. Соответственно, суммарные приведенные затраты на установку и эксплуатацию трех видов ИТ для повышения надежности ЭЭС составят 2,69; 3,4 и 3,67 млрд руб в год соответственно для ИТ-Х; ИТ-У и ИТ-З, то есть, вариант ИТ-Х является более рациональным. Однако при увеличении значения удельного суммарного ущерба  $u_{\Sigma}$  до 300 руб/кВт.ч варианты ИТ-Х и ИТ-З, как следует из табл. 1, становятся практически равнозначными в пределах точности определения суммарных приведенных затрат на установку и эксплуатацию ИТ. Проведенные расчеты позволяют сделать следующие выводы: во-первых, при обосновании выбора вариантов обеспечения надежности электроснабжения народнохозяйственных объектов не следует пользоваться усредненными значениями народнохозяйственного ущерба, как это было принято в советское время, где был рекомендован норматив удельного ущерба в размере 0,6 руб/кВт.ч [6, 11], и рекомендуется сегодня некоторыми авторами, и тем более его оценками, выраженными в долларах США [4, 9].

Таким образом, целесообразно применять конкретные значения параметров потребителей энергии, для которых проектируются

интеллектуальные системы управления надежностью электроснабжения в ЭЭС, а также и конкретными значениями параметров данных систем электроснабжения; во-вторых, при низких значениях ущерба более рациональными вариантами ИТ являются те, у которых сумма единовременных и текущих затрат составляет наименьшее значение, и, наоборот, при высоких требованиях к надежности электроснабжения предпочтительными являются более совершенные (дорогие) варианты ИТ обеспечения надежности электроснабжения; в-третьих, нарушение электроснабжения всегда сопровождается существенным ущербом как в самих ЭЭС, так и в других хозяйствующих субъектах, поэтому следует принимать любые разумные меры для повышения надежности электроснабжения; Разработка и широкое использование интеллектуальных технологий в ЭЭС и у конечных потребителей электроэнергии позволит, по нашему мнению, установить более гармоничные экономические отношения между потребителями энергии и энергоснабжающими организациями.

**Заключение.** Таким образом, рассмотренная последовательность реализации оценки экономической эффективности применения ИКТ для повышения надежности элементов ЭЭС – является оптимальной для заданных условий (базирующаяся на конкретных значениях параметров систем электроснабжения и потребителей энергии, для которых проектируются интеллектуальные системы управления надежностью в ЭЭС) и позволит осуществить корректный выбор вида интеллектуальных технологий из числа возможных их вариантов.. что подтверждают произведенные расчеты для детальной оценки эффективности применения трех вариантов ИТ для повышения надежности работы ЛЭП 500 кВ и энергосистемы в целом. Что, в свою очередь демонстрирует потребность в дальнейших исследованиях эффективности интеграции современных интеллектуальных технологий в ИЭС, интенсивно развивающихся в последние годы во всех развитых странах мира и обеспечивающих решение ключевых проблем повышения надежности и безопасности электроснабжения потребителей.

## Библиографический список

1. Бартов О.Б., Третьякова Е.А. Мезоуровневая модель влияния информационно-коммуникационных ресурсов на экономическое развитие российских регионов // Экономика региона. – 2021. – Т. 17, вып. 2. – С. 402-417.
2. Белёв С.Г. Ветеринаров В.В., Сучкова О.В. Территории опережающего развития и производительность в российских городах. Экономический журнал ВШЭ. – 2021; – 25(1): 9–41.
3. Бухт Р., Хикс Р. Определение, концепция и измерение цифровой экономики // Вестник экономики // Вестник международных организаций. 2018. № 13 (2). международных организаций. – 2018. – № 13 (2). – С. 143–168.
4. Заболоцкая В.В., Богданцова О.В. (2019) Динамика развития малого и среднего предпринимательства России, Экономика: теория и практика, – № 3 (55). – С. 78–86.
5. Измайлов М.К. Стратегия предупреждения поломки основных средств предприятия на основе автоматизации процесса управления ими // BENEFICIUM. – 2020. – № 3 (36). – С. 4-11.
6. Расулинежад Э. Политика развития цифровой экономики в условиях пандемии коронавируса (на примере Ирана и России) // Вестник Московского государственного областного университета. Серия: Экономика. – 2021. – № 1. – С. 42–48.
7. Симачев Ю.В., Кузык М.Г. Взаимодействие российского бизнеса с наукой: точки соприкосновения и камни преткновения. Вопросы экономики. – 2021; (6): – С. 103-138.
8. Строев П.В., Мильчаков М.В., Пивоварова О.В. Опорные регионы пространственного развития России: бюджетный аспект. Финансы: теория и практика/Finance: Theory and Practice. – 2021; – 25(2): – С. 53-75.
9. Тамбовцев, В.Л., Рождественская, И.А. (2021). Эффективность в государственном секторе: иллюзия понимания и ее последствия // Terra Economicus – 19(1): – С. 17–35.

10. Татузов В. Свободное передвижение факторов производства: опыт ЕС. *Мировая экономика и международные отношения*, – 2020, – т. 64, – № 12, – сс. 63-69.

11. Lozinskaia, Agata&Redkina, Anastasiia&Shenkman, Evgeniia, 2020. «Electricity consumption forecasting for integrated power system with seasonal patterns» *Applied Econometrics*, Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration (RANEPA), – vol. 60, – pages 5-25.

12. Makushkin, Mikhail & Lapshin, Victor, 2020. «Modelling tail dependencies between Russian and foreign stock markets: Application for market risk valuation» *Applied Econometrics*, Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration (RANEPA), – vol. 57, – pages 30-52.

13. Streimikiene, D., Kaftan, V. (2021). Green finance and the economic threats during COVID-19 pandemic. – *Terra Economicus* 19(2): – 105–113.

## **References**

1. Bartov O.B., Tretyakova E.A. Meso-level model of the influence of information and communication resources on the economic development of Russian regions // *The economy of the region*. – 2021. – Vol. 17, vol. 2. – pp. 402-417.

2. Belev S.G. Veterinarov V.V., Suchkova O.V. Territories of advanced development and productivity in Russian cities. *HSE Economic Journal*. – 2021; 25(1): 9-41.

3. Bucht R., Hicks R. Definition, concept and measurement of the digital economy // *Economic Bulletin // Bulletin of International Organizations*. 2018. No. 13 (2). International organizations. – 2018. – № 13 (2). – pp. 143-168.

4. In Zabolotskaya.V., About Bogdantsova.V. (2019) Dynamics of the development of small and medium-sized businesses in Russia, *Economics: theory and practice*, – № 3 (55). – pp. 78-86.

5. Izmailov M.K. Strategy for preventing the breakdown of fixed assets of an enterprise based on automation of the process of managing them // CHARITY. – 2020. – № 3 (36). – pp. 4-11.
6. Rasulinejad E. The policy of digital economy development in the context of the Coronavirus pandemic (on the example of Iran and Russia) / / Bulletin of the Moscow State Regional University. Series: Economics. – 2021. – № 1. – pp. 42-48.
7. Simachev Yu.V., Kuzyk M. G. Interaction of Russian business with science: points of contact and stumbling blocks. Economic issues. 2021; – (6):103-138.
8. Stroev P.B., Milchakov M.V., Pivovarova O.V. Reference regions of spatial development of Russia: the budget aspect. Finance: theory and practice / Finance: Theory and Practice. – 2021; – 25(2):53-75.
9. Tambovtsev, V. L., Rozhdestvenskaya, I. A. (2021). Efficiency in the public sector: the illusion of understanding and its consequences // Terra Economicus – 19 (1): 17-35.
10. Tatuzov V. Free movement of factors of production: the EU experience. World Economy and International Relations, – 2020, – vol. 64, – №12, – pp. 63-69.
11. Lozinskaya, Agata and Redkina, Anastasia and Shankman, Evgenia, 2020. "Forecasting of Electricity Consumption for an Integrated Power System with Seasonal Patterns", Applied Econometrics, Russian Presidential Academy of National Economy and Public Administration (RANEPA), volume 60, pages 5-25.
12. Makushkin, and Mikhail Lapshin, Victor, 2020. «Modeling dependencies between the Russian and foreign stock markets: application for market risk assessment», Applied econometrics, Russian Academy of national economy and state service under the President of the Russian Federation (RANEPA), volume 57, pages 30-52.
13. Streimikiene, D., Kaftan, V. (2021). Green finance and economic threats during the COVID-19 pandemic. Terra Economicus 19 (2): – 105-113.