



**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(Минэнерго России)

П Р И К А З



6 декабря 2022 г.

№ 1286

Москва

Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195

В соответствии с абзацем пятым подпункта «в» и абзацем шестым подпункта «г» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»¹, подпунктом «в» пункта 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»² и подпунктом «к» пункта 10 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861³, абзацем первым пункта 1 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации,

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

² Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562.

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2018, № 34, ст. 5483.

утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400⁴, п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить:

Методические указания по проектированию развития энергосистем согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

изменения, которые вносятся в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»⁵, согласно приложению № 2 к настоящему приказу.

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 января 2023 г., за исключением абзаца четвертого подпункта «в» пункта 27 Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных настоящим приказом, который вступает в силу с 1 января 2025 г.

Министр



Н.Г. Шульгинов

Департамент развития электроэнергетики
Егоров Андрей Евгеньевич
(495) 631-83-59

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577.

⁵ Зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ по проектированию развития энергосистем

I. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проектированию развития энергосистем (далее – Методические указания) устанавливают требования к планированию (проектированию) развития Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), входящих в нее объединенных и территориальных энергосистем, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на территории Российской Федерации (далее – планирование развития энергосистем), включая требования:

к разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а до утверждения указанных схемы и программы в 2024 г. – также к разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, в пределах которых расположены технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы (далее – документы перспективного развития электроэнергетики);

к определению технических решений при технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства (далее – объекты электроэнергетики) и энергопринимающих устройств к электрическим сетям номинальным напряжением 35 кВ и выше, в том числе при разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – схема выдачи мощности и схема внешнего электроснабжения соответственно);

к определению технических решений при строительстве, реконструкции объектов электроэнергетики, их модернизации и техническом перевооружении, связанном с заменой оборудования с изменением его технических параметров (далее – реконструкция), в том числе в рамках разработки проектной документации на строительство (реконструкцию) объектов электроэнергетики, разработки мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации.

Далее по тексту Методических указаний разработка документов и определение технических решений, указанных в абзацах втором – четвертом настоящего пункта, совместно именуется «работы по планированию развития энергосистем».

2. Требования Методических указаний не распространяются на работы по планированию развития энергосистем, технические задания на выполнение которых утверждены до даты вступления Методических указаний в силу.

3. Выполнение требований Методических указаний является обязательным для: системного оператора электроэнергетических систем России (далее – системный оператор), а в период до 31 декабря 2023 г. включительно – также субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее системный оператор и указанные субъекты совместно именуется «субъект оперативно-диспетчерского управления»);

федерального органа исполнительной власти, осуществляющего утверждение схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций, осуществляющих в 2023 г. разработку (участвующих в разработке) схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем;

организаций, осуществляющих разработку или согласование мероприятий по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, необходимых для

обеспечения технической возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации;

организаций, осуществляющих определение технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям, в том числе разработку схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения, разработку и согласование необходимой для этого документации или выступающих заказчиками при выполнении указанных работ.

4. В Методических указаниях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации об электроэнергетике.

Положения Методических указаний, относящиеся к объектам по производству электрической энергии, электростанциям, генерирующим мощностям, распространяются на системы накопления электрической энергии.

5. При выполнении работ по планированию развития энергосистем подлежат соблюдению требования настоящей главы и следующих глав Методических указаний:

а) II – XI, XV – при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики;

б) II, V – VIII, X, XI, XV – при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, а также при разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в период до утверждения в 2024 г. схемы и программы развития электроэнергетических систем России;

в) II – при формировании долгосрочного и среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности;

г) IV – VII, X, XII – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии (за исключением технических решений, указанных в подпункте «ж» настоящего пункта);

д) X, XI – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства с высшим классом номинального напряжения 35 кВ и выше (за исключением технических решений, указанных в подпункте «ж» настоящего пункта);

е) V, VII, X, XII, XIII – при определении технических решений при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям номинальным напряжением 35 кВ и выше, включая разработку схем выдачи мощности и схем внешнего электроснабжения;

ж) V – VII, X – XIV – при определении технических решений при строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики в рамках разработки мероприятий, необходимых для обеспечения возможности вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации.

6. Работы по планированию развития энергосистем, указанные в подпунктах «г» – «ж» пункта 5 Методических указаний, должны выполняться на основе документов перспективного развития электроэнергетики.

7. При выполнении работ по планированию развития энергосистем принимаются технические решения, предусматривающие:

строительство, реконструкцию объектов по производству электрической энергии с изменением установленной генерирующей мощности, вывод из эксплуатации генерирующего оборудования;

строительство, реконструкцию с изменением номинальных параметров (пропускной способности), вывод из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства.

8. При выполнении работ по планированию развития энергосистем, указанных в подпунктах «а» и «б» пункта 5 Методических указаний, должна соблюдаться следующая последовательность основных действий, входящих в содержание таких работ:

а) при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики:

разработка долгосрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности в соответствии с главой II Методических указаний;

разработка и обоснование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей в соответствии с главой III Методических указаний;

определение предельных параметров суточных графиков потребления мощности, формирование балансов электрической энергии и мощности в соответствии с главой V Методических указаний;

проведение расчетов балансовой надежности в соответствии с главой VI Методических указаний;

комплексное обоснование размещения генерирующих мощностей, включая разработку и обоснование предложений по типу, размещению, величине установленной генерирующей мощности и срокам сооружения электростанций, в соответствии с главой IV Методических указаний;

оценка достаточности регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций для обеспечения покрытия суточной неравномерности графика потребления мощности в соответствии с главой V Методических указаний;

обоснование развития электрической сети, включая выбор ее конфигурации, основных параметров и сроков сооружения объектов электросетевого хозяйства, в соответствии с главами X и XI Методических указаний;

оценка потребности тепловых электростанций в органическом топливе в соответствии с главой VIII Методических указаний;

оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду и разработка предложений по снижению негативного влияния в соответствии с главой IX Методических указаний;

оценка экономических последствий реализации предлагаемых технических решений в соответствии с главой XV Методических указаний;

б) при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем:

разработка прогноза потребления электрической энергии и мощности на период, на который разрабатывается соответствующая схема и программа развития, в соответствии с главой II Методических указаний;

формирование балансов электрической мощности и энергии в соответствии с главами V и VII Методических указаний;

проведение расчетов балансовой надежности в соответствии с главой VI Методических указаний;

разработка и обоснование предложений по типу, размещению, величине установленной генерирующей мощности и срокам сооружения электростанций в соответствии с главами IV – VII Методических указаний;

обоснование развития электрической сети, включая выбор ее конфигурации, основных параметров и сроков сооружения объектов электросетевого хозяйства, в соответствии с главами X и XI Методических указаний;

оценка потребности тепловых электростанций в органическом топливе в соответствии с главой VIII Методических указаний;

оценка экономических последствий реализации предлагаемых технических решений в соответствии с главой XV Методических указаний.

9. При выполнении работ по планированию развития энергосистем должны быть обеспечены:

соблюдение требований Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937¹ (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем);

сбалансированность объемов производства и потребления электрической энергии и мощности;

выполнение требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих

¹ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483; 2021, № 6, ст. 985.

устройств «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630² (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем);

нахождение параметров электроэнергетического режима энергосистемы (далее – электроэнергетический режим) в пределах допустимых значений, определяемых в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, а также главой X Методических указаний;

технико-экономическое сравнение вариантов развития генерирующих мощностей и электрических сетей номинальным напряжением 35 кВ и выше.

10. При выполнении работ по планированию развития энергосистем обоснование, выбор и принятие технических решений должны осуществляться на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития энергосистемы в целом и (или) отдельных ее частей (элементов) (далее – технико-экономическое сопоставление вариантов технических решений) путем оценки их сравнительной эффективности по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат при одинаковых технических эффектах от реализации рассматриваемых вариантов. Выбранный вариант технических решений должен сохранять экономическое преимущество при изменении исходных показателей в пределах 30 % от исходных значений.

Вопросы предоставления земельных участков для размещения объектов электроэнергетики, строительство (реконструкция) которых предусмотрены такими техническими решениями, при выполнении указанных в абзаце первом настоящего пункта работ по планированию развития энергосистемы, в том числе при обосновании и выборе технических решений по развитию энергосистемы, рассмотрению не подлежат.

11. При технико-экономическом сопоставлении вариантов технических решений:

² Зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195 (зарегистрирован Минюстом России 27 апреля 2021 г., регистрационный № 63248). Данный приказ действует до 31 августа 2027 г.

а) все экономические показатели сравниваемых в соответствии с пунктом 10 Методических указаний вариантов технических решений (в том числе технико-экономические показатели для разных типов генерирующих мощностей, а также стоимостные показатели типовых технологических решений капитального строительства объектов электросетевого хозяйства) должны определяться в ценах одного года;

б) стоимостные показатели должны формироваться в том числе на основании фактически сложившихся цен и затрат с учетом прогноза их роста;

в) экономические расчеты должны выполняться в реальном выражении, без учета инфляции, налогов, с приведением стоимостных показателей к ценам на конец последнего отчетного года, по которому опубликована полная отчетная экономическая информация Федеральной службы государственной статистики в разрезе страны, федеральных округов и субъектов Российской Федерации (далее – базовый год).

12. Проверка выполнения требований к устойчивости энергосистемы и параметрам электроэнергетического режима, указанных в пункте 9 Методических указаний, осуществляется путем проведения расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов, устойчивости энергосистем и токов короткого замыкания.

Указанные в абзаце первом настоящего пункта расчеты должны осуществляться посредством математического моделирования режимов работы энергосистем с использованием перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем (далее – перспективные расчетные модели), формируемых и поддерживаемых в актуальном состоянии субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с Правилами формирования и поддержания в актуальном состоянии цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем для целей перспективного развития электроэнергетики, утверждаемыми Правительством

Российской Федерации в соответствии с пунктом 10 статьи 6¹ Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»³.

13. При планировании развития энергосистем должны использоваться следующие перспективные расчетные модели:

электрические расчетные модели энергосистем – для выполнения расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов, устойчивости энергосистем и токов короткого замыкания в соответствии с главами X – XIV Методических указаний;

энергетическая расчетная модель ЕЭС России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем) – для выполнения расчетов в соответствии с главами VI и VII Методических указаний.

II. Прогноз потребления электрической энергии и мощности

14. Разработке в соответствии с требованиями настоящей главы подлежат:

долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, формируемый при разработке генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (далее – долгосрочный прогноз потребления);

среднесрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности, формируемый при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России (схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в отношении технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем);

прогнозы потребления электрической энергии и мощности на перспективные периоды, разрабатываемые при выполнении иных работ по планированию развития энергосистем, указанных в пункте 5 Методических указаний.

15. Указанные в пункте 14 Методических указаний прогнозы потребления электрической энергии и мощности (далее – прогноз потребления) представляют

³ Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2022, № 24, ст. 3934.

собой прогнозы годового потребления электрической энергии и максимального потребления мощности.

Долгосрочный прогноз потребления должен разрабатываться для ЕЭС России и синхронных зон на основании прогнозов потребления по субъектам Российской Федерации и территориальным энергосистемам.

Среднесрочный прогноз потребления, формируемый при разработке схемы и программы развития электроэнергетических систем России, должен разрабатываться для ЕЭС России и синхронных зон на основании прогнозов потребления по территориальным энергосистемам.

Среднесрочный прогноз потребления, формируемый при разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, должен разрабатываться для соответствующих технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

Прогнозы потребления, формируемые при выполнении работ, указанных в подпунктах «г» – «ж» пункта 5 Методических указаний, должны разрабатываться для отдельных энергорайонов.

16. Долгосрочный и среднесрочный прогнозы потребления должны разрабатываться на основе:

а) базового сценария прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разработанного в соответствии с Федеральным законом от 28.06.2014 № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации»⁴ (далее – Федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации»);

б) отраслевых документов стратегического планирования, утвержденных в соответствии с Федеральным законом «О стратегическом планировании в Российской Федерации»;

в) статистической информации из форм государственного статистического наблюдения в части показателей, отражающих для Российской Федерации и ее

⁴ Собрание законодательства Российской Федерации, 2014, № 26, ст. 3378; 2020, № 31, ст. 5023.

субъектов динамику и структуру валового внутреннего и валового регионального продуктов, отчетных значений экономических переменных, динамику и структуру потребления электроэнергии по видам экономической деятельности;

г) информации об инвестиционных проектах, реализуемых или планируемых к реализации в субъектах Российской Федерации, включая в отношении каждого инвестиционного проекта информацию о сроках, этапах и условиях реализации, финансовой обеспеченности, объемах инвестиций и выпуска продукции и других экономических характеристиках, прогнозируемом потреблении электрической энергии и мощности, технических условиях для технологического присоединения к электрическим сетям (далее – технологическое присоединение), выданных в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике (далее – инвестиционные проекты);

д) документов перспективного развития электроэнергетики;

е) информации о показателях фактических балансов электрической энергии по субъектам электроэнергетики и информации о прогнозах потребления электрической энергии (мощности) субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, предоставленной в соответствии с правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Минэнерго России в соответствии с подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»⁵;

ж) информации о структуре потребления электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок), полученной системным оператором в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка;

⁵ Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483.

з) информации о фактических балансах мощности территориальной энергосистемы, сформированных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

17. Прогнозы потребления, указанные в абзаце пятом пункта 15 Методических указаний, должны разрабатываться на основе документов и информации, указанных в подпунктах «г» – «з» пункта 16 Методических указаний.

18. Разработка прогноза потребления на среднесрочный период должна осуществляться в следующей последовательности:

а) формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии по существующим энергопринимающим устройствам потребителей электрической энергии территориальной энергосистемы в соответствии с пунктами 19 – 24 Методических указаний;

б) формирование прогноза потребления электрической энергии существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на период, для которого выполняются расчеты (далее – расчетный период), в соответствии с пунктом 25 Методических указаний;

в) формирование прогноза потребления мощности существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на расчетный период в соответствии с пунктом 26 Методических указаний;

г) формирование прогноза потребления электрической энергии и мощности вновь присоединяемыми энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии в составе территориальной энергосистемы на основе сведений об инвестиционных проектах, планируемых к реализации в расчетном периоде, в соответствии с пунктами 28 и 29 Методических указаний;

д) формирование итогового прогноза потребления электрической энергии и мощности по территориальным энергосистемам в соответствии с пунктом 30 Методических указаний;

е) формирование итогового прогноза потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России в соответствии с пунктом 31 Методических указаний.

19. При формировании статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии должно учитываться индивидуальное влияние на динамику потребления электрической энергии территориальной энергосистемы за фактический период продолжительностью пять календарных лет (далее – базовый период):

а) потребления электрической энергии существующими энергопринимающими устройствами потребителей электрической энергии, в отношении которых имеется информация о фактическом потреблении электрической энергии (мощности) в базовом периоде (далее – контролируемые потребители);

б) потребления электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанций, включая производственные нужды гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) в насосном режиме, и потери в станционных сетях (далее – СН);

в) потерь электрической энергии в единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС);

г) потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей (далее – население);

д) потребления электрической энергии иными потребителями, не указанными в подпунктах «а» – «г» настоящего пункта (далее – прочие потребители).

20. При формировании статистической базы изменения потребления электрической энергии по контролируемым потребителям в отношении каждого года N базового периода должны определяться объемы индивидуального потребления электрической энергии – $E_{КП_i N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч) каждого контролируемого потребителя i (группы потребителей) территориальной энергосистемы и суммарный объем потребления по всем таким потребителям электрической энергии – $E_{КП_\Sigma N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч).

21. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии на СН должно осуществляться в следующем порядке:

а) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы потребления на СН электростанций, за исключением атомных электростанций (далее – АЭС) – $E_{СН_\Sigma N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч);

б) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы дискретного изменения потребления на СН электростанций за исключением АЭС, связанные:

с вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования — $E_{\text{СН}\Sigma\text{ВВОД}}^{\text{факт}} N$ (млн кВт·ч);

с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования — $E_{\text{СН}\Sigma\text{ВЫВОД}}^{\text{факт}} N$ (млн кВт·ч);

в) базовый расчетный объем потребления на СН электростанций (за исключением АЭС) $E_{\text{СН}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч) рассчитывается по формуле:

$$E_{\text{СН}}^{\text{Баз}} = \frac{\sum N (E_{\text{СН}\Sigma}^{\text{факт}} N - E_{\text{СН}\Sigma\text{ВЫВОД}}^{\text{факт}} N - E_{\text{СН}\Sigma\text{ВВОД}}^{\text{факт}} N)}{n} + E_{\text{СН}\Sigma\text{ВВОД}}^{\text{факт}} N f, \quad (1)$$

где:

n — количество лет базового периода;

$E_{\text{СН}\Sigma\text{ВВОД}}^{\text{факт}} N f$ — объем потребления на СН в последнем году базового периода по объектам, введенным в эксплуатацию в базовый период (млн кВт·ч);

г) из полученного значения показателя $E_{\text{СН}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч) вычитаются объемы расхода электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме — $E_{\text{ПНГАЭС}}^{\text{Баз}}$ (млн кВт·ч).

22. Формирование статистической базы прогнозирования потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС должно осуществляться в следующем порядке:

а) определяется доля потерь в сетях ЕНЭС территориальной энергосистемы — $k_{\Delta E N}^{\text{факт}}$ (относительных единиц, далее — о.е.) в отношении каждого года N базового периода по формуле:

$$k_{\Delta E N}^{\text{факт}} = \frac{\Delta E_N^{\text{факт}}}{E_{\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{СНАЭС} N}^{\text{факт}}}, \quad (2)$$

где:

$\Delta E_N^{\text{факт}}$ — потери электрической энергии в сетях ЕНЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\Sigma N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии территориальной энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{СН} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН электростанций (за исключением АЭС) в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{СН} \text{АЭС} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН АЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

б) определяется средняя доля потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС – $k_{\Delta E \text{ ср}}^{\text{ср}}$ (о.е.) в базовом периоде по формуле:

$$k_{\Delta E}^{\text{ср}} = \frac{\sum_N k_{\Delta E N}^{\text{факт}}}{n}, \quad (3)$$

где n – количество лет базового периода.

23. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии населением должно осуществляться в следующем порядке:

а) в отношении каждого года N базового периода определяются суммарные объемы потребления электрической энергии населением в территориальной энергосистеме – $E_{\text{нсл} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч);

б) рассчитывается среднегодовой коэффициент прироста потребления электрической энергии населением – $k_{\text{нсл}}^{\text{ср}}$ (о.е.):

$$k_{\text{нсл}}^{\text{ср}} = \text{та} x \left(1; \sqrt{(N_f - N_s)} \frac{E_{\text{нсл} N_f}^{\text{факт}}}{E_{\text{нсл} N_s}^{\text{факт}}} \right), \quad (4)$$

где:

N_f – порядковый номер последнего года базового периода, используемого в расчетах коэффициента;

N_s – порядковый номер первого года базового периода, используемого в расчетах коэффициента.

24. Формирование статистической базы прогнозирования потребления электрической энергии прочих потребителей и определение фактического объема потребления электрической энергии прочих потребителей территориальной энергосистемы $E_{\text{проч} N}^{\text{факт}}$ (млн кВт·ч) должно осуществляться путем исключения из

общей фактической величины потребления электрической энергии территориальной энергосистемы для каждого года N базового периода объемов потребления электрической энергии контролируемых потребителей, включая потребителей, представивших информацию о собственном прогнозе потребления в периоде прогнозирования, потребления на СН (включая АЭС), потерь электрической энергии в сетях ЕНЭС и потребления электрической энергии населением по формуле:

$$E_{\text{проч } N}^{\text{факт}} = E_{\Sigma N}^{\text{факт}} - E_{\text{КП}_{\Sigma} N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}_{\Sigma} N}^{\text{факт}} - E_{\text{СН}_{\text{АЭС}} N}^{\text{факт}} - \Delta E_N^{\text{факт}} - E_{\text{нсл } N}^{\text{факт}}, \quad (5)$$

где:

$E_{\Sigma N}^{\text{факт}}$ – суммарное потребление электрической энергии энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{КП}_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ – суммарный объем потребления электрической энергии контролируемых потребителей в году N базового периода (млн кВт·ч), определенный в соответствии с пунктом 20 Методических указаний;

$E_{\text{СН}_{\Sigma} N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии на СН электростанций (за исключением АЭС) в году N базового периода (млн кВт·ч), определенное в соответствии с подпунктом «а» пункта 21 Методических указаний;

$E_{\text{СН}_{\text{АЭС}} N}^{\text{факт}}$ – объем потребления электрической энергии на СН АЭС в году N базового периода (млн кВт·ч);

$\Delta E_N^{\text{факт}}$ – потери электрической энергии в сетях ЕНЭС энергосистемы в году N базового периода (млн кВт·ч);

$E_{\text{нсл } N}^{\text{факт}}$ – потребление электрической энергии населением в году N базового периода (млн кВт·ч).

25. Формирование прогноза потребления электрической энергии существующих потребителей территориальной энергосистемы на расчетный период должно осуществляться в следующем порядке:

а) прогнозный объем потребления электрической энергии существующих контролируемых потребителей $E_{\text{КП инф.}_{\Sigma} N}^{\text{Прог}}$ (млн кВт·ч) определяется с