

Экономические аспекты обеспечения балансовой надежности при планировании развития энергосистем в современных условиях

Чукреев Ю. Я., Чукреев М. Ю.

ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
г. Сыктывкар
chukreev@iespn.komisc.ru
mchukreyev@gmail.com

Аннотация

Показана взаимосвязь показателей балансовой надежности электроэнергетических систем в виде вероятности бездефицитной работы с функцией приведенных затрат с учетом слагаемого компенсационных затрат от ненадежности электроснабжения потребителей. Приведены соотношения удельных показателей затрат в генерирующую мощность и ущербов от ненадежности и сделан вывод о нецелесообразности применения устаревшей методики их определения. Исследованы возможности применения нормативных показателей обеспечения балансовой надежности удовлетворяющих производителей и потребителей электроэнергии. На гипотетических моделях, приближенных к модели расчетной схемы объединенных энергосистем России, приведены исследования, показывающие влияние принятых нормативных значений вероятностных показателей балансовой надежности на принимаемые решения по развитию генерирующих мощностей.

Ключевые слова:

балансовая надежность, нормативный показатель, баланс мощности, потребность в мощности, удельный ущерб, затраты

1. Задачи балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем

Под балансовой надежностью (БН) в задаче управления развитием электроэнергетических систем (ЭЭС) всегда понималась ее способность покрывать совокупный спрос потребителей на электроэнергию и мощность в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса, учитывая плановые и внеплановые аварийные отключения оборудования и сетевые возможности взаиморезервирования. При этом необходимо понимать, что любые действия по модернизации ЭЭС приводят к изменению надежности. Именно поэтому к задачам надежности, и балансовой в том числе, всегда относят те, решение которых связано с необходимостью учета отка-

Economic aspects of the provision of adequacy in planning the development of energy systems in modern conditions

Chukreev Yu. Ya., Chukreev M. Yu.

Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North FRC
Komi SC UB RAS,
Syktyvkar
chukreev@iespn.komisc.ru
mchukreyev@gmail.com

Abstract

The article shows the indirect relationship between the adequacy indicators of electric power systems in the form of the probability of deficit-free operation with the function of reduced costs, taking into account the compensatory costs from the unreliability of electricity supply to consumers. The article presents the ratios of specific costs for generating capacity and damages from unreliability and concludes that it is not advisable to use the outdated methodology for their determination. The article explores the application possibilities of regulatory indicators to ensure adequacy that will satisfy both electricity producers and consumers. Based on hypothetical models, which are similar to the model of the calculation scheme of Russia's integrated power systems, we have conducted the studies to demonstrate the impact of the adopted regulatory values of probabilistic adequacy indicators on the decisions regarding the development of generating capacities.

Keywords:

adequacy, regulatory indicator, power balance, power demand, specific damage, costs

зов системы из-за аварийных повреждений оборудования и случайных колебаний нагрузок. В классификации задач надежности [1] выделяют оценочные (задачи анализа), состоящие в оценке показателей надежности и оптимизационные (задачи синтеза), состоящие в обосновании средств ее обеспечения – требуемой генерирующей мощности и запасов пропускной способности связей. Задачи анализа надежности являются составной частью решения задачи синтеза. Это обусловлено тем, что нахождение оптимального варианта развития ЭЭС состоит в многократном решении задачи оценки показателей БН с позиций минимизации затрат или выполнения нормативных требований по надежности.

Решение задач анализа и синтеза надежности во все времена проводилось на упрощенных моделях расчетной схемы ЭЭС и Единой ЭЭС (ЕЭС) страны в частности. Если еще полвека назад рассматривались модели ЕЭС, состоящие из территориальных зон в виде объединенных ЭЭС (ОЭС), то в современных условиях они включают в себя множество территориальных зон (до 200), связанных между собой системообразующими связями высокого напряжения с ограниченными пропускными способностями. Под территориальными зонами понимаются некие зоны равной надежности, состоящие из множества нагрузочных и генерирующих узлов, связанных линиями электропередачи, пропускная способность которых в любых возможных электрических режимах, в том числе и послеаварийных, не ограничивает в них перераспределение мощности. Вне зависимости от модели расчетной схемы ЕЭС страны оценка показателей БН состоит в достижении баланса между генерирующей и потребляемой мощностью внутри зоны с учетом возможной взаимопомощи по системообразующим связям с другими зонами.

В терминологии надежности систем энергетики [2] задача анализа надежности – оценки показателей БН для уровней территориальной иерархии в виде ОЭС и ЕЭС, относится к системной надежности. При этом ограничения потребителей, вызванные массовым отключением силовых установок (линий электропередачи, трансформаторных подстанций и т. п.) внутри выделенных зон надежности при оценке системной надежности ЕЭС страны не подлежат учету. Учет таких аварийных состояний как в терминологии задач надежности [2], так и в их классификации [1] проводится на территориальном уровне систем электроснабжения. Они решаются с применением опять же методов балансовой, режимной или структурной надежности и в данной статье не рассматриваются.

На принимаемые решения по развитию генерирующих мощностей и системообразующих связей ЭЭС помимо расчетных величин показателей БН оказывают влияние соотношения показателей, характеризующих стоимость вводимого генерирующего оборудования и так называемые компенсационные затраты от ненадежности электроснабжения (ущерб). Решение задачи синтеза надежности – обоснования средств обеспечения БН, в нашей стране всегда основывалось на минимизации функционала приведенных, в том числе и дисконтируемых, затрат. Их определение так или иначе требовало знания характеристик удельных стоимостей 1 кВт генерирующей мощности и удельных ущербов от недоотпуска кВт·ч электроэнергии.

Величины удельных ущербов, как известно, зависят от глубины ограничений потребителей [3]. Эта зависимость наиболее сильно проявляется при аварийных отключениях ответственных потребителей при рассмотрении территориального уровня систем электроснабжения [1]. Поэтому именно в системах электроснабжения еще в постсоветский период была введена категоричность потребителей по надежности электроснабжения, в соответствии с которой все ответственные потребители имели возможность резервирования системы электроснабжения как минимум от двух независимых источников получения мощности.

2. Показатели балансовой надежности и информационное наполнение, необходимое для их определения

Согласно рекомендациям [4], показатели БН, пригодные для обоснования требуемой генерирующей мощности, в редакции новых методических указаний по проектированию развития энергосистем [5], утративших силу методических рекомендаций 2003 г. [6] – резервов мощности, должны иметь простой физический смысл и быть чувствительными к возмущениям. В отечественных [7–10 и др.] и зарубежных публикациях [11 и др.] приведенным рекомендациям наиболее полно удовлетворяют вероятностные показатели БН:

- интегральные вероятности появления в территориальных зонах ЭЭС дефицита мощности (J_d) или его отсутствия (p);

- среднее число дней дефицита мощности в год (длительность потери нагрузки в сутках в год – *Loss of Load Expectation – LOLE* [11]);

- среднее число часов дефицита мощности в год (длительность потери нагрузки в часах – *Loss of Load Hours – LOLH* [11]).

Определение вероятностных показателей БН в моделях, разработанных как в нашей стране, так и за рубежом осуществляется путем моделирования случайных состояний генерирующей мощности, вызванных выводом генерирующего оборудования в неплановый (аварийный) ремонт, на определенном временном интервале изменения нагрузки. В нашей стране до последнего времени моделирование осуществлялось для 24 ступеней суточного графика декабрьского дня, с распространением его действия на все рабочие сутки года (250) [4, 6–10]. В Северной Америке для получения показателя БН *LOLE* моделирование проводится для 365 значений суточных максимумов нагрузки. В настоящее время при определении показателя БН J_d , как и при определении европейского показателя БН *LOLH*, моделирование производится для всех 8760 интервалов часового изменения нагрузки [9, 10].

Отечественные [6–10 и др.] и зарубежные публикации [11 и др.] показывают, что на показатели БН и на обоснование требуемой величины генерирующей мощности электростанций (резерва мощности) влияют следующие факторы:

- располагаемые мощности и структура генерирующих мощностей отдельных территориальных зон;

- снижение генерирующей мощности территориальных зон из-за вывода агрегатов электростанций в аварийный и плановый ремонты;

- графики изменения нагрузок территориальных зон в разрезе года и суток;

- ошибки прогнозирования спроса потребителей, вызванные изменениями температуры;

- модель расчетной схемы ЕЭС России;

- запасы пропускной способности связей в нормальных и аварийных режимах между территориальными зонами.

Все перечисленные факторы с разной степенью детализации изучены и нашли свое отражение в разработан-

ных программно-вычислительных комплексах решения задачи анализа надежности [9, 10].

3. Методические подходы решения задачи синтеза надежности

Как уже было отмечено, принятие решений по развитию генерирующих мощностей электростанций и системобразующих связей ЭЭС (задача синтеза надежности) с учетом фактора надежности во все времена ориентировалось на минимизацию функционала приведенных затрат $Z_{\Sigma}(P)$:

$$Z_{\Sigma}(P) = Z_G(P) + Z_L(P) + M[U](P) \rightarrow \min, \quad (1)$$

где P – показатели, характеризующие средства обеспечения надежности ЭЭС – генерирующие мощности электростанций и пропускные способности связей; $Z_G(P) = \sum_{j=1}^n z_{G_j}^{уд} G_j$ – затраты в развитие генерирующих мощностей всех j -х территориальных зон ЭЭС; $Z_L(P) = \sum_{l=1}^m z_{L_l}^{уд} P_l^L$ – затраты в запасы пропускной способности (P_l^L) l -х связей (для концентрированной ЭЭС равны нулю); $z_{G_j}^{уд}, z_{L_l}^{уд}$ – удельные замыкающие затраты (руб./кВт) соответственно на развитие генерирующей мощности в j -й территориальной зоне ЭЭС и в усиление запаса пропускной способности P_l^L l -х связей; $M[U](P)$ – компенсационные затраты (ущербы) от ненадежности электроснабжения.

Введение компенсационных затрат в функционал (1) направлено на создание своего рода «тормоза» к необоснованному завышению затрат на развитие генерирующей мощности электростанций и запасов пропускной способности связей. При увеличении генерирующей мощности или ввода сетевых объектов затраты на строительство электростанций $Z_G(P)$ и связей $Z_L(P)$ растут, а компенсационные затраты в виде ущерба от ненадежности $M[U](P)$, наоборот, снижаются. Компромисс достигается за счет равенства разнонаправленных производных функций этих составляющих (1). Проблемными моментами применения такого подхода были вопросы определения составляющей компенсационных затрат, вызванных ненадежностью электроснабжения $M[U](P)$ (1). В настоящее время в условиях рыночных отношений к этому добавляются и сложности с определением составляющей затрат на инвестиции нового генерирующего $Z_G(P)$ и особенно сетевого $Z_L(P)$ оборудования.

В работе [7] для концентрированной и в работе [8] для многозонной ЭЭС строгими математическими методами показано, что производная от функции математического ожидания недоотпуска электроэнергии по генерирующей мощности определяется выражением $dM[U](P)/dG = -T_p J_d$ (T_p – расчетный период времени, обычно год). Тогда при принятии гипотезы о линейности удельного ущерба y_0 от глубины дефицита мощности получается, что $dM[U](P)/dG = -y_0 T_p J_d$. Приравнявая эту производную удельным замыкающим затратам на развитие генерирующей мощности, получим, что условию минимума функционала (1) соответствует выражение для нормативного показателя БН в виде интегральной вероятности дефицита мощности $J_d^{норм.}$ [7]:

$$J_d^{норм.} = z_{G_j}^{уд} / (y_0 T_p). \quad (2)$$

Для многозонной ЭЭС условием оптимальности генерирующей мощности отдельных территориальных зон и запасов пропускной способности связей между ними также является минимум функционала приведенных затрат (1). В работе [8] показано, что условием оптимальности в этом случае будет равенство нулю частных производных от функционала приведенных затрат по генерирующим мощностям j -х территориальных зон и запасам пропускной способности l -х связей, их соединяющих, т. е. $J_{A_j}^{норм.}$ и $J_{P_l}^{норм.}$ (индекс «п» относится к l -м связям).

Выражение (2) говорит о том, что в оптимальном, по условиям обеспечения минимума приведенных затрат, варианте развития ЭЭС существует строгое соотношение между удельными замыкающими затратами ($z_{G_j}^{уд}$) и удельным ущербом (y_0). Это очень важное заключение для условий, когда эти удельные показатели сложно формализовать в численные значения. Наверно, в том числе и это послужило основанием, что в настоящее время приказом Министерства энергетики РФ¹ утвержден нормативный показатель БН в виде интегральной вероятности бездефицитной работы j -х территориальных зон $\rho_j^{норм.} = 1 - J_{A_j}^{норм.} = 0,996$. Получается, что оптимальная величина резерва генерирующей мощности, необходимая для компенсации неплановых аварийных выводов оборудования в ремонт в каждой j -й территориальной зоне модели расчетной схемы ЕЭС России, наблюдается тогда, когда отношение $z_{G_j}^{уд}/y_0$ будет равным 35 ч. Эта величина при определении годовых ($T_p = 8760$ ч) приведенных затрат (1) соответствует среднему числу дефицитов часов в год (показатель БН $LOLH$). Отметим, что нормативный показатель $LOLH^{норм.}$ в европейских странах принят от 3 до 8 ч. Тем самым, он жестче отечественного, как минимум в 4 раза, а максимум – более чем в 10 раз. Следует отметить, что нормативное значение показателей БН, при изменении принципов моделирования, приведенных в [5] осталось на прежнем уровне, что не совсем правильно, и на наш взгляд требует своего осмысления.

В настоящее время, можно сказать, что принятое Министерством энергетики значение нормативного показателя БН ($\rho = 0,996$) носит чисто декларативный характер и соответствует значению, принятому в далекие 70-е гг. прошлого столетия [12]. В частности, в работах [11, 13] он используется только для выявления проблемных территориальных зон модели расчетной схемы ЕЭС России, которые и без его применения достаточно легко просматриваются на основе анализа балансов мощности и электроэнергетики.

4. Соотношения удельных затрат на развитие генерирующей мощности и ущерба от ненадежности электроснабжения применительно к современным условиям

В задачах обеспечения БН при управлении развитием энергосистем среднегодовой, независимая от глубины ограничения потребителей величина удельного ущерба

¹ Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.04.2023 № 231 «Об установлении нормативного уровня балансовой надежности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики». – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/

от недоотпуска электроэнергии в постсоветский период определялась отношением валового внутреннего продукта (ВВП) к потребляемому объему электроэнергии. Известно, что в то время (1950–1980-е г.) более 70 % потребляемой электроэнергии приходилось на промышленность. Тем самым ВВП в большой степени формировался в сфере материального производства. Поэтому существовала определенная корреляция потребления электроэнергии и ВВП. Этим можно объяснить утверждение, что удельный ущерб от ненадежности электроснабжения пропорционален отношению ВВП к потреблению электроэнергии [7, 13 и др.].

В современных условиях рыночной экономики структура формирования ВВП существенно изменилась. Стали усиленно проявлять себя финансово-банковская сфера экономики и коммерческие услуги. Широкое использование получили сфера услуг, сельское хозяйство и особенно энергетическая сфера с незначительным потреблением электроэнергии [3]. Открытая информация о ВВП страны и объеме электропотребления позволила сформировать табл. 1. В ней для выборочных годов приведены показатели изменения удельного ущерба по стране в целом: в столбце 2 в соответствии с постсоветской методикой, в столбце 3 – с учетом ориентировочного снижения электропотребления в материальной сфере в современных условиях на 15–25 %.

менением курса доллара к рублю за этот период времени. В столбцах 6–9 приведены отношения величин удельных замыкающих затрат в развитие генерирующей мощности к удельным ущербам от ненадежности, которые, как было отмечено, играют значительную роль при обосновании нормативного показателя БН. Ориентируясь на величину отношения $z_{gj}^{уд}/y_0$ для 2016 г. и следующих годов (табл. 1) при сроке окупаемости 8 лет значительно превосходят 35 ч, и только при условно принятом сроке службы генерирующего оборудования в 20 лет, приближается и даже ниже 35 ч.

Как было отмечено, в последнее время наблюдается тенденция увеличения размерности модели расчетной схемы ЕЭС России. При этом нормативные значения показателей БН, в описанной выше парадигме их формирования, должны соблюдаться для всех территориальных зон. Отношение валового регионального продукта (ВРП) к объему электропотребления в территориальных зонах (регионах нашей страны) резко отличается. Например, для 2015 и 2018 гг. это отношение в руб./кВт·ч для Москвы равнялось соответственно 248,2 и 304,6, а Иркутской области – только 19,0 и 25,0. При таких отношениях нормативные значения показателей БН для этих регионов колеблются от 0,994 до 0,898. Это, как и вышесказанное об изменении электропотребления в отраслях экономики страны, безус-

Таблица 1

Изменение удельных показателей и их соотношений

Table 1

Changes in specific indicators and their ratios

Год	Удельный ущерб от ненадежности электроснабжения y_r , руб./кВт·ч		Удельные затраты $z_{gj}^{уд}$, руб./кВт		Отношение $z_{gj}^{уд}/y_0$ при принятии удельных ущербов для сроков и столбцов 2 и 3			
	По методике пост-советского периода	Скорректированный	Срок окупаемости 8 лет	Срок службы 20 лет	окупаемости 8 лет		службы 20 лет	
					2	3	2	3
1960	0,6	–	5	–	8,47	–	8,47	–
1970	0,59	–	5	–	8,47	–	8,47	–
1980	0,61	–	22	–	36,07	–	36,07	–
2010	50,1	58,9	4431	1772	88,44	75,2	35,37	30,08
2016	87,7	105,6	9730	3892	110,9	92,1	44,38	36,85
2022	150,8	193,3	9956	3982	66,02	51,5	26,41	20,60
2023	153,5	204,6	12388	4955	80,70	60,6	32,28	24,22
2024	173,0	230,6	13452	5381	77,76	58,3	31,10	23,33

Как было отмечено, информацию по стоимостным величинам замыкающих затрат в генерирующую мощность в настоящее время получить достаточно сложно. В 2010 г. замыкающие затраты в генерирующую мощность ГТУ-КЭС по данным ОАО «Институт "ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"» колебались от 28 130 до 42 760 руб./кВт [14]. Это соответствует их удельным, приведенным к одному году при принятии срока окупаемости 8 лет показателям от 3516 до 5345 руб./кВт, а при принятии срока службы в 20 лет, что более правильно и несколько ниже действительности, от 1406 до 2138 руб./кВт.

Величины удельных затрат в генерирующую мощность для нормативного срока окупаемости и условно принятого срока службы 20 лет (столбцы 4, 5) для периода после 2010 г. получены с учетом официальной инфляции. Надо отметить, что они достаточно хорошо согласуются с из-

ловно, говорит о необходимости формирования нормативных показателей БН, исходя не из отношения ВВП или ВРП к объему электропотребления, а из оценок специалистов в этой области с позиций нахождения консенсуса между производителями и потребителями электроэнергии.

5. Экспериментальные исследования влияния величины нормативного показателя балансовой надежности на принимаемые решения

На реальной модели расчетной схемы одной из объединенных ЭЭС (Востока) на базе программного комплекса «Орион-М» [9] проведены исследования по обоснованию величины требуемой величины генерирующей мощности покрытия потребности (резерва мощности) при разных значениях нормативного показателя БН (табл. 2). Информация об основных факторах (раздел 2), влияющих

Таблица 2
Сравнительная характеристика показателей требуемой
генерирующей мощности

Table 2

Comparative characteristics of required generating capacity
indicators

Характеристика	Показатель
1. Потребность в мощности, МВт	9925
2. Покрытие потребности мощности, МВт	10 578
3. Избыток генерирующей мощности, МВт	653
4. Требуемая генерирующая мощность покрытия (резерв мощности), МВт:	
– в работе СиПР ЭЭС	11 585 (1660)
– при показателе БН $\rho=0.996$	11 390 (1465)
– при показателе БН $LOLH=8$ ч	11 610 (1685)
– при показателе БН $LOLH=3$ ч	11 740 (1815)

на показатели БН и на обоснование требуемой величины генерирующей мощности электростанций, формировалась из материалов выполнения прототипа 2010–2014 гг. НИР с АО «Системный оператор ЭЭС», из ежегодно выкладываемых в открытый доступ работ «Схема и программа развития электроэнергетических систем России»² (СиПР ЭЭС) и отчетных данных о работе ЭЭС России³.

В табл. 2 приведены величины требуемой генерирующей мощности (резерва мощности) из работы СиПР ЭЭС на 2025–2030 гг., полученные на основе минимизации суммарных приведенных затрат без учета фактора надежности в соответствии с методикой [5]. Также приведены рассчитанные с помощью программного комплекса «Орион-М» значения этих же величин для утвержденного Минэнерго России значения нормативного показателя БН $\rho=0.996$ и принятых в европейских странах нормативных показателей LOLH. Приведенные результаты показывают, что для конкретно рассмотренной ЭЭС результаты требуемой генерирующей мощности, полученные на основе выполнения утвержденного Министерством энергетики нормативного показателя БН $\rho=0.996$, ниже принятого в работе СиПР ЭЭС на 195 МВт, что составляет около 2 % от величины потребности в мощности. Если провести такие исследования в разрезе ЭЭС России в целом, то разница может исчисляться 2–3 ГВт мощности, что весьма существенно. Поэтому исследования в области формирования нормативных показателей БН актуальны и необходимы.

Основной вывод приведенного исследования состоит в том, что нормативные показатели БН должны обеспечивать сдерживание «затратного» принципа развития генерирующих мощностей. Наиболее полно им отвечает интегральная вероятность появления дефицита мощности. Обоснование величины нормативных показателей БН в современных условиях должно проводиться с привлечением специалистов в этой области, отражать мнение потребителей и производителей электроэнергии, основываться на экспертных оценках и опыте зарубежных стран.

² <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/>.

³ <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc-ups/>.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Литература

1. Надежность систем энергетики и их оборудования / под общей ред. Ю. Н. Руденко. В 4 т. Т. 1. Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / под ред. Ю. Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 474 с.
2. Надежность систем энергетики (сборник рекомендуемых терминов) / отв. ред. чл.-корр. РАН Н. И. Воропай. – М.: ИНЦ «Энергия», 2007. – 192 с.
3. Непомнящий, В. А. Ущерб от нарушения электроснабжения. Сосновый Бор, Ленинградская обл., 2014. – 28 с.
4. Руденко, Ю. Н. Надежность систем энергетики / Ю. Н. Руденко, И. А. Ушаков. – М.: Наука, 1986. – 252 с.
5. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России № 1286 от 6.12.2022).
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России № 281 от 30.06.2003).
7. Маркович, И. М. Режимы энергетических систем / И. М. Маркович. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
8. Чукреев, Ю. Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем / Ю. Я. Чукреев. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
9. Чукреев, Ю. Я. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014. – 207 с.
10. Ковалев, Г. Ф. Надежность систем электроэнергетики / Г. Ф. Ковалев, Л. М. Лебедева. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.
11. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London: Plenum Press, 1996. 509 p.
12. Волькенау И. М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И. М. Волькенау, А. Н. Зейлигер, Л. Д. Хабачев. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 320 с.
13. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотьяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергия, 1995. – 352 с.
14. Чукреев, Ю. Я. Обоснование балансовой надежности ЭЭС России применительно к современным условиям развития электроэнергетики / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев // Известия Коми НЦ УрО РАН. 2018. – № 5. – С. 76–81.

References

1. Nadezhnost sistem energetiki i ih oborudovaniya [Reliability of energy systems and their apparatus] / ed. Yu. N. Rudenko. In 4 volumes. Vol. 1. Spravochnik po obshchim modelyam analiza i sinteza nadezhnosti sistem energetiki [Handbook on General Analysis and Synthesis Models of Reliability of Energy Systems] / ed. Yu. N. Rudenko. – Moscow: Energoatomizdat, 1994, 474 p.

2. Nadezhnost sistem energetiki (sbornik rekomenduemym terminov) [Reliability of energy systems (collection of recommended terms)] / editor-in-chief RAS Corresponding Member N. I. Voropai. – Moscow: INC “Energiya”, 2007. – 192 p.
3. Nepomnyashchy, V. A. Ushcherby ot narusheniya elektrosnabzheniya [Damages from power supply disruption] / V. A. Nepomnyashchy. – Sosnovy Bor, Leningrad Region, 2014. – 28 p.
4. Rudenko, Yu. N. Nadezhnost sistem energetiki [Reliability of energy systems] / Yu. N. Rudenko, I. A. Ushakov. – Moscow: Nauka, 1986. – 252 p.
5. Metodicheskie ukazaniya po proektirovaniyu razvitiya energosistem [Methodological guidelines for the development design of energy systems] (Approved by the Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation № 1286 dated December 6, 2022).
6. Methodological recommendations for the development design of energy systems (Approved by Order of the Ministry of Energy of Russia № 281 dated 30.06 2003).
7. Markovich, I. M. Rezhimy energeticheskikh sistem [Modes of energy systems] / I. M. Markovich. – Moscow: Energiya, 1969. – 351 p.
8. Chukreev, Yu. Ya. Modeli obespecheniya nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem [Models ensuring the reliability of electric power systems] / Yu. Ya. Chukreev. – Syktyvkar: Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 1995. – 176 p.
9. Chukreev, Yu. Ya. Modeli ocenki pokazatelej balansovoy nadezhnosti pri upravlenii razvitiem elektroenergeticheskikh sistem [Evaluation models of adequacy indicators in managing the development of electric power systems] / Yu. Ya. Chukreev, M. Yu. Chukreev. – Syktyvkar: Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2014. – 207 p.
10. Kovalev, G. F. Nadezhnost sistem elektroenergetiki [Reliability of electric power industry systems] / G. F. Kovalev, L. M. Lebedeva. – Novosibirsk: Nauka, 2015. – 224 p.
11. Billinton, R. Reliability evaluation of power systems. Second edition / R. Billinton, R. N. Allan. – New York and London: Plenum Press, 1996. – 509 p.
12. Volkenau, I. M. Formation economics of electric power systems / I. M. Volkenau, A. N. Zeiliger, L. D. Khabachev. – Moscow: Energoatomizdat, 1981. – 320 p.
13. Spravochnik po proektirovaniyu elektroenergeticheskikh sistem [Handbook on the design of electric power systems] / ed. S. S. Rokotyan and I. M. Shapiro. – Moscow: Energiya, 1995. – 352 p.
14. Chukreev, Yu. Ya. Substantiation of the adequacy of the UES of Russia in relation to modern development conditions of the electric power industry / Yu. Ya. Chukreev, M. Yu. Chukreev // Proceedings of the Komi Science Centre, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. – 2018. – № 5. – P. 76–81.

Благодарность (госзадание)

Работа выполнена в рамках госбюджетной темы ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН «Научные основы исследования энергетического перехода на региональном уровне» (№124013000621-4).

Acknowledgements (state task)

The work was carried out within the frames of the state task of the Institute for Social, Economic & Energy Problems of the North FRC Komi SC UB RAS “Scientific Foundations for Researching the Energy Transition at the Regional Level” (state registration number 124013000621-4).

Информация об авторах:

Чукреев Юрий Яковлевич – доктор технических наук, директор Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук; Scopus Author ID: 15135310100; ORCID iD: 0009-0001-3847-8304 (167982, Российская Федерация, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Коммунистическая, д. 26а; e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru).

Чукреев Михаил Юрьевич – кандидат технических наук, старший научный сотрудник Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук; WOS Research ID: CAJ-2181-2022; Scopus Author ID: 57220807382; SPIN-код: 5563-0027 (167982, Российская Федерация, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Коммунистическая, д. 26а; e-mail: mchukreyev@gmail.com).

About the authors:

Yury Ya. Chukreev – Doctor of Sciences (Engineering), Director of the Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North, Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; Scopus Author ID: 15135310100; ORCID ID: 0009-0001-3847-8304 (26 Kommunisticheskaya st., Syktyvkar, 167982, Komi Republic, Russian Federation; e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru).

Mikhail Yu. Chukreev –Candidate of Sciences (Engineering), Senior Researcher, Institute for Socio-Economic & Energy Problems of the North, Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; WOS Research ID: CAJ-2181-2022; Scopus Author ID: 57220807382; SPIN-code: 5563-0027 (26 Kommunisticheskaya st., Syktyvkar, 167982, Komi Republic, Russian Federation; e-mail: mchukreyev@gmail.com).

Для цитирования:

Чукреев, Ю. Я. Экономические аспекты обеспечения балансовой надежности при планировании развития энергосистем в современных условиях / Ю. Я. Чукреев, М. Ю. Чукреев // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. Серия «Экономические науки». – 2026. – № 5 (90). – С. 139–145.

For citation:

Chukreev, Yu. Ya. Ekonomicheskie aspekty obespecheniya balansovoj nadezhnosti pri planirovanii razvitiya energosistem v sovremennyh usloviyah [Economic aspects of the provision of adequacy in planning the development of energy systems in modern conditions] / Yu. Ya. Chukreev, M. Yu. Chukreev // Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Series “Economic Sciences”. – 2026. – № 5 (90). – P. 139–145.

Дата поступления рукописи: 06.05.2026

Прошла рецензирование: 14.05.2026

Принято решение о публикации: 09.06.2026

Received: 06.05.2026

Reviewed: 14.05.2026

Accepted: 09.06.2026