
УДК 621.311.019.3

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: МЕТОДИЧЕСКОЕ, ИНФОРМАЦИОННОЕ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ НАПОЛНЕНИЕ

© 2024 г. Ю. Я. Чукреев*, М. Ю. Чукреев

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Федерального
исследовательского центра «Коми научного центра Уральского отделения Российской
академии наук», Сыктывкар, Россия*

**e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru*

Поступила в редакцию 22.02.2024 г.

После доработки 16.09.2024 г.

Принята к публикации 20.09.2024 г.

Рассмотрены этапы совершенствования методического и модельного обеспечения задачи балансовой надежности электроэнергетических систем за последние годы с позиций обоснования уровней резервирования. Приводятся анализ разработанных и утвержденных Минэнерго РФ новых методических указаний по проектированию развития энергосистем и возможное влияние их применения на принимаемые решения в современных условиях.

Ключевые слова: прогнозирование развития энергосистем, балансовая надежность, методические указания, резерв мощности

DOI: 10.31857/S0002331024040015

ВВЕДЕНИЕ

Планированию развития электроэнергетических систем (ЭЭС) во все времена уделялось должное внимание. К 90-м годам прошлого столетия была реализована иерархическая система, в рамках которой разрабатывалась стратегия развития генерирующих источников и линий электропередачи на перспективу от 5 до 20 лет. Методы, реализованные в программных разработках, позволяли решать задачи, связанные с управлением развития ЭЭС бывшего СССР. Решение задач прогнозирования потребности в электрической энергии и мощности; оптимизации перспективного развития генерирующих мощностей и основной электрической сети и сегодня используют накопленный ранее опыт. К сожалению, этого нельзя сказать о решении задачи балансовой надежности ЭЭС, являющейся неотъемлемой частью эффективного развития отрасли.

Под балансовой надежностью в задаче управления развитием ЭЭС понимается ее способность обеспечивать спрос на электроэнергию и мощность потребителей

в пределах заданных ограничений на поставки энергоресурсов с учетом запланированных и незапланированных перерывов в работе ее элементов. Важно отметить, что к задачам балансовой надежности относятся лишь те, *решение которых связано с необходимостью учета отказов системы* из-за аварийных повреждений оборудования и случайных отклонений нагрузок, вызванных в основном температурным фактором. Отличие балансовой надежности от других (режимной, структурной) состоит в том, что случайные состояния, вызванные незапланированными перерывами, могут продолжаться несколько десятков суток (внеплановый ремонт оборудования). При этом глубина возможного дефицита мощности может достигать значительных величин (десятки ГВт), когда несколько крупных генераторов выходят в аварийный ремонт. Примером может служить авария на Саяно-Шушенской ГЭС.

В разделе «Методические основы исследования балансовой надежности электроэнергетических систем» монографии [1], подготовленной по итогам работы семинара по методическим вопросам надежности больших систем энергетики отмечалось, что в силу известных причин задача балансовой надежности в нашей стране с 1990 по 2010 годы практически не развивалась. В монографии был приведен анализ имеющихся в нашей стране и за рубежом подходов к решению задачи оценки показателей балансовой надежности и ее синтеза, а также сущность критериев принятия управленческих решений по обоснованию планируемых величин резервов мощности. На основании этого анализа были выявлены проблемные вопросы применительно к условиям перехода от централизованной системы управления к новой парадигме многостороннего процесса в условиях цифровизации, многокритериальности и множественности интересов. В основном они сводились к следующему:

- формирование вероятностных показателей периодичности и продолжительности отдельных видов ремонтов (капитальных, средних, текущих и аварийных) для серийно выпускаемого оборудования;
- формирование вероятностных характеристик изменения нагрузки, вызванных в основном температурным фактором;
- обоснование под новые условия управления отраслью критериев принятия управленческих решений с позиций обеспечения балансовой надежности;
- формирование моделей расчетной схемы ЕЭС России для исследования различных задач балансовой надежности.

В представленном ниже материале авторы позволили себе провести краткий анализ новых методических разработок за последнее время (примерно с 2010 г.) с позиций их применения для обеспечения балансовой надежности ЕЭС России. В этом направлении приведен критический анализ утвержденных Минэнерго России в конце 2022 г. Методических указаний по проектированию развития энергосистем (далее МУ) [2] и возможных последствиях их применения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАЧИ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

Снижение интереса к задаче обеспечения балансовой надежности в период 90-х годов прошлого столетия и до 2010 г. в нашей стране в первую очередь можно объяснить резким снижением электропотребления (в разных регионах от 10 до

40%) и, конечно, реформированием отрасли со всеми вытекающими из этого последствиями. Толчком для дальнейшего развития исследований в области обеспечения балансовой надежности послужило Постановление Правительства РФ № 1172¹ в части проведения процедуры долгосрочных конкурентных отборов мощности. Эта процедура ориентирована на определение оплачиваемой генерирующей мощности на оптовом рынке, т.е. на выявление неэффективных генераторов. Этот процесс в значительной степени зависел от параметра спроса на мощность в планируемых на перспективный период балансах мощности. Участвующие в процедуре долгосрочных конкурентных отборов мощности и не прошедшие отбор генерирующие источники не подлежали оплате и, при согласовании с Минэнерго России, могли быть демонтированы.

Первая попытка, направленная на формирование новых подходов к обоснованию уровня нормативного резерва мощности, являющегося одной из составных частей величины спроса на мощность, была предпринята СО ЕЭС в 2011 г., т.е. сразу после отмеченного выше Постановления. И это не случайно, т.к. СО ЕЭС в соответствии с законом «Об электроэнергетике» был ответственным за обеспечение надежности электроснабжения потребителей. Институту «Энергосетьпроект» была заказана НИР² по совершенствованию разработанных ими же, но устаревших методических рекомендаций (МР) по проектированию развития энергосистем 2003 г. [3].

По прошествии времени (более 10 лет) можно констатировать, что выполнение такой работы было преждевременным. И связано это в первую очередь с информационной несостоятельностью после более чем десятилетнего периода застоя в области исследований балансовой надежности. За этот период существенно изменились условия функционирования генерирующего оборудования, изменились возможности представления перспективных режимов электропотребления, подходы к формированию моделей расчетной схемы ЕЭС России. Поэтому неудивительно, что полученные при содействии нашего Института процентные величины нормативного резерва генерирующей мощности (столбец 2, табл. 1) в незначительной степени отличались от показателей, полученных в МР 2003 г. (столбец 6, табл. 1). Это же можно сказать и о результатах, скорректированных Институтом Энергосетьпроект (столбец 3). Следующий столбец отражает веяния нового времени в отношении ремонтного резерва, привнесенные Заказчиком работы. И, наконец, 5-й столбец некое компромиссное решение, представленное Заказчиком работы для утверждения в Минэнерго России. По причинам, обозначенным выше (информационное наполнение и необоснованное завышение ремонтной составляющей резерва), разработанные МУ не были утверждены.

С 2012 по 2014 гг. по заданию СО ЕЭС были проведены исследования задачи балансовой надежности и в большей степени только одной ее составляющей – задачи оценки ее показателей. По большому счету в них была предпринята попытка решения проблем, поставленных в упомянутой монографии [1] и приведенных во

¹ Постановление Правительства РФ № 1172 от 27.12.2010 (ред. от 19.01.2018) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

² Методические указания по проектированию развития энергосистем / ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2011 г., одобрены НП «НТС ЕЭС» Секция. «Техническое регулирование в электроэнергетике», 20 июля 2012 г., не утверждены Минэнерго России.

введении настоящей статьи. Напомним, что процесс определения показателей балансовой надежности требует решения как минимум двух этапов. Первый состоит в формировании теми или иными методами случайных состояний генерирующей мощности, вызванных ненадежностью оборудования и нагрузки из-за ее случайных колебаний для определенного ее дискретного изменения (обычно часа). На втором этапе решается задача потокораспределения для сформированного вектора случайных параметров генерации и нагрузки территориальных зон ЕЭС России с учетом ограничений на перетоки мощности по связям их соединяющих.

Решение первого этапа требует определенного информационного наполнения для формирования моделей формирования случайных изменений генерирующей мощности и режима электропотребления (нагрузки). Существование значительных избытков мощности стали основанием перехода генерирующими компаниями после реформирования электроэнергетики в начале 2000-х годов к планированию и проведению ремонтов по так называемому состоянию оборудования. Можно сказать, что после этого роль нормативных показателей продолжительности и периодичности плановых ремонтов [4] утратила свою силу. В современных условиях величина ремонтного снижения мощности определяется не столько нормами на проведение плановых ремонтов, сколько техническими и финансовыми возможностями энергокомпаний с учетом режимно-балансовой ситуации в энергосистеме и правилами оптового рынка электрической энергии (мощности). Как раз этим и объясняется позиция СО ЕЭС в отношении плановых ремонтов (10.51% в табл. 1). Эти изменения в планировании ремонтов естественным образом сказались и на изменении существующих в постсоветский период вероятностных показателей вывода во внеплановый ремонт генерирующего оборудования [4]. В этой части на основе анализа ретроспективных данных о работе каждого типа генерирующего оборудования была актуализирована эта информация.

В части формирования модели режима электропотребления применительно к задаче оценки показателей балансовой надежности были обоснованы методические подходы, позволяющие на основе анализа ретроспективной информации, определить форму суточных графиков и характеристик случайных отклонений от

Таблица 1. Составляющие полного резерва мощности для ЕЭС России (без ОЭС Востока) в процентах к максимуму нагрузки

Параметр	ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН	Институт Энергосеть- проект	Предложения «СО ЕЭС»	Не утвержденные МУ 2012 г.	МР 2003 г.
1	2	3	4	5	6
Нормативный резерв,	15.04 / 15.55	16.70	22.18	20.5	16.06
в т.ч. без учета стратегического	12.96 / 13.47	14.62	19.81	17.5	13.98
– ремонтный	4.04	5.56	10.51	6.8	4.04
– стратегический	2.08	2.08	2.37	3.0	2.08
– оперативный	8.92 / 9.43	9.3	9.3	10.7	9.94

среднечасовых значений, вызванных колебаниями температуры применительно к территориальным зонам расчетной модели ЕЭС России. Это позволило осуществить формирование режимов электропотребления и его случайных изменений в хронологическом по часам года виде [5, 6, 8, 9].

Решение второго этапа оценки показателей балансовой надежности требует проведения для всего множества сформированных случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки их оценки на предмет определения возможного дефицита мощности в них. Понятно, что получение адекватного достоверного результата требует формирования огромного множества случайных состояний, и поэтому их оценка должна проводиться с применением эффективных алгоритмов. Практическое отсутствие при планировании развития ЕЭС России даже на среднесрочную перспективу информации о реактивной мощности в совокупности с требованием быстрого решения задачи потокораспределения стало основанием широкого применения для этих целей методов линейного программирования.

Развитие вычислительной техники и информатизация энергосистем позволили более детально подойти к процессу формирования модели расчетной схемы ЕЭС России. Наметилась тенденция к увеличению модели расчетной схемы ЕЭС России. Если при обосновании величины нормативного резерва мощности в МР 2003 г. использовалась модель ЕЭС в виде 7 территориальных зон, представляющих ОЭС, то при решении этой же задачи в неутвержденных МУ 2012 г. применялась уже модель с 50-ю территориальными зонами. Позже СО ЕЭС была разработана схема с 56-ю зонами, а в СиПР ЕЭС на 2024–2029 гг. модель ЕЭС без ОЭС Дальнего Востока составляла уже 100 территориальных зон. Понятно, что в таких моделях требовалось решать задачу с учетом ограничений не только первого, но и обоих законов Кирхгофа [5, 6, 7, 9].

В 2016 г. по заданию СО ЕЭС на разработанной в нашем Институте методической основе оценки показателей балансовой надежности были выполнены исследования по обоснованию величины оперативного резерва мощности ЕЭС страны. Была использована актуализированная, отмеченная выше, исходная информация по вероятностно-определенным показателям работы генерирующего оборудования и случайным изменениям нагрузки. Исследования проводились для представленной заказчиком работы модели расчетной схемы ЕЭС России из 6 территориальных зон, представляющих объединенные энергосистемы (ОЭС) с транзитной зоной Казахстана (без ОЭС Дальнего Востока). Принятие такой модели расчетной схемы, а не модели с дроблением ОЭС на отдельные территориальные зоны, как в упомянутой выше работе Института «Энергосетьпроект», можно объяснить результатами, приведенными в столбце 2 табл. 1. В числителе дроби приведены величины полного и оперативного резервов мощности при числе территориальных зон, равном числу ОЭС, в знаменателе – равном 50-ти. Как видно, отличия в уровнях оперативных резервов мощности по ЕЭС в целом незначительны, на уровне 0.5 процента от максимума нагрузки.

Исследования показали, что представление режима электропотребления в модельно-программных разработках, применяемых в отечественной и зарубежной практике, оказывает значительное влияние на показатели балансовой надежности и, следовательно, на обоснование величин оперативного резерва мощности [10–13]. Для обоснования величины оперативного резерва мощности во всех редакциях Методических указаниях по проектированию развития энергосистем использовался нормативный показатель балансовой надежности в виде интегральной вероятности

отсутствия дефицита мощности (ρ_n). Этот показатель был введен в 60-е годы прошлого столетия в монографии И.М. Марковичем [14], и его нормативное значение было обосновано величиной $\rho_n = 0.999$. Это значение соответствует интегральной вероятности появления дефицита мощности $J_D^H = 1 - \rho_n = 0.001$. В той же монографии на стр. 143, пусть и достаточно упрощенно, но показана связь J_D^H с принятым в США нормативным значением показателя длительности потери нагрузки в сутках в течение года – *Loss of Load Expectation – LOLE_n* [11, 12], равным 0.1 сут./год. Более подробно эта взаимосвязь приведена в работах [15, 16]. В странах Западной Европы в качестве нормативного показателя балансовой надежности принимается среднее число часов дефицита мощности в год или длительность потери нагрузки в часах – *Loss of Load Hours – LOLH_n*. Его значения в часах в год принято во Франции – 3, в Великобритании и Нидерландах – 4, в Ирландии – 8, в Скандинавских странах – 9. Если принятый тогда нормативный показатель $J_D^H = 0.001$ перевести в часы, то $LOLH_n = 8.76$ ч/год (8760×0.001). Как видно, это значение достаточно хорошо согласуется с приведенными выше значениями в странах Запада.

Следует напомнить, что значение нормативного показателя балансовой надежности в виде $J_D^H = 0.001$ было получено при учете режима электропотребления в виде годового графика нагрузки с учетом 8760 ч ступеней его изменения. В 80-х годах прошлого века его значение было скорректировано до значения $J_D^H = 0.004$ или $\rho = 0.996$. По официальной версии это было вызвано увеличением показателя удельных замыкающих затрат в развитие генерирующей мощности более чем в 4 раза [17]. На наш взгляд, определенную роль в изменении значения нормативного показателя сыграл и тот факт, что в модельном обеспечении задачи балансовой надежности произошел переход от рассмотрения ЭЭС в виде концентрированной системы к многозонной ЭЭС с территориальными зонами в виде ОЭС. Такое представление модели расчетной схемы ЭЭС привело к значительному усложнению расчетов показателей балансовой надежности, связанных в первую очередь с необходимостью решения задачи потокораспределения с учетом ограничений по пропускной способности связей между территориальными зонами. Все это в совокупности послужило основанием к принятию различного рода упрощений, в том числе и представлению режима электропотребления не годовым часовым графиком нагрузки, а одним суточным графиком нагрузки декабря месяца, длящегося в течение 250 рабочих дней года. Это нельзя считать нововведением в моделях, используемых в Северной Америке, также учитывается описание режима электропотребления не всеми часами, а только одним максимальным часом суток. Тем самым при определении показателя *LOLE* рассматривается не 8760 дискретных величин изменения нагрузки, а только 365.

В последнее десятилетие идет процесс возврата к учету электропотребления в виде годового графика нагрузки с 8760 значениями их часовых изменений [2, 6]. В частности, как уже отмечалось, актуализирована информация по формам суточных графиков и по параметрам случайных отклонений нагрузки от их среднечасовых значений, вызванных влиянием температурного фактора. И что более важно, с позиций влияния на результат обоснования резерва мощности, впервые был учтен фактор коррелированности этих случайных изменений нагрузки между рассматриваемыми территориальными зонами расчетной модели ЭЭС России [8], чего в постсоветский период и при разработке МУ 2012 г. не было. Можно констатировать, что, хотим мы этого или нет, но все это естественным образом

должно повлиять и на величины нормативных показателей балансовой надежности и возврату их на уровень трех девяток, а может даже и чуть выше. В противном случае показатели балансовой надежности территориальных зон ЕЭС России в оптимально спроектированной системе будут в значительной степени отличаться от принятых за рубежом. Это можно было бы и допустить, но что более важно, в этом случае требуемые величины оперативного резерва мощности, предназначенные для компенсации внеплановых выводов в ремонт генерирующего оборудования, будут значительно занижены. Нами были сделаны рекомендации к изменению нормативных значений к показателям балансовой надежности в зависимости от принимаемых условий учета режима электропотребления [10, 13, 18]. К сожалению, они не нашли должного отражения в утвержденных нормативных значениях показателей балансовой надежности для территориальных зон в виде вероятности бездефицитной работы $\rho_{н.} = 0.996^3$ или вероятности появления дефицита мощности $J_{д}^H = 1 - \rho_{н.} = 0.004$.

Результаты по уровням оперативных резервов мощности, полученные при использовании для моделирования режима электропотребления различных подходов – как в МУ 2003 г. и как в Национальном стандарте [6] новых МУ 2022 г. [2], приведены в табл. 2. Плановые ремонты генерирующего оборудования приняты величиной 8.87%. Результаты табл. 2 показывают, что учет корреляционной зависимости температурного фактора приводит к значительному повышению величины оперативного резерва мощности при различном представлении режима электропотребления на 3.13% (9.99 и 6.86 %) и 2.08% (6.74 и 4.66%). Хотелось бы обратить внимание на более чем 2-процентное уменьшение величин оперативного резерва мощности, приведенных в столбце 2 табл. 2 (6.86%) по отношению к столбцу 2, табл. 1 (8.92%). Это обусловлено в первую очередь актуализацией вероятностно-определенной исходной информации по работе генерирующего оборудования и характеристик электропотребления. Это привело к снижению математического ожидания внеплановых (аварийных) выводов в ремонт генерирующего оборудования с 3.68%, полученных на информации [4], до 2.77%, полученных после актуализации информации. Определенную роль на снижение сыграло и то обстоятельство, что в расчетах показателей, приведенных в табл. 1, величина резерва 8.92% получена

Таблица 2. Влияние различного представления режима электропотребления на составляющие нормативного резерва мощности

Параметр	График нагрузки – декабрьские сутки		График нагрузки – 8760 часов	
	Без корреляции	С корреляцией	Без корреляции	С корреляцией
1	2	3	4	5
Нормативный резерв	15.73	18.86	13.53	15.61
– оперативный	6.86	9.99	4.66	6.74
– ремонтный	8.87	8.87	8.87	8.87

³ Приказ Министерства энергетики РФ № 321 от 30.04.2021. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации.

при совместной оптимизации резерва мощности и пропускной способности связей, а величина 6.86% получена при достаточно избыточных их величинах.

В феврале 2018 г. на базе «НП Совет рынка» был открыт конкурс по разработке Порядка определения резерва генерирующей мощности ЕЭС России. В марте того же года победителями конкурса были признаны два академических Института РАН: ИСЭМ СО РАН и ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН. В соответствии с условиями Договора работа должна была быть выполнена в течение 6–8 месяцев, однако по непонятным причинам затягивалась. В декабре 2018 г. ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН, в силу реорганизации и вхождения в ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, вышел из контракта (официальная версия). Работа с ИСЭМ СО РАН продолжалась, и только к концу 2020 г. результаты были приняты заказчиком работы. Полученные ИСЭМ СО РАН результаты по величинам уровней нормативного резерва генерирующей мощности для ЕЭС России (примерно 13%)⁴ согласовывались с исследованиями ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (табл. 1, 2-я строка, 2-й столбец). Следовало бы предположить, что предложенный ИСЭМ СО РАН порядок определения величины нормативного резерва генерирующей мощности должен был стать основой новых методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

Практически все наработанные с 2012 по 2016 гг. в рамках выполнения работ с СО ЕЭС по методическому обеспечению задачи балансовой надежности, в том числе и учету территориальной корреляции случайных изменений, вызванных колебаниями температуры, в той или иной форме вошли в Национальный стандарт РФ [6]. Это можно отнести к положительным моментам проведенных исследований. Следует отметить, что результаты этих исследований частично были представлены в монографии [5] и работах [13, 18, 19]. К сожалению, проведенные исследования ИСЭиЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН и ИСЭМ СО РАН не нашли понимания СО ЕЭС и Минэнерго России по вопросам обоснованных величин нормативного резерва мощности. Можно предположить, что именно поэтому не стали основой разработки новых МУ.

АНАЛИЗ НОВЫХ МУ 2022 г. С ПОЗИЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ

В новых МУ в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ от 26.03.2003 принята двухуровневая модель планирования, направленная на разработку двух программных документов – Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и Схемы и программы развития (СиПР) электроэнергетических систем России. Обоснование решений по обеспечению балансовой надежности при разработке этих программных документов, так или иначе, сопряжено с особенностями формирования баланса мощности и методическими положениями оценки и обеспечения балансовой надежности. Этим вопросам посвящены две главы (V и VI) МУ.

Балансы мощности изначально подразумевают наличие равенства между приходной (генерация) и расходной (потребление) ее частями. В самом начале главы отмечается, что при формировании балансов мощности должен учитываться расчетный резерв, понятие которого в дальнейших пунктах этой и последующих глав МУ не встречается. Вместо этого вводится понятие (п. 87) требуемой мощности

⁴<http://isem.irk.ru/news/article-2021-03-19>

электростанций для обеспечения баланса мощности ($P_{\text{треб.}}$). Ее определение осуществляется из условий обеспечения нормативного показателя балансовой надежности ($\rho_{\text{норм.}}$) (п. 113). При этом совершенно очевидно, что разница между $P_{\text{треб.}}$ и величиной потребности в мощности ($P_{\text{потр.}}$) (п. 82) как раз и есть тот самый расчетный или нормативный резерв генерирующей мощности. Следует особо подчеркнуть, что понятие требуемой мощности вводится только в рамках разработки (актуализации) Генеральной схемы. Для разработки СиПР это понятие, как и понятия избытка и баланса мощности, полностью игнорируются.

Отличительной особенностью новых МУ 2022 г. является введение в них специальной главы «Обеспечение балансовой надежности». В предыдущих редакциях МУ и МР балансовая надежность обеспечивалась выполнением требований к величинам нормативного резерва генерирующей мощности территориальных зон в виде ОЭС в ЕЭС России. Их величины определялись путем многовариантных расчетов ЕЭС и приводились процентом от максимальной нагрузки [4]. Новые МУ направлены на выработку управленческих решений в результате расчета показателей балансовой надежности в виде вероятности бездефицитной работы (ρ) для каждого конкретного варианта развития ЕЭС России. При этом следует отметить, что все расчеты предполагается проводить специалистами СО ЕЭС. Для этого ими формируется исходная вероятностно определенная информация об аварийности оборудования, нормах на все виды ремонтов, случайных отклонениях нагрузки от температуры, в том числе и их корреляция по территориальным зонам, и многое другое. Ими же на основе анализа критических сечений формируется модель расчетной схемы ЕЭС России под задачу балансовой надежности с ограничениями по пропускной способности межсистемных связей и сетевыми коэффициентами для учета ограничений режима. Важно отметить, что сосредоточение всей информации в одной организации (СО ЕЭС) не позволит каким-либо образом проводить обсуждение полученных результатов и, главное, провести всесторонний анализ принятых решений при формировании Генеральной схемы развития ЕЭС России с учетом балансовой обеспечения надежности. Научные и проектные организации в этом случае полностью выпадают из обсуждения полученных результатов.

Важно отметить, что при разработке обоих программных документов предусмотрена возможность увеличения резервов мощности территориальных зон и пропускных способностей связей ЕЭС России (п. 115). В тоже время решение актуальных для современной электроэнергетики вопросов выявления неэффективных генерирующих мощностей (п. 116) и их демонтажа (п. 117) может решаться только при разработке или актуализации Генеральной схемы.

В новых МУ алгоритмы принятия решений по обоснованию требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) и, следовательно, нормативного резерва генерирующей мощности территориальных зон ЕЭС не претерпели существенных изменений по отношению к МР 2003 г. Они сводятся к выполнению нормативных требований к показателям балансовой надежности территориальных зон, т.е. $\rho > \rho_n$ (сегодня $\rho_n = 0.996$). Этого нельзя сказать о методике решения задачи оценки показателей балансовой надежности, где изменения достаточно значительные. Связаны они в основном с повышением информационной обеспеченности. При этом четкого изложения подходов к учету особенностей режимных ограничений работы различных типов электростанций (особенно ГЭС, ВЭС и СЭС) при оценке показателей балансовой надежности и обосновании величины ремонтного резерва мощности в данном разделе МУ не приведено.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ, ПРЕДЛОЖЕННЫХ В НОВЫХ МУ НА ПРИНИМАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

К изменениям, в аспекте вышесказанного, следует отнести новые подходы к учету:

- режимов электропотребления, в том числе корреляции ее случайных отклонений, вызванных температурным фактором (пп. 97, б, 106);
- законов Кирхгофа (п. 109);
- модели расчетной схемы ЕЭС России (п. 98).

Влияние этих изменений достаточно хорошо апробированы и частично опубликованы [5, 6]. В тоже время вошедшие в новые МУ положения, касающиеся вопросов учета плановых ремонтов оборудования (п. 102) и представления мощности ВИЭ, в том числе ГЭС (п. 83, д, ж), не апробировались, но публикации в этом направлении были [20, 24].

Ниже кратко приведен анализ влияния представления информации в моделях оценки показателей балансовой надежности на принимаемые решения по развитию и демонтажу генерирующего оборудования.

Представление режима электропотребления. Во множестве публикаций [5, 10, 18] было показано влияние различного представления режима электропотребления на принимаемые решения. Напомним, что в МР 2003 г. режим электропотребления представлялся одним суточным графиком нагрузки декабря месяца, делящимся календарный год. В новых МУ [2], как и в Национальном стандарте [6], режим электропотребления представляется годовым почасовым графиком нагрузки с учетом всех 8760 часов ее изменения.

Нормативный показатель балансовой надежности для территориальных зон надежности ЕЭС в соответствии с отмеченным Приказом Минэнерго № 321 остается до 2027 г. неизменным и, как в старых МР 2003 г., равным $\rho_{н.} = 0.996$. В табл. 2 (столбцы 4 и 5) приведены величины оперативного резерва мощности для условий выполнения принятого нормативного показателя балансовой надежности во всех территориальных зонах ЕЭС России и предложенной в новых МУ 2022 г. методики учета режима электропотребления с корреляцией температурного влияния и без нее. Как видно, величины оперативного резерва мощности значительно отличаются от величин, полученных при использовании применяемых в МР 2003 г. принципах учета режима электропотребления (столбцы 2 и 3).

Модель расчетной схемы ЕЭС и учет законов Кирхгофа. В новых МУ предлагается использование модели с большим числом зон надежности, чем при разработке МР 2003 г. и с условием выполнения при расчете случайно сформированных состояний генерирующей мощности и нагрузки обоих законов Кирхгофа. Пропускные способности связей, соединяющих выделенные в модели расчетной схемы ЕЭС территориальные зоны, определяются расчетным путем на основе заданных ограничений передачи мощности в выделенных сечениях. Исследования, приведенные в ряде публикаций, например [5] показывают на достаточные расхождения в оценке дефицита мощности при использовании разных моделей оценки потокораспределения на отдельных случайных состояниях. В тоже время при оптимизации $P_{\text{треб}}$ эти расхождения становятся не столь значительными за счет возможности перераспределения генерирующей мощности между зонами надежности в модели расчетной схемы ЕЭС России. Экспериментальные расчеты

показывают, что увеличение зон надежности расчетной модели ЕЭС может привести к увеличению оперативного резерва мощности на величину, не превышающей более 0.5% от максимума нагрузки (числитель и знаменатель столбца 2 табл. 1), учет обоих законов Кирхгофа максимум на 0.2% [21].

Учет плановых ремонтов оборудования. Приведенные в новых МУ подходы к учету плановых ремонтов генерирующего оборудования незначительно отличаются от методики, применяемой в МР 2003 г., и основываются на «вписывании» необходимой ремонтной площадки в сезонный провал нагрузки. В новых МУ в этом отношении для отдельных типов генераторов (не всех) приведены некоторые пояснения к планированию ремонтов. Применение приведенной методики возможно только при наличии графиков сезонных (помесечных) снижений нагрузки в выделенных территориальных зонах модели расчетной схемы ЕЭС России или хотя бы на уровне ОЭС. К сожалению, подобная информация недоступна для большинства исследователей.

Следует отметить, что в отчетных документах СО имеется информация о проведении всех типов ремонтов на уровне ОЭС. На основании их обработки за определенное время можно получить среднестатистические данные о выводе в ремонт генерирующего оборудования по территориальной зоне в виде ОЭС, без ее дробления на отдельные подсистемы. В соответствие с [10] на 2021 г. все типы плановых ремонтов генерирующего оборудования составляют величину 8.87% от максимума нагрузки. При этом примерно половина приходится на капитальные и средние ремонты, что значительно выше таковых в МР 2003 г.

Важно отметить, что полученные среднестатистические данные характеризуют работу всего состава генерирующего оборудования. Как уже отмечалось, сегодня ЕЭС России характеризуется значительными избытками мощности, и поэтому эти данные надо скорректировать на реально работающий состав, т.е. без учета избыточного. Как показано в работе [22], это приведет к уменьшению величины ремонтного резерва мощности на 1.5–2 процента от максимума нагрузки.

Представление мощности ВИЭ, в том числе ГЭС. В новых МУ 2022 г., как и в МР 2003 г., располагаемые мощности ГЭС и ВИЭ принимаются равными установленным величинам, за минусом ограничений, вызванных техническими и режимными параметрами (п. 83, д, ж). Конкретных исследований по такому представлению этих типов станций в литературе не имеется. При проведении процедуры долгосрочных конкурентных отборов мощности, нормативный резерв генерирующей мощности в ОЭС Сибири увеличивался на 8.55% от максимума нагрузки из-за ограничений режимного характера ГЭС. Приведенные в [23] исследования показали на необходимость снижения данной величины до значения, не превышающего 4.5%. Исследования по ВИЭ ОЭС Юга [24] показали, что влияние этих типов станций на величину нормативного резерва генерирующей мощности необходимо учитывать при их доле в выработке электроэнергии, превышающей 5-ти процентный барьер. Этого сегодня в ЕЭС не наблюдается.

На основании представленных в данном и первом (табл. 1 и 2) разделах выкладок и результатов вытекает следующее. Влияние изменения представления исходной информации в новых МУ 2023 г. при существующих нормативных требованиях к показателям балансовой надежности ($\rho_{н.} = 0.996$) приведет примерно к тем же параметрам требуемой мощности ($P_{\text{треб.}}$) или, что тоже самое, нормативного резерва

генерирующей мощности, что были и в МР 2003 г. Это утверждение вытекает из многочисленных расчетов учета или не учета перечисленных выше факторов. Величина нормативного резерва генерирующей мощности для ЕЭС страны будет колебаться в пределах от 13.5 до 16.5%.

Так, если в приведенном примере за базовый расчет оперативного резерва мощности принять величину 6.74% (табл. 2, столбец 5), то учет ограничений 2-го закона Кирхгофа привнесет 0.5, а более детализированной модели расчетной схемы еще 0.2% [21]. В тоже время учет избыточного состава генерирующего оборудования [22] уменьшит эту величину как минимум на 1.5%. Даже принимая среднестатистические показатели проведения ремонтов за последние 15 лет величиной 8.87%, получается, что нормативный резерв мощности оценивается величиной $6.74 + 0.5 + 0.2 - 2 + 8.87 = 14.31\%$.

ЧТО ОЖИДАТЬ В АСПЕКТЕ ОБОСНОВАНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ НОВЫХ МУ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ И СИПР?

Введение в новых МУ раздела по обеспечению балансовой надежности приведет к негативным последствиям в области исследования балансовой надежности и, следовательно, принимаемых решений по развитию отрасли. Причина кроется в сосредоточении и инструментария и информационной составляющей в одной структуре – СО ЕЭС. По инструментария – методике и программному обеспечению задачи оценки показателей балансовой надежности и обоснования на основе ее решения принимаемых постулатов – никаких публикаций, кроме Национального стандарта и новых МУ [2, 6], и тем более апробаций и сравнения с существующими программными средствами [5, 9] нами не выявлено. Публичные обсуждения принимаемых решений в области обеспечения балансовой надежности при разработке основных программных документов развития отрасли пока не известно и не видится перспектив их в будущем. Причина – невозможность хоть какой-то проверки обсуждаемых в дискуссии вопросов в силу отсутствия возможности использования информации для проверки результатов у научного сообщества.

Частично это уже продемонстрировано в ходе подготовки, обсуждения и утверждения новых МУ. Разрабатывались они в течение всего 2022 г. без обсуждения и привлечения специалистов, занимающихся данной проблемой в нашей стране. Известно, что новые МУ вступили в силу 1 января 2023 г. Интересно, что за двое суток до этой даты, т.е. 30 декабря 2022 г., была актуализирована Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.⁵ Казалось бы, логичнее было это сделать после введения в действие новых МУ. На наш взгляд, принятие такого решения было сопряжено, помимо наличия множества других обстоятельств, еще и требованиями, заложенными в новых МУ, касающиеся необходимости обоснования балансовой надежности при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Совершенно очевидно, что показатели балансовой надежности, при приведенных в материалах актуализированной Генеральной схемы до 2035 г. избытках генерирующей мощности и разработанных на ее основе в 2023 г. материалов СИПР на

⁵ Распоряжение Правительства РФ от 30 декабря 2022 г. № 4384-р.

2023–2028 гг.⁶, будут в большинстве территориальных зон ЭЭС России значительно превышать нормативные значения и приближаться к величинам $\rho = 0.9999$. При актуализации Генеральной схемы на 2035 г. после утверждения новых МУ потребовалось бы довести показатели балансовой надежности (п. 116) до нормативных величин $\rho_n = 0.996$. Напомним, что в новых МУ, это осуществляется многократными расчетами показателей балансовой надежности путем ввода нового или вывода наиболее аварийного из существующего состава генерирующего оборудования. Выведенное генерирующее оборудование при выполнении определенных, не связанных с балансовой надежностью условий п. 117, должно подлежать демонтажу.

Другим свежим примером может служить разработанный и опубликованный в сентябре 2023 г. на сайте СО проект Программы СиПР ЭЭС России на 2024–2029 гг.⁷. Публичное обсуждение проекта проходило в сентябре месяце 2023 г. Как и следовало ожидать, исходной информации по параметрам генераторов, уровням пропускной способности связей и сечений, как и многого другого необходимого для оценки показателей надежности, в представленных материалах не приводится. Из результатов, представленных в приложении 5 СиПР ЭЭС, можно отметить, что расчетные показатели балансовой надежности (ρ) во всех территориальных зонах ОЭС Волги, Северо-Запада и Центра значительно превышают нормативные значения $\rho_n = 0.996$. Они близки к единице $\rho = 0.9999$. При наличии существующих избытков мощности в этих ОЭС другого ожидать и не следовало. Можно было и без проведения расчетов смело ставить в приложении и пять девяток. В ОЭС Урала и Юга, несмотря на наличие существенных избытков мощности, выявлены территориальные зоны, где показатели балансовой надежности оказались ниже нормативного значения ($\rho = 0.985$). Не имея исходной информации, дать объяснения этому не представляется возможным.

Вызывает некоторое недоумение, представленные в Приложении 5 работы СиПР ЭЭС значения показателей балансовой надежности для некоторых территориальных зон ОЭС Сибири и практически для всех в ОЭС Дальнего Востока величинами в пределах от 0.67 до 0.75. В соответствии с методикой, приведенной в утвержденных МУ 2022 г., определение показателей балансовой надежности должно проводиться последовательно для каждого часа, т.е. для 8760 дискретных изменений нагрузки. Если рассмотреть годовой график изменения нагрузки по месяцам года, то по имеющемуся опыту проведения подобных расчетов ограничения нагрузки возможны в основном в осенне-зимний период, длящийся от 3-х до 4-х месяцев. Суточные графики для этих месяцев также имеют неравномерный характер. Опять же опыт показывает, что, как правило, не более 8 из 24-х часов определяют вероятность появления дефицита мощности. Таким образом, получается, что максимальное число часов с возможным появлением дефицитом мощности из-за аварийных вынужденных выводов ремонт оборудования с учетом 22-х рабочих дней в месяце составит $8 \times 22 \times 4 = 704$ ч. Тогда максимальная интегральная вероятность дефицита мощности составит величину $JД = 0.08$ ($704/8760$). Причем такая величина возможна только в случае, когда на всех моделируемых на определенном часе случайных состояниях генерирующей мощности наблюдается ее дефицит, т.е. когда мощность генерации всегда меньше нагрузки. В этом случае вероятность бездефицитной работы должна быть не меньше $\rho = 1 - 0.08 = 0.92$.

⁶ Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 г. «Об утверждении СиПР ЭЭС России».

⁷ <https://www.so-ups.ru/public-discussion-sipr-2024-2029/>

Возникает резонный вопрос, почему в результатах, приведенных в приложении 5 работы СиПР ЭЭС на 2024–2029 гг., приведены величины показателей балансовой надежности $\rho = 0.67$ и $\rho = 0.75$? Величина вероятности бездефицитной работы $\rho = 0.67$ может быть только в том случае, когда 2900 из 8760 часов имеют 100-процентный дефицит мощности для всех моделируемых случайным образом аварийных состояний генерирующей мощности. Такое на практике может быть в случае, когда генерирующая мощность значительно ниже нагрузки. Следует отметить, что низкие показатели балансовой надежности получены для территориальных зон ЭЭС, в которых имеются достаточные избытки мощности и в которых имеются ГЭС. Возникает резонный вопрос, правильно ли в методике оценки показателей балансовой надежности, приведенной в МУ 2022 г., учитывается этот тип станций? В любом случае в любых проектных решениях, когда показатели балансовой надежности территориальных зон, полученные для 2024 г., хуже нормативных значений необходимо их повышать для последующих годов планируемого периода. Судя по приведенным в приложении результатам показателей балансовой надежности этого нет. Показатели балансовой надежности из-за некоторого роста электропотребления для планируемых после 2024 годов только ухудшались.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Надежность систем энергетики: Проблемы, модели и методы их решения / А.Ф. Дьяков, В.А. Стенников, С.М. Сендеров и др.; отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2014. – 284 с.
2. Методические указания по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г., № 1286).
3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России № 281 от 30 июня 2003 г.).
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергия, 1995. 352 с.
5. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.
6. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности – нормы и требования. ГОСТ Р 58730–2019.
7. *Чукреев Ю.Я.* Оценка потокораспределения в идеализации по постоянному току в задаче оценки показателей и средств обеспечения надежности ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.65. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2015. С. 430–439.
8. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю., Чупров В.С.* Характеристики режима электропотребления применительно к задачам балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.68. – Иркутск: Исследование и обеспечение надежности систем энергетики – ИСЭМ СО РАН, 2017. С. 328–337.
9. *Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М.* Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015. 224 с.

10. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Показатели балансовой надежности для обоснования составляющих нормативного резерва мощности применительно к современным условиям развития ЕЭС России / Известия РАН. Энергетика. 2022. № 5. С. 22–35.
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. *Эндрени Дж.* Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. / Под ред. Ю.Н.Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
13. *Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.* Обоснование балансовой надежности ЕЭС России применительно к современным условиям развития электроэнергетики // Известия Коми НЦ УрО РАН. 2018. № 5. – С. 76–81.
14. *Маркович И.М.* Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 51 с.
15. *Чукреев Ю.Я.* Сравнение отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2012. № 6. С. 27–38.
16. *Кучеров Ю.Н., Чукреев Ю.Я., Пилениекс Д.В., Федоров Ю.Г., Чукреев М.Ю.* Проблемы методического и информационного обеспечения задачи оценки балансовой надежности схем развития ЭЭС. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики – Иваново: ПрессСто, 2011. Вып. 62. С. 17–24.
17. *Волькенгау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.
18. *Чукреев Ю.Я.* Показатели балансовой надежности и их нормирование при управлении развитием электроэнергетических систем: информационный аспект / Известия РАН. Энергетика. 2015. № 5. С. 33–44.
19. *Чукреев Ю.Я., Кучеров Ю.Н.* Проблемы обоснования балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Энергетическая политика. 2015. Выпуск 2. С. 3–20.
20. *Крупнев Д.С., Пержабинский С.М.* Оценка надежности электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями // Известия РАН. Энергетика, 2017. № 1. С. 39–47.
21. *Чукреев Ю.Я.* Влияние моделей оценки состояния в задаче обеспечения балансовой надежности на управленческие решения при планировании ЭЭС / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 74. Надежность систем энергетики в условиях современных вызовов и угроз. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2023. С. 156–165.
22. *Чукреев Ю.Я.* Влияние представления генерирующего оборудования и нагрузки на величину нормативного резерва мощности электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2021, № 3. С. 27–38.
23. *Chukreev Yu., Chukreev M.* Impact of the regulatory reserve and capacity demand on the process of justification of the generating sources in respect of the UES Russia management development / E3S Web of Conferences Volume 209, 06002 (2020) ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management.
24. *Чукреев Ю.Я.* Влияние возобновляемых источников энергии на оценку и обеспечение балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем / Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 73. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2022. С. 240–249.

**Ensuring Balance Reliability in Planning the Development
of Electric Power Systems: Methodological, Informational
and Regulatory Content**

Yu. Iy. Chukreev*, M. Yu. Chukreev

*Institute of Socio-Economic and Energy Problems of the North,
FRC Komi Scientific Center, Syktyvkar, Russia*

**e-mail: chukreev@iespn.komisc.ru*

The stages of improving the methodological and model support balance reliability problem of electric power systems in recent years from the standpoint of substantiation reservation levels are considered. The analysis new methodological instructions for the design development of energy systems and possible impact of their application on decisions in modern conditions are given the analysis of developed and approved by the Russian Ministry of Energy.

Keywords: prediction the development of power systems, balance reliability, methodological instructions, power reserve