

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ЭКСТРЕМУМЫ – НОВЫЙ ВЫЗОВ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ^{1, 2}

© 2021 г. В. В. Клименко^{а, *}, А. В. Клименко^б, А. Г. Терешин^а, Е. В. Федотова^а

^аНациональный исследовательский университет “Московский энергетический институт”,
Красноказарменная ул., д. 14, Москва, 111250 Россия

^бНациональный исследовательский технологический университет МИСИС,
Ленинский просп., д. 4, Москва, 119049 Россия

*e-mail: nilgre@mpei.ru

Поступила в редакцию 26.07.2020 г.

После доработки 26.07.2020 г.

Принята к публикации 26.08.2020 г.

Рассмотрены изменения температурных экстремумов на территории России после 1945 г. и выполнен анализ их влияния на функционирование энергосистем. Указывается, что в настоящее время ЕЭС России и все ОЭС обладают значительным резервом установленной и доступной мощности электростанций. Однако четверть региональных энергосистем энергодефицитна, а три из семи объединенных региональных энергосистем России (Северо-Запада, Центра и Юга) характеризуются дефицитом регулировочного диапазона мощности, который покрывается за счет перетоков от соседних энергосистем (Средней Волги, Урала и Сибири). Опираясь на актуальные данные метеорологических наблюдений и энергетическую статистику, авторы провели расчет наблюдаемого изменения экстремальных климатических характеристик в течение последних 70 лет и оценили его воздействие на баланс мощности и режимы работы энергосистем. Установлено, что климатические изменения на территории России, выражающиеся в повышении температуры воздуха во все сезоны во всех регионах страны, приводят к замедлению роста зимних и ускорению роста летних максимумов нагрузки практически во всех энергосистемах, тем самым способствуя повышению надежности снабжения электроэнергией. Для лета непрерывное возрастание максимумов потребления электроэнергии в сочетании с увеличением его суточной неравномерности и, как следствие, повышением потребности в регулировочном диапазоне означает увеличение риска массовых нарушений при снабжении электроэнергией. Показано, что на этом фоне снижение производительности генерирующих объектов (ТЭС, ГЭС и АЭС) в жаркую погоду, а также аварии на энергетических объектах ведут к исчерпанию резерва мощности и делают реальной возможность массовых отключений потребителей в энергосистемах Юга и Центра.

Ключевые слова: климатические экстремумы, потребление электроэнергии, сезонные максимумы, прогноз, ОЭС Юга, суточный профиль нагрузки, интегральные и экстремальные характеристики

DOI: 10.1134/S004036362103005X

Энергетика относится к отраслям экономики, наиболее подверженным влиянию природно-климатических факторов [1, 2]. Авторы ранее выполнили обширный анализ воздействия наблюдающихся и ожидаемых изменений климата на объекты отечественной энергетики, согласно которому суммарный эффект от них оценен как определенно позитивный в основном благодаря

существенному снижению потребности в отоплении [3–6]. Это подтверждается и другими работами, свидетельствующими о том, что в умеренных и северных субтропических широтах потепление климата приводит к снижению потребления электроэнергии [7–11].

Однако на этом благоприятном фоне различные экстремальные проявления погодно-климатических процессов (сильные жара и морозы, а также так называемые волны тепла и холода, т.е. периоды стояния экстремально высоких или низких температур наружного воздуха $t_{н.в}$ в течение нескольких дней подряд) могут существенным образом осложнить работу энергетических объектов [12–16]. В умеренных широтах на самые мо-

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 20-08-00320) в части климатических исследований и Российского научного фонда (грант № 20-19-00721) в части энергетических расчетов.

² Дополнительная информация для этой статьи доступна по doi 10.1134/S004036362103005X для авторизованных пользователей.

Таблица 1. Ограничения потребления электроэнергии (по данным СМИ)

Год, месяц	Страна (регион)	$t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	Последствия
1978/1979, 31 декабря— 10 января	Россия (Московская область)	–38	Нарушение теплоснабжения
1996, 10 августа	США (западные штаты), Мексика (северные штаты), Канада (западные провинции)	+38	15 млн чел. оставались без электроэнер- гии в течение 10 ч
1999, 6 июля	США (Нью-Йорк)	+38	Более 200 тыс. жителей в течение 19 ч оставались без электроэнергии
2006, 17–25 января, 2–10 февраля	Россия (Московская область)	–26	Ограничения промышленных потреби- телей на 579 МВт (январь) и 300 МВт (фев- раль)
2007, 8 февраля	Россия (Московская область)	–21	Ограничения промышленных потреби- телей на 227 МВт
2009, январь	Австралия (юго-восток)	+49	Более 500 тыс. жителей оставались без электроэнергии. Прекращение работы железнодорожного транспорта, сниже- ние напряжения в сети
2010, август	Россия (Краснодарский край)	+31	Незначительные снижения мощности: в Краснодаре 1.8–7.0 МВт, в Анапе и Геленджике 3–7 МВт
2019, июль	США (Нью-Йорк, Нью-Джерси, Вирджиния, Огайо, Айова, Мэн)	+32	Более 150 тыс. жителей оставались без электроэнергии
2019, 22 июля	США (Нью-Йорк)	+36	33 тыс. жителей оставались без электро- энергии
2020, 6 июля	Россия (Краснодар)	+40	40 тыс. жителей оставались без электро- энергии

розные дни приходится пик потребления энергии, что может привести к дефициту генерирующих мощностей. Например, в особенно холодные дни зимы 2006/2007 г. были введены ограничения в Московской энергосистеме. В регионах с более теплым климатом особенно опасны волны жары, так как в это время наряду с ростом потребления электроэнергии (в первую очередь на кондиционирование воздуха в помещениях) возникают проблемы с работой атомных и тепловых электростанций вследствие повышения температуры воды, используемой для охлаждения пара в конденсаторах паротурбинных энергоблоков. За последние десятилетия в мире наблюдалось множество инцидентов, когда в жаркие летние периоды приходилось ограничивать снабжение электроэнергией потребителей (табл. 1) и даже останавливать работу ТЭС и АЭС (табл. 2).

Таким образом, для объективной оценки режимов работы энергетических объектов в условиях природных изменений необходим анализ динамики экстремальных климатических параметров и их воздействия на энергетику. Предлагаемая работа посвящена исследованию изменений температурных

экстремумов на территории России и оценке их влияния на энергетические балансы энергосистем.

Метеорологические параметры, наряду с экономическими показателями и техническими характеристиками, относятся к основным входным данным, определяющим работу региональных энергосистем: от потребления электроэнергии до запаса мощности ТЭЦ, необходимой для покрытия тепловой нагрузки в морозные дни. Уточнение входных метеорологических данных имеет самое непосредственное практическое значение при планировании работы региональных энергосистем.

При проектировании новых, модернизации и эксплуатации существующих энергетических объектов влияние климата, как правило, учитывается с помощью справочных данных. Для планирования работы объектов энергетики в составе крупных централизованных энергосистем обычно используются агрегированные климатические показатели: температура самой холодной пятидневки заданной обеспеченности, продолжительность и средняя температура отопительного периода и т.д. Для распределенных систем чаще применяют ха-

Таблица 2. Ограничения производства электроэнергии (по данным СМИ)

Год, месяц	Страна (регион)	$t_{н.в.}, ^\circ\text{C}$	Ограничения
2003, июль	Германия, Испания, Франция	+44	Работа АЭС на запредельных режимах, частичная остановка АЭС
2003, 14 августа	США (северные штаты), Канада (Онтарио)	+38	Остановились более 100 электростанций, в том числе 22 атомных реактора
2006, 29 июля–2 августа	США (Иллинойс, Миннесота, Мичиган)	+38	АЭС Prairie Island – снижение мощности на 46%, Quad Cities, Dresden and Monticello – ограничение по мощности. Остановка АЭС Donald C. Cook
2006, июль	Франция, Испания, Германия	+38	Снижение мощности АЭС на 4 ГВт, остановка АЭС Санта-Мария-де-Гаронья (Испания)
2008, 5–12 августа	США (Алабама)	+42	Остановка АЭС Browns Ferry
2009, июль	Европа	+35	Снижение мощностей АЭС
2011, июль–август	США (Алабама)	+40	Снижение мощности АЭС Browns Ferry до 50%
2012, июль	США (Иллинойс, Огайо, Вермонт)	+38	АЭС Yankee – снижение мощности на 83%, Perry 1 – на 95%, Braidwood – работа на запредельных режимах
2015, август	Европа	+40	Снижение мощности АЭС и ТЭС
2018, июль	Швеция, Финляндия, Германия, Великобритания	+32	То же
2018, август	Германия (северные земли)	+40	Ограничение мощности АЭС Grohnde и Brokdorf. Остановка угольных ТЭС Karlsruhe (EnBW) и снижение мощности GTV Dormagen и Lingen (RWE)

ракетные профили температуры, такие как типовой метеорологический год – профиль почасовых температур на протяжении некоторого характерного года. В обоих случаях особенности динамики современного климата приводят к необходимости регулярного обновления справочных характеристик. К примеру, данные нормативов по строительной климатологии в России, определяющие требования к системам отопления, вентиляции и кондиционирования, последний раз были актуализированы в 2012 г., чтобы учесть наблюдаемые на территории страны изменения климатических параметров. Однако с тех пор уже были превышены некоторые метеорологические рекорды: достаточно упомянуть необычайно теплую зиму 2019/2020 г.

В современных условиях дальнейшее изменение климата представляется неизбежным на протяжении всего XXI столетия [1, 2]. При этом климатические характеристики, рассчитанные исключительно на базе данных о климате прошлого, перестали быть надежной основой для оценок в бу-

душем. Поэтому закономерно возникает вопрос: насколько эффективными и надежными окажутся решения, заложенные при проектировании энергосистем сегодня, если уже через одно-два десятилетия их эксплуатации климатические условия существенно изменятся по сравнению с нормативными? Универсальный ответ пока известен только применительно к интегральным характеристикам.

В настоящей работе, опираясь на актуальные данные метеорологических наблюдений и энергетическую статистику, авторы провели расчеты наблюдаемых изменений экстремальных температурных характеристик и выполнили анализ их влияния на режимы энергосистем по территории России.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ КЛИМАТА, НАБЛЮДАЕМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Для расчетов были использованы посуточные данные наблюдений за погодой на территории

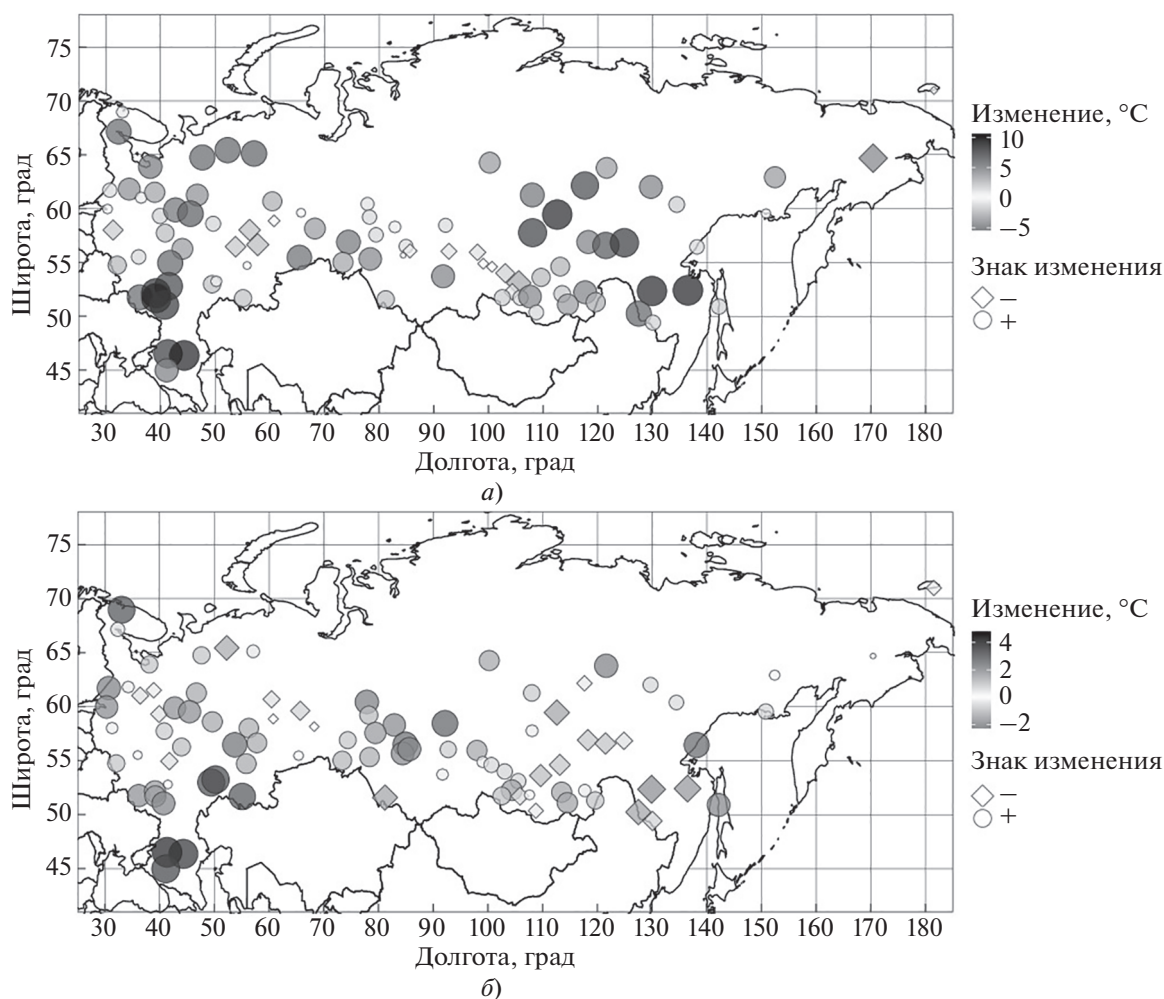


Рис. 1. Изменение температур воздуха самой холодной (а) и самой жаркой (б) пятидневки обеспеченностью 92% по территории России. Рассчитано по данным ВНИИГМИ для периода 1989–2018 гг. по сравнению с 1945–1974 гг.

России Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации (ВНИИГМИ) [17]. Предварительная обработка этих данных, включавшая проверку их корректности и работу с неизбежными пропусками, была автоматизирована с помощью авторского программного комплекса, доступного на условиях открытой лицензии GPLv3. Подготовленный таким образом массив временных рядов температуры воздуха, удовлетворяющий заданным критериям качества, используется для расчетов прикладных климатических характеристик.

Были рассмотрены две группы показателей: интегральные [градус-сутки потребности в отоплении (HDD – heating degree-days) и кондиционировании (CDD – cooling degree-days)] и экстремальные (число дней в году, в течение которых среднесуточная температура была выше или ниже заданного порога, температуры самых холодных

и самых жарких пятидневок заданной обеспеченности³).

Результаты расчета, проведенного для всей территории России, представлены на рис. 1 и в табл. 3. Из них следует, что изменение климатических характеристик происходит неравномерно как по территории, так и по сезонам. В частности, потепление холодного периода более выражено по сравнению с теплым периодом, что согласуется с ранее опубликованными авторами результатами по изменению среднесезонных температур [18]. Однако анализ данных наблюдений показывает, что для климатических параметров теплого периода также характерны направленные изменения, хотя и более медленные, чем для холодного

³ Вероятность того, что заданное значение не будет превышено. Упрощенно обеспеченность 99% для годовых показателей означает, что значение будет превышено не чаще чем один раз в 100 лет, 92% – один раз в 12.5 года, и т.д.

Таблица 3. Наблюдаемое изменение климатических характеристик по территории России (рассчитано по данным ВНИИГМИ для периода 1989–2018 гг. по сравнению с 1945–1974 гг.)

Показатель	Диапазон изменений по всей территории России*	Среднее по территории изменение
Интегральные характеристики		
HDD, градус-сутки	–837...–283 (–519...–429)	–477
HDD, %	–11...–3 (–8...–6)	–7
CDD, градус-сутки	–2...+104 (+16...+32)	+26
CDD, %	–45...+91 (+16...+43)	+30
Экстремальные характеристики		
Число дней в году с температурой, °С:		
менее 0	–26...–3 (–14...–8)	–12
менее –20	–22...0 (–11...–4)	–8
более +25	–1...+9 (0...+1)	+1
более +30	0...+3 (0)	0
Температура обеспеченностью 92%, °С:		
самой холодной пятидневки	–5...+10 (+1...+6)	+3.4
самой жаркой пятидневки	–2...+5 (0...+2)	+1

* В скобках приведены значения, рассчитанные для 25 и 75% квантилей распределения этих изменений.

го периода. При этом относительное изменение градусо-суток потребности в кондиционировании воздуха оказывается в 2–5 раз выше по сравнению с динамикой потребности в отоплении. Объясняется это, в первую очередь, небольшой абсолютной потребностью в кондиционировании на большей части территории России. Происходящее потепление климата приводит к качественному изменению ситуации, определяя заметное повышение потребления электроэнергии летом.

При этом изменение экстремальных климатических характеристик теплого периода (температура самой жаркой пятидневки заданной обеспеченности, число дней в году с температурой, превышающей заданный порог, и число летних волн тепла) наиболее выражено на юге европейской части России. Именно в этой области рост летнего потребления электроэнергии и устойчивые изменения режима работы энергосистем становятся заметными уже сегодня.

Тем самым изменения интегральных и экстремальных климатических характеристик приводят к существенному изменению условий, а следовательно, и режимов работы энергосистем. Это обстоятельство, по всей вероятности, может означать возникновение сложностей, к которым эти системы не были подготовлены предыдущим опытом их эксплуатации.

Локальные изменения температур самой холодной и самой жаркой пятидневок представлены на рис. 2 для Краснодара и Москвы. По данным метеорологических наблюдений видно, что за последние 70 лет в обоих городах минимальные тем-

пературы воздуха зимних пятидневок повысились примерно на 5°C, что уже привело к заметному снижению расчетных климатических показателей.

Температуры самых жарких пятидневок повысились не так значительно – всего на 1.5°C в Москве и на 3.0°C в Краснодаре.

ВЛИЯНИЕ ВОЛН ЖАРЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потребление электроэнергии. Для суточного потребления электроэнергии E температура воздуха $t_{н.в}$ является одним из наиболее значимых предикторов. При этом характер зависимости потребления электроэнергии от температуры довольно резко изменяется в диапазоне 15–20°C. Это связано, в первую очередь, с изменением бытового электропотребления: в холодный сезон похолодание приводит к его увеличению, но и в теплый сезон с преодолением этого рубежа также наблюдается увеличение потребления электроэнергии (рис. 3). В результате зависимость $E(t_{н.в})$ приобретает вид V-образной линии.

Для большинства российских регионов вследствие относительной суровости их климата вплоть до недавнего времени практическое значение имела только нисходящая ветвь этой зависимости. Исключение составляли лишь самые южные области страны. Однако в последние десятилетия из-за совместного действия климатических, экономических и социальных факторов становится замет-

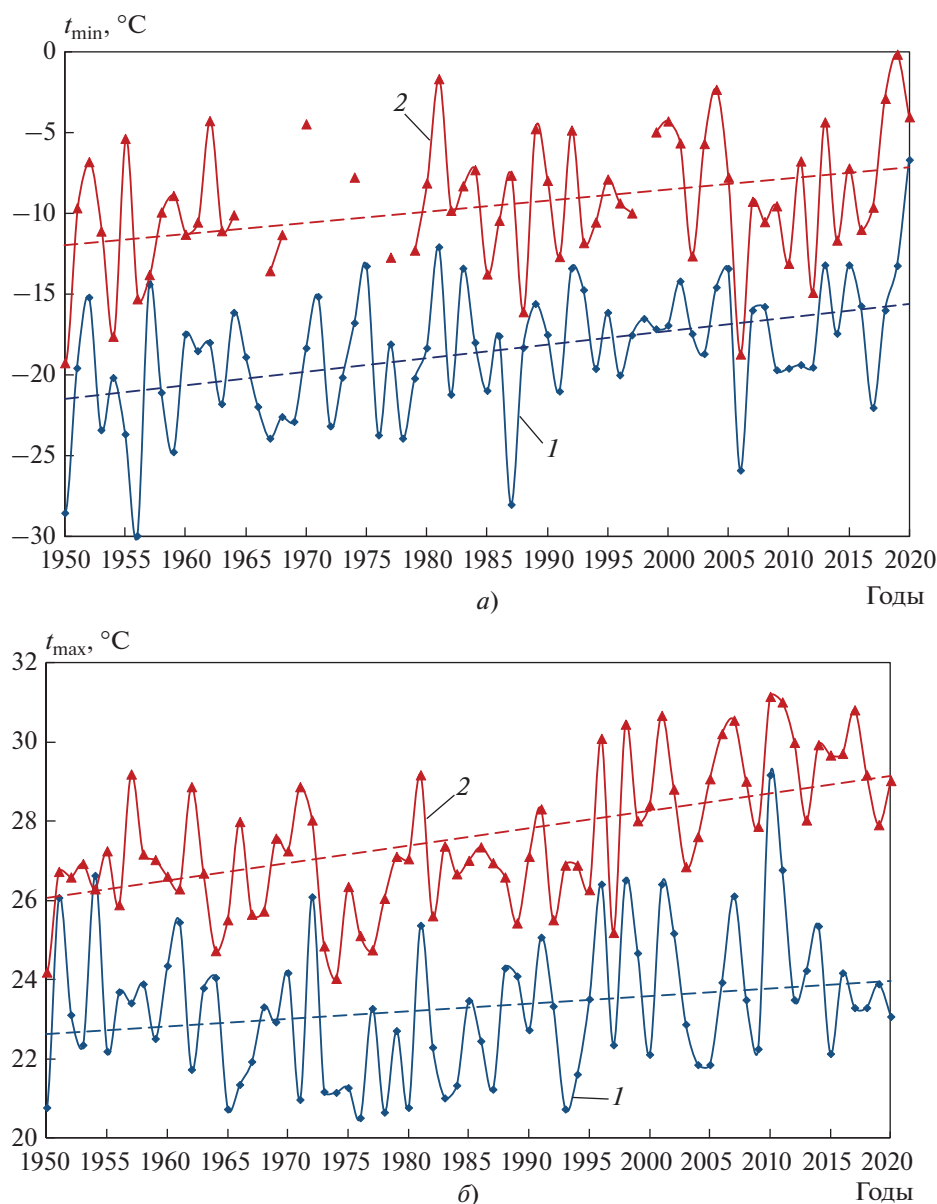


Рис. 2. Температура воздуха самой холодной (а) и самой жаркой (б) пятидневок в Москве (1) и Краснодаре (2). Рассчитано по данным ВНИИГМИ [17]

ным формирование восходящей ветви зависимости $E(t_{н. в})$ и в других регионах.

В последние годы также наблюдается неравномерность роста зимнего и летнего потребления электроэнергии, в том числе и его пиковых значений (рис. 4, табл. 4). Это вызвано совместным действием социально-экономических (снижение доли промышленных потребителей, развитие рекреационной инфраструктуры, рост обеспеченности кондиционерами) и природно-климатических (неоднородное повышение температур воздуха в зимний и летний период) факторов [19, 20]. В результате в самой крупной южной энергоси-

стеме — Кубанской в 2014 г. впервые в истории отечественной энергетики годовой максимум потребления пришелся не на зимний, а на летний период. Это положение сохраняется уже семь лет подряд и формирует новую устойчивую реальность. В крупнейшей энергосистеме России — Московской, характеризующейся высоким уровнем социально-экономического развития, уже заметно формирование локального максимума в летний период, и темпы его роста в последние полтора десятилетия на 60% превышают темпы роста годового “традиционного” зимнего пика (см. рис. 4, а). И, наконец, в июле 2020 г. впервые в истории отечественной электроэнергетики уже

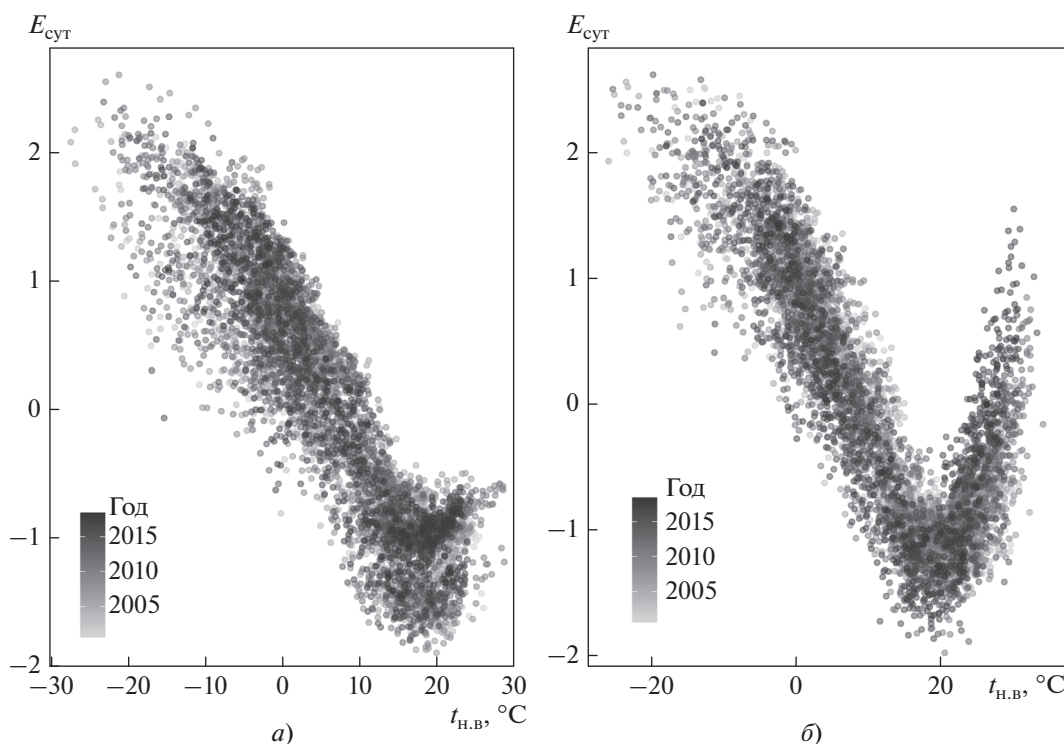


Рис. 3. Зависимость безразмерного нормированного суточного потребления электроэнергии $E_{\text{сут}}$ от температуры воздуха для ОЭС Центра (а) и Юга (б) (по данным СО ЕЭС). Для ОЭС Юга 2005 г. исключен из рассмотрения из-за статистической неоднородности данных за этот период

во всей ОЭС Юга максимум мощности потребления превысил январский (см. рис. 4, в). Пока в большинстве энергосистем это ведет к выравниванию внутригодовой неравномерности потребления электроэнергии [6], однако в будущем это может привести к негативным эффектам.

Как следует из данных энергетической статистики, темпы роста летних нагрузок в энергосистемах превышают темпы роста зимних пиков, что в условиях прогнозируемого повышения температур воздуха может вызвать в некоторых регионах формирование годового максимума потребления мощности в летний период, аналогичного наблюдаемому сейчас в Кубанской энергосистеме.

Одновременно изменяется характер суточного профиля нагрузки, который имеет один или два максимума $E_{\text{пик}}$ между утренними и ночными часами, а также ночной провал $E_{\text{ноч}}$ [19]. Значения этих показателей увеличиваются с возрастанием среднесуточной нагрузки. Под влиянием изменений, происходящих в энергосистемах России на протяжении последних 10 лет, наблюдается тенденция к изменению амплитуды r суточного цикла потребления электроэнергии, т.е. отношения

$$r = \frac{E_{\text{пик}} - E_{\text{ноч}}}{E_{\text{сут}}} \quad (1)$$

При этом зимой r , как правило, снижается, а в летние месяцы — увеличивается, что согласуется с отмеченными тенденциями изменения пиковых значений (рис. 5).

Учитывая, что процессы, в том числе климатические, определяющие указанные особенности эволюции потребления электроэнергии, продолжат развиваться и в следующие десятилетия, можно ожидать усиления отмеченных тенденций в динамике суточных электрических нагрузок. Это, в свою очередь, может означать весьма существенное изменение условий управления режимами региональных энергосистем по всей стране.

Снабжение электроэнергией. В настоящее время все объединенные энергосистемы России обладают значительным резервом мощности

Таблица 4. Средний ежегодный прирост летних ($\Delta P_{\text{мах лет}}$) и зимних ($\Delta P_{\text{мах зим}}$) максимумов нагрузки в Московской и Кубанской региональных энергосистемах и ОЭС Юга за период 2005–2020 гг., МВт · ч/год (по данным СО ЕЭС)

Энергосистема	$\Delta P_{\text{мах зим}}$	$\Delta P_{\text{мах лет}}$
Московская	116	188
Кубанская	103	179
ОЭС Юга	223	426

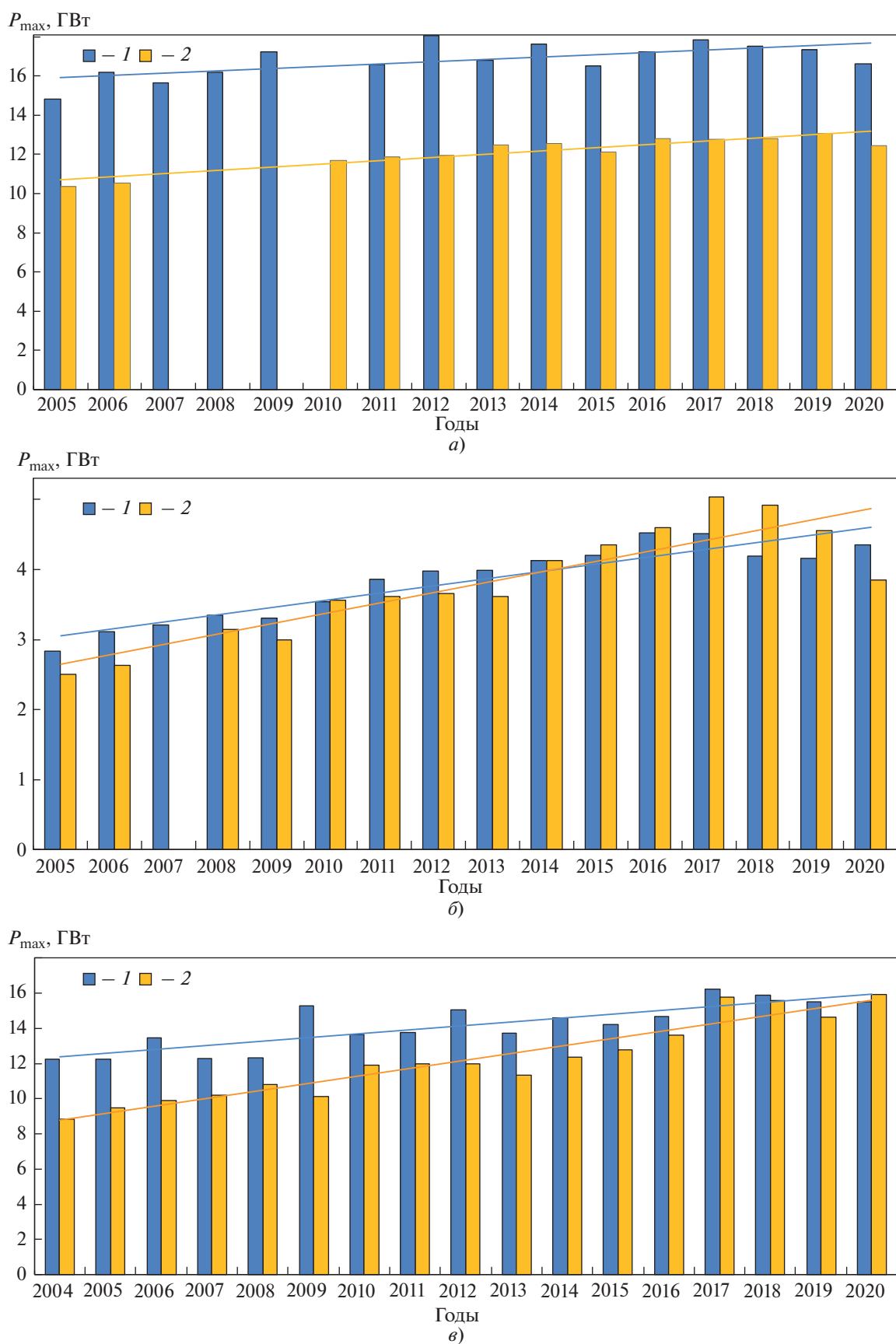


Рис. 4. Зимний (1) и летний (2) максимумы потребления мощности $P_{\max}$ в Московской (а) и Кубанской (б) региональных энергосистемах и ОЭС Юга (в) (по данным СО ЕЭС)

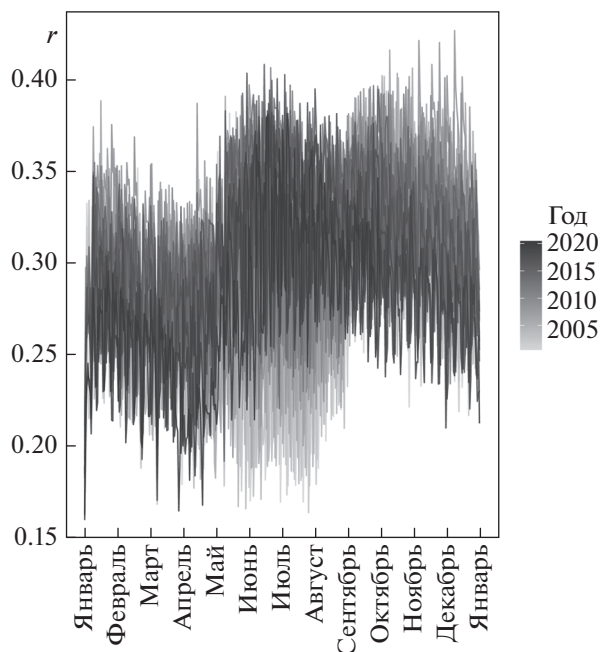


Рис. 5. Изменение амплитуды r суточного цикла потребления электроэнергии в объединенной региональной энергосистеме Центра в первые сутки месяца (по данным СО ЕЭС)

(рис. 6, 7). Вследствие слабого роста потребления электроэнергии на фоне стагнации крупной промышленности, смягчения климатических условий и строительства новых генерирующих объектов доля использования доступной мощности при прохождении максимума нагрузки во всех

ОЭС, кроме ОЭС Востока, за последние 10 лет заметно уменьшилась (см. рис. 6).

В то же время каждая четвертая региональная энергосистема испытывает дефицит генерирующих мощностей, покрывая свои потребности в электроэнергии за счет перетоков из соседних энергосистем. Термодинамика энергетических циклов ТЭС и АЭС предопределяет некоторое снижение показателей их работы (мощность, КПД) при повышении температуры наружного воздуха [3, 4]. Таким образом, рост спроса на электроэнергию в летний период будет сопровождаться некоторым снижением выработки тепловых и атомных электростанций. Кроме того, как было показано в [4], в южных регионах европейской части России наблюдается уменьшение речного стока, которое, согласно модельным оценкам, продолжится и в ближайшие десятилетия. Это вызовет соответствующее снижение производительности ГЭС, которые в Южном федеральном округе обеспечивают заметную долю в 15% выработки электроэнергии.

Некоторые российские АЭС (Курская, Воронежская, Ростовская и Балаковская) расположены в регионах, где, по данным ВНИИГМИ, среднесуточные температуры воздуха летом достигают $+33^{\circ}\text{C}$. Независимые исследователи [21], а также экологические службы Росатома отмечали, что температура воды в пруде-охладителе Ростовской АЭС уже приближалась к предельной $+30^{\circ}\text{C}$, установленной нормативными документами. Следует ожидать, что в условиях дальнейшего повышения температуры воздуха возможно формирование нерасчетных условий работы станционного оборуду-

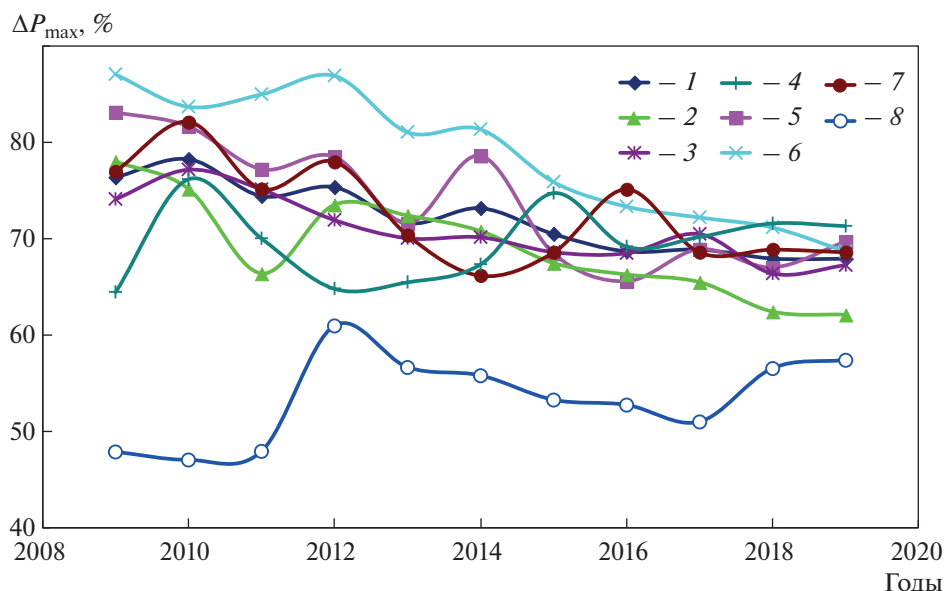


Рис. 6. Доля использования максимально доступной генерирующей мощности $\Delta P_{\max}$ при прохождении совмещенного максимума нагрузки (по данным СО ЕЭС и Росстата). 1 – ЕЭС России; ОЭС: 2 – Средней Волги; 3 – Северо-Запада; 4 – Сибири; 5 – Центра; 6 – Урала; 7 – Юга; 8 – Востока

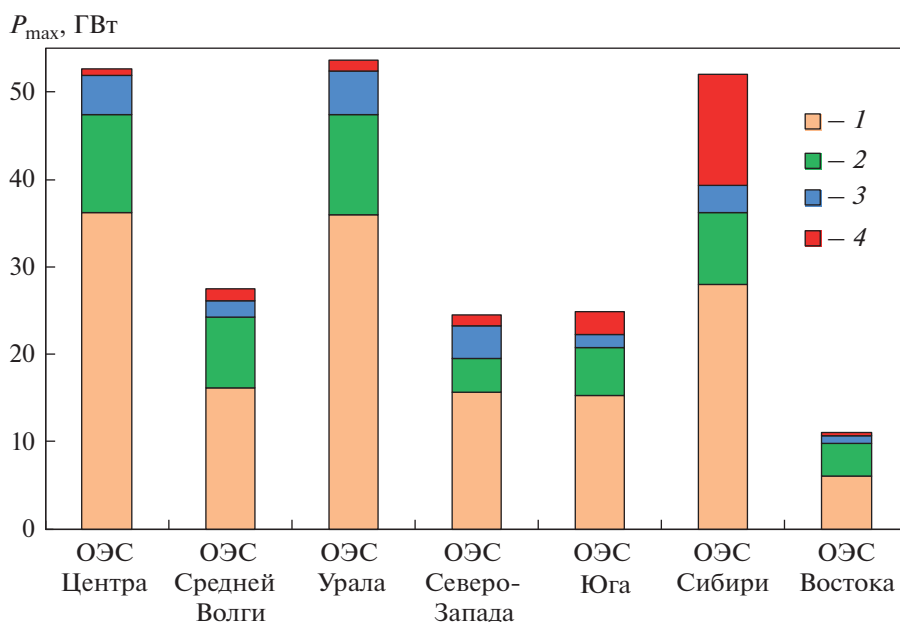


Рис. 7. Баланс мощности $P_{\max}$ при прохождении совмещенного максимума нагрузки 24.01.2019 для ОЭС России (по данным СО ЕЭС и Росстата).

1 – максимум нагрузки; 2 – резерв; 3 – ремонт; 4 – ограничения

дования, что может вызвать необходимость снижения мощности реакторов или даже временной их остановки.

По данным Росгидромета и МЧС в последние десятилетия наблюдалось увеличение количества природных явлений, повлекших за собой значительный экономический ущерб. Так, если в 1990-х годах число опасных гидрометеорологических явлений, приведших к значительному экономическому ущербу, находилось на уровне 200 в год, то в текущем столетии они происходят в среднем 400 раз в год [22]. В 1990-е годы наблюдалось также увеличение количества природных катастроф с 60 в год в первой половине десятилетия до 80 во второй [23].

Вместе с тем данные отечественной статистики свидетельствуют о существенном снижении аварийности в электроэнергетике России. Доля природных факторов в причинах аварий электросетей, по данным ПАО «Россети», достигает 50%, что свидетельствует об успешности программ модернизации отрасли. Данные Ростехнадзора, фиксирующие крупные аварии, и данные ПАО «Россети», включающие в себя более мелкие технологические нарушения, показывают существенное снижение числа инцидентов на генерирующих объектах и в электросетях (рис. 8).

Однако на энергетических объектах юга России также отмечаются особенности, связанные с климатическими факторами. Так, если в ЕЭС России снижение аварийности летом происходит более высокими темпами, чем за год в целом, то в южных энергосистемах темпы снижения аварийности в

летний период значительно (в электросетях – почти в 2 раза) отстают от годовых (рис. 9), что, видимо, свидетельствует о влиянии более напряженных летних графиков нагрузки.

Таким образом, при ожидаемом развитии климатических изменений на территории России, сопровождающемся дальнейшим повышением летних температур воздуха, возможна ситуация, когда при увеличении потребления энергии возникнет нехватка мощностей для ее производства. В частности, такая ситуация может быть спровоцирована нарушением межсистемных связей, обеспечивающих переток электроэнергии в энергодефицитные регионы.

Вероятность подобного развития событий существенно увеличивается вследствие одновременного повышения суточной неравномерности электрической нагрузки в летние месяцы и ужесточения требований к запасу регулировочного диапазона в энергосистеме. Количественно эти процессы можно оценить, используя эмпирический подход, предложенный в работах [22, 24].

Способность энергосистемы самостоятельно «вести режимы», т.е. обеспечивать покрытие суточного графика потребления электроэнергии, не прибегая к перетокам мощности за пределы системы, характеризуется коэффициентом K , который можно определить по формуле

$$K = \frac{E_{\text{ноч}} - P_{\text{баз}}}{E_{\text{пик}} - P_{\text{баз}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{баз}}$ – мощность базовой генерации.

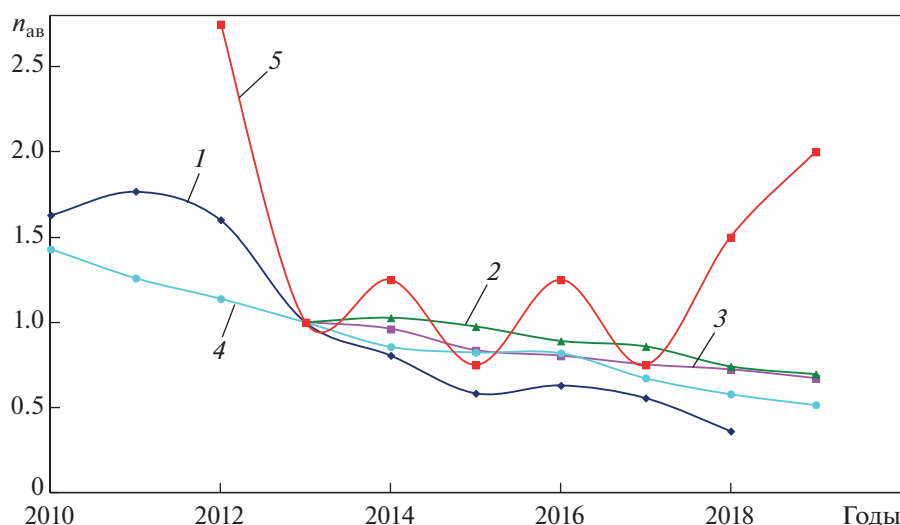


Рис. 8. Число аварий $n_{ав}$ в сравнении с уровнем 2013 г. на энергетических объектах, подведомственных Ростехнадзору (1), на электрических станциях установленной мощностью 25 МВт и выше (2) и в электрических сетях 110 кВ и выше (3) (по данным Минэнерго), технологических нарушений на объектах ПАО “Россети” (4) и чрезвычайных ситуаций в электро- и тепловых сетях (5) (по данным МЧС)

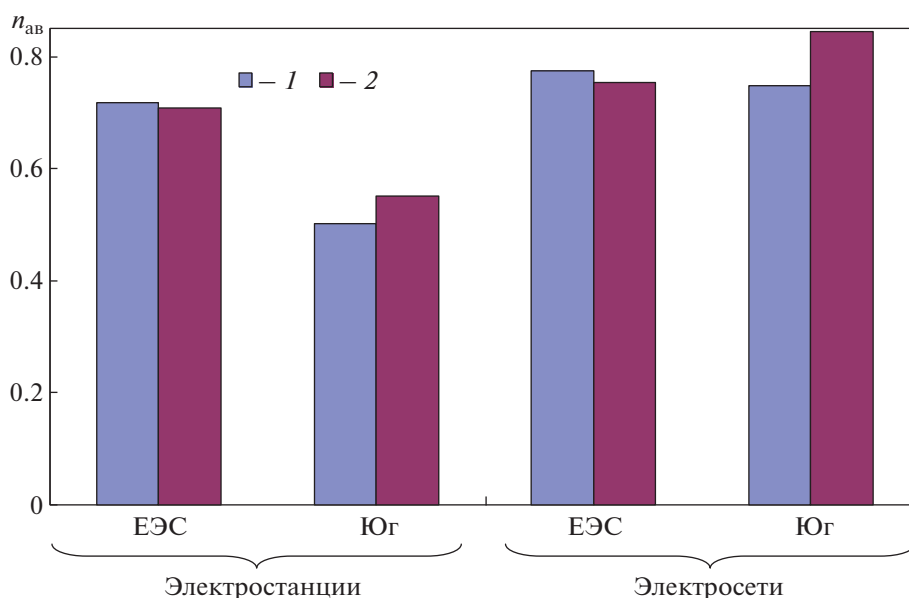


Рис. 9. Число аварий в 2018–2019 гг. по сравнению с 2014–2015 гг. на электрических станциях установленной мощностью 25 МВт и выше и в электрических сетях 110 кВ и выше в ЭЭС России и в южных энергосистемах (ПАО “Лукойл-электроэнергетика”, ПАО “МРСК Юга”, ПАО “Кубаньэнерго” и ПАО “МРСК Северного Кавказа”) (по данным Минэнерго). 1 – год; 2 – лето

При современном уровне техники значения $K > 0.5–0.7$ соответствуют “сбалансированной” структуре энергосистемы, в которой снабжение потребителей электроэнергией во время ночного провала нагрузки может быть обеспечено за счет маневренности конденсационных теплоэлектростанций или гидроэлектростанций без необходимости отключать часть генерирующего оборудования

на ночь или выводить часть произведенной электроэнергии за пределы энергосистемы.

Если использовать оценку для среднесуточного электропотребления в виде

$$E_{сут} = \frac{E_{пик} + E_{ноч}}{2}, \quad (3)$$

Таблица 5. Значения параметров K и r в 2020 и 2050 гг., определяющие требования к регулировочному диапазону мощности объединенных энергосистем, и их изменения ΔK и Δr по сравнению со средними значениями в 2002–2006 гг.

ОЭС	2020 г.			2050 г.			
	Δr	r	K	r	Δr	K	
Июнь—август							
Северо-Запад	0	0.26	0.42	0.28	0.02	0.41	−0.02
Центр	0.02	0.35	0.29	0.45	0.12	0.22	−0.09
Средняя Волга	0.01	0.20	0.81	0.23	0.04	0.78	−0.03
Урал	0.01	0.15	0.86	0.18	0.04	0.84	−0.03
Восток	−0.01	0.33	0.72	0.31	−0.03	0.73	0.02
Сибирь	0.01	0.16	0.86	0.19	0.03	0.83	−0.03
Юг	0.02	0.41	0.47	0.51	0.13	0.40	−0.09
Июль							
Северо-Запад	0	0.26	0.40	0.29	0.03	0.38	−0.02
Центр	0.02	0.35	0.29	0.47	0.14	0.20	−0.10
Средняя Волга	0.01	0.21	0.81	0.25	0.06	0.77	−0.05
Урал	0.01	0.15	0.86	0.19	0.05	0.83	−0.04
Восток	0	0.33	0.72	0.33	0	0.71	0
Сибирь	0.01	0.15	0.86	0.18	0.03	0.83	−0.03
Юг	0.03	0.42	0.47	0.57	0.17	0.36	−0.12
Ноябрь—март							
Северо-Запад	−0.01	0.22	0.64	0.17	−0.06	0.68	−0.05
Центр	0	0.30	0.53	0.30	0	0.53	0
Средняя Волга	−0.01	0.16	0.84	0.12	−0.06	0.88	0.05
Урал	−0.01	0.13	0.88	0.11	−0.03	0.90	0.03
Восток	−0.03	0.17	0.84	0.03	−0.18	0.96	0.15
Сибирь	0	0.14	0.87	0.14	0	0.87	0
Юг	−0.01	0.30	0.62	0.23	−0.08	0.67	0.06
Январь							
Северо-Запад	−0.01	0.22	0.65	0.16	−0.07	0.70	0.06
Центр	0	0.29	0.54	0.29	0	0.54	0
Средняя Волга	−0.01	0.17	0.84	0.12	−0.05	0.88	0.05
Урал	−0.01	0.13	0.88	0.11	−0.03	0.90	0.03
Восток	−0.04	0.16	0.85	0	−0.19	0.98	0.16
Сибирь	0	0.14	0.87	0.14	0	0.87	0
Юг	−0.01	0.29	0.63	0.23	−0.07	0.68	0.05

то коэффициент K можно выразить как

$$K = \frac{2-r}{2+r}. \quad (4)$$

Линеаризация (4) приводит к следующей зависимости для $K(r)$:

$$K = K_0 - \frac{4\Delta r}{(2+r_0)^2}, \quad (5)$$

где K_0 – значение коэффициента K , соответствующее фиксированному значению r_0 ; Δr – изменение r .

Прогнозные оценки изменения K , полученные экстраполяцией тенденций r , наблюдаемых

на протяжении последних 20 лет, приведены в табл. 5.

Как видно из представленных данных, происходящие климатические изменения будут способствовать повышению надежности снабжения электроэнергией зимой во всех ОЭС России, в ноябре – марте значение показателя K , по всей вероятности, увеличится к 2050 г. в среднем на 5%. Противоположная тенденция характерна для летнего периода – во всех энергосистемах этот показатель уменьшится, причем в трех из них: ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга – он предположительно упадет до критических значений 0.2–0.4.

Результаты проведенных расчетов позволяют заключить, что условия работы всех объединенных региональных энергосистем России, за исключени-

Таблица 6. Баланс мощности, ГВт, в ОЭС Юга при прохождении максимума потребления (по данным СО ЕЭС)

Период наблюдения	Установленная мощность					Оборудование в ремонте	Ограничение мощности	Максимальная мощность	Оборудование в резерве
	всего	ТЭС	АЭС	ГЭС	ВИЭ				
Январь 2019 г.	24.9	13.8	4.0	6.3	0.8	–1.6	–2.6	14.6	6.0
При превышении $t_{н.в}$ на 5°C	23.3	13.2	3.6	5.7	0.8	–3.2	–2.6	16.9	0.5

ем энергосистемы Востока, объективно улучшатся в холодный период, но заметно ужесточатся летом. Особенно выраженных неблагоприятных изменений следует ожидать в энергосистемах Центра, Северо-Запада и Юга, где уже сегодня существует дефицит маневренных генерирующих мощностей. В сочетании с повышением летних нагрузок и возможным нарушением работы генерирующих установок в необычно жаркую погоду это может привести к повышению вероятности массовых отключений потребителей электроэнергии.

Примером могут служить последствия очень жаркого и сухого лета, например, аналога небывало жаркого августа 2010 г., когда среднемесячная температура воздуха в ОЭС Юга превысила норму на 5°C. Это также сопровождалось уменьшением осадков на 10% по сравнению со средне-многолетними значениями. Следует отметить, что за последнее десятилетие именно в южных регионах России наблюдаются высокие темпы экономического роста, что приводит к быстрому увеличению потребления электроэнергии, в том числе и ее пиковых значений.

При таком повышении летних температур максимум потребления в ОЭС Юга окончательно переместится в летний период и при современном уровне экономики превысит 16–17 ГВт (см. рис. 3, б и рис. 4, в).

В исследованиях [3, 4] показано, что при повышении температуры воздуха снижение мощности и выработки ГЭС можно принять пропорционально уменьшению речного стока, а ТЭС и АЭС – соответственно на 0.2 и 0.5% на каждый градус повышения температуры воздуха.

Кроме того, следует учесть более высокие объемы вывода генерирующего оборудования в ремонт, характерные для летних месяцев. Так, по данным СО ЕЭС, они превышают зимние значения примерно в 2 раза. В 2018–2019 гг. в ЕЭС России в зимние периоды в ремонте находилось оборудование установленной мощностью в среднем 17 ГВт, в летний период – 35 ГВт. Влияние климатических условий на системные ограничения и функционирование генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в настоящей работе не рассматривалось вследствие пока их крайне малой доли в энергобалансе. Так, по

данным СО ЕЭС, в 2019 г. доля ВИЭ (солнечные и ветровые электростанции) в ОЭС Юга составляла 3.1% суммарной установленной мощности электростанций и 0.8% суммарной выработки электроэнергии.

Результаты расчета перспективного баланса мощности для ОЭС Юга при прохождении максимума потребления в условиях экстремально жаркого лета приведены в табл. 6. Как видно из представленных данных, при сочетании жарких и маловодных условий рабочая мощность электростанций снизится на 1.6 ГВт (по 0.6 ГВт на ТЭС и ГЭС и 0.4 ГВт на АЭС). Примерно на такую же мощность, в соответствии с принятыми допущениями, дополнительно выводится в ремонт оборудование в летний период, что при сохранении системных ограничений на уровне 2.6 ГВт может привести к уменьшению располагаемой мощности почти на 6 ГВт. В то же время рост пиковой мощности потребления в жаркий период может достигнуть 2.3 ГВт, что в сочетании с уменьшением генерирующих мощностей радикально снизит резерв мощности в энергосистеме до минимального значения 0.5 ГВт – в 10 раз меньшего, чем при прохождении зимнего максимума 2019 г., когда резерв составлял 6 ГВт. Полученные данные полностью согласуются с результатами подобного исследования для объединенной энергосистемы США с поправкой на различие в используемых технологиях и климатических условиях [25].

Следует подчеркнуть, что рассмотренный сценарий не является стресс-тестом, а описывает события ближайшего будущего. Дело в том, что периоды возврата очень жарких и засушливых лет на территории европейской части России в течение последнего столетия составляли от 7 до 11 лет, а последнее жаркое лето датируется 2011 г. Это означает, что уже в ближайшие два года ОЭС Юга России в полной мере столкнется с проблемами, описанными в этой статье.

ВЫВОДЫ

1. В настоящее время ЕЭС России и все ОЭС обладают значительным резервом установленной (30–45%) и доступной (20–40%) мощности электростанций, но в то же время четверть региональ-

ных энергосистем энергодефицитна. При этом три из семи объединенных региональных энергосистем России (Северо-Запада, Центра и Юга) характеризуются дефицитом регулировочного диапазона мощности, который покрывается за счет перетоков из соседних энергосистем (Средней Волги, Урала и Сибири).

2. Во всех ОЭС и большинстве региональных энергосистем максимум нагрузки приходился на зимние месяцы (декабрь—январь). Исключением являются Кубанская энергосистема (с 2014 г. летом) и ОЭС Юга, где в 2020 г. впервые максимум потребления был достигнут в июле.

3. Климатические изменения на территории России, выражающиеся в повышении температуры воздуха во все сезоны во всех регионах, приводят к замедлению роста зимних и ускорению роста летних максимумов нагрузки практически во всех энергосистемах, а также к снижению суточной неравномерности потребления электроэнергии в холодный период и к существенному увеличению этой неравномерности летом.

4. В целом, происходящие климатические изменения косвенным образом способствуют повышению надежности снабжения потребителей электроэнергией зимой. Для лета непрерывное возрастание максимумов потребления электроэнергии в сочетании с увеличением суточной неравномерности потребления и, как следствие, повышением потребности в регулировочном диапазоне означает повышение риска массовых нарушений энергоснабжения. При нарушении режимов работы генерирующих объектов (ТЭС, ГЭС и АЭС) в жаркую погоду вполне реальной становится возможность массовых отключений потребителей в энергосистемах Юга и Центра.

В работе использованы данные Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго, <https://minenergo.gov.ru>), Федеральной службы государственной статистики (Росстат, www.gks.ru), Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет, <http://www.meteorf.ru>), Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор, <http://www.gosnadzor.ru>), Системного оператора ЕЭС России (СО ЕЭС, www.so-eps.ru), Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации Росгидромета (ВНИИГМИ, www.meteo.ru), Государственной корпорации по атомной энергии (Росатом, www.rosatom.ru), ПАО «Российские сети» (Россети, www.rosseti.ru) и различных СМИ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Climate** Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects / D.J. Argent, R.S.J. Tol, E. Faust, J.P. Hella, S. Kumar,

K.M. Strzepek, F.L. Tóth, D. Yan. Cambridge, UK; New York, USA: Cambridge University Press, 2014.

2. **Катцов В.М., Семенов С.М.** Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. М.: Росгидромет, 2014.
3. **Klimenko V.V., Fedotova E.V., Tereshin A.G.** Vulnerability of the Russian power industry to the climate change // *Energy*. 2018. V. 142. P. 1010–1022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.069>
4. **Влияние** изменений климата на производство, распределение и потребление энергии в России / В.В. Клименко, А.В. Клименко, А.Г. Терешин, Е.В. Федотова // *Теплоэнергетика*. 2018. № 5. С. 5–16. <https://doi.org/10.1134/S0040363618050053>
5. **Влияние** урбанизации и потепления климата на энергопотребление больших городов / В.В. Клименко, А.С. Гинзбург, П.Ф. Демченко, А.Г. Терешин, И.Н. Белова, Е.В. Касилова // *Докл. АН*. 2016. Т. 470. № 5. С. 519–524.
6. **Клименко В.В., Терешин А.Г., Касилова Е.В.** Москва: естественный тестовый полигон для оценки последствий сильного потепления // *Докл. АН*. 2017. Т. 477. № 1. С. 30–34.
7. **Roshan G., Arab M., Klimenko V.** Modeling the impact of climate change on energy consumption and carbon dioxide emissions of buildings in Iran // *J. Environ. Health Sci. Eng.* 2019. V. 17. P. 889–906. <https://doi.org/10.1007/s40201-019-00406-6>
8. **Belova I.N., Ginzburg A.S., Krivenok L.A.** Heating seasons length and degree days trends in Russian cities during last half century // *Energy Procedia*. 2018. V. 149. P. 373–379. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.201>
9. **Оценки** возможного влияния изменений климата на функционирование объектов энергетик в России / Г.А. Тюсов, Е.М. Аментьева, Т.В. Павлова, И.М. Школьник // *Метеорология и гидрология*. 2017. № 12. С. 47–57.
10. **Локощенко М.А., Николаева Н.А.** Зависимость энергопотребления в Москве от температуры воздуха // *Метеорология и гидрология*. 2017. № 12. С. 58–68.
11. **Assessment** of projected temperature impacts from climate change on the U.S. electric power sector using the integrated planning model / W.S. Jaglom, J.R. McFarland, M.F. Colley, C.B. Mack, B. Venkatesh, R.L. Miller, J. Haydel, P.A. Schultz, B. Perkins, J.H. Casola, J.A. Martinich, P. Cross, M.J. Kolan, S. Kayin // *Energy Policy*. 2014. Vol. 73. P. 524–539. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.04.032>
12. **Семенов В.Г.** Холод и энергетические аварии // *Новости теплоснабжения*. 2017. № 1. С. 12–19.
13. **Impact** of cold waves and heat waves on the energy production sector / J.A. Añel, M. Fernández-González, X. Labandeira, X. López-Otero, L. de la Torre // *Atmosphere*. 2017. V. 8. P. 209–221. <https://doi.org/10.3390/atmos8110209>
14. **Extreme** temperature events affecting the electricity distribution system of the metropolitan area of Buenos Aires (1971–2013) / D.M. Santagataa, P. Castesana, C/E. Rössler, D.R. Gómeza // *Energy Policy*. 2017. V. 106. P. 404–414. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.006>

15. **Hanski J., Rosqvist T., Crawford-Brown D.** Assessing climate change adaptation strategies – the case of drought and heat wave in the French nuclear sector // *Regional Environ. Change*. 2018. V. 18. № 6. P. 1801–1813. <https://doi.org/10.1007/s10113-018-1312-z>
16. **Alipour P., Mukherjee S., Nateghi R.** Assessing climate sensitivity of peak electricity load for resilient power systems planning and operation: A study applied to the Texas region // *Energy*. 2019. V. 185. P. 1143–1153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.07.074>
17. **Булыгина О.Н., Разуваев В.Н., Александрова Т.М.** Массив данных суточной температуры воздуха и количества осадков на метеорологических станциях России и бывшего СССР (ТТТТ): Свид. о гос. регистрации базы данных № 2014620942. 2014.
18. **Клименко В.В., Микушина О.В.** Изменение природно-климатической обстановки на севере России в первой половине XXI столетия // *Энергетическая политика*. 2001. Вып. 5. С. 35–42.
19. **Макоклюев Б.И.** Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008.
20. **Макоклюев Б.И.** Тенденции электропотребления в энергосистемах России // *Энергия единой сети*. 2019. № 4А. С. 56–64.
21. **Гунин П.А., Серпокрылов Н.С., Лейкин Ю.А.** Анализ влияния Волгоградской АЭС на водоем-охладитель // *Вестник РУДН. Сер. Экология и безопасность жизнедеятельности*. 2010. № 3. С. 93–102.
22. **Доклад об особенностях климата на территории РФ за 2019 г.** / М.Ю. Бардин, В.И. Егоров, А.М. Николаева, Т.В. Платова, Э.Я. Ранькова, О.Ф. Самохина и др. М.: Росгидромет, 2020.
23. **Осипов В.И.** Природные опасности и риски на пороге XXI в. // *Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования*. 2012. № 2. С. 836–846.
24. **Белобородов С.С.** Многофакторный анализ и разработка высокоманевренной ТЭС для прохождения суточных графиков потребления электроэнергии России: дис. ... канд. техн. наук. М.: НИУ МЭИ, 2019.
25. **A review of the potential impacts of climate change on bulk power system planning and operations in the United States** / M. Craig, S. Cohen, J. Macknick, C. Draxl, O. Guerra, M. Sengupta, S. Haupt, B. Hodge, C. Brancucci // *Renewable Sustainable Energy Rev.* 2018. V. 98. P. 255–267. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.022>

Climatic Extremes: a New Challenge for Russian Power Systems

V. V. Klimenko^{a,*}, A. V. Klimenko^b, A. G. Tereshin^a, and E. V. Fedotova^a

^aNational Research University Moscow Power Engineering Institute, Moscow, 111250 Russia

^bNational Research Technological University MISIS, Moscow, 119049 Russia

*e-mail: nilgpe@mpei.ru

Abstract—Changes in temperature extremes in Russia after 1945 are examined, and their effect on power system performance is analyzed. It is indicated that the United Power System (UPS) of Russia and all integrated power systems (IPS) presently have a considerable amount of installed and available spare capacities. However, a quarter of the regional power systems suffer a power shortage, and three of seven integrated regional power systems of Russia (Northwest, Center, and South) feature a deficit in the power control range, which is covered by power flows from adjacent power systems (Middle Volga, Urals, and Siberia). Based on the meteorological monitoring results and power industry statistic, the observed change in the extremal climatic characteristics over the past 70 years were calculated. Its effect on the power balance and power system modes was assessed. It has been established that climatic changes that occurred in Russia and manifested themselves in an increase in the air temperature in all seasons in all regions of the country reduce the maximum load increase rate in the winter and raise it in the summer in almost all power systems, thereby contributing to an increase in the reliability of electricity supply. For the summer, a continuous increase in the power demand maxima in combination with an enhancement in the nonuniformity of the daily demand, and, as a result, a greater need for the control range mean an increase in the risk of many power supply failures. It has been demonstrated that, against this background, a decrease in the output of generating facilities (such thermal power plants (TPP), hydroelectric power plants (HPP), and nuclear power plants (NPP)) in hot weather and accidents at power facilities lead to the activation of the available spare power and substantiate the fact that many consumers can be disconnected in the power systems of the South and the Center.

Keywords: climatic extremums, power consumption, seasonal maximums, forecast, IPS of the South, daily load curve, integral and extremal characteristics