

ТЕХНИЧЕСКИЕ  
НАУКИ

УДК 620.9

ВОЛНЫ ТЕПЛА – НОВАЯ ОПАСНОСТЬ  
ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РОССИИ

© 2020 г. Член-корреспондент РАН В. В. Клименко<sup>1,2,\*</sup>, А. С. Гинзбург<sup>2</sup>,  
Е. В. Федотова<sup>1</sup>, А. Г. Терешин<sup>1,2</sup>

Поступило 18.06.2020 г.

После доработки 18.06.2020 г.

Принято к публикации 22.06.2020 г.

В работе рассмотрены изменения температурных экстремумов на территории России и выполнен анализ влияния этих изменений на балансы российских энергосистем. Опираясь на актуальные данные метеорологических наблюдений и энергетическую статистику, авторы провели расчет наблюдаемого изменения экстремальных климатических характеристик в течение последних семидесяти лет и оценили его воздействие на режимы работы энергосистем. Установлено, что климатические изменения на территории России, выражающиеся в повышении температуры воздуха во всех регионах и всех сезонах, приводят к замедлению роста зимних и увеличению роста летних максимумов нагрузки практически во всех энергосистемах, тем самым способствуя увеличению надежности энергоснабжения. При этом возможна ситуация, в которой в южных энергодефицитных регионах в летний период при одновременном нарушении межсистемных связей и режимов работы генерирующих объектов, в том числе обусловленном погодными-климатическими факторами, возникнут нарушения электроснабжения.

*Ключевые слова:* энергосистемы России, температурные экстремумы, пики мощности потребления, снижение выработки, прогноз

DOI: 10.31857/S2686740020050090

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика – одна из отраслей современной экономики, где наиболее явно заметно влияние погодных-климатических факторов на все области ее функционирования – от производства до потребления [1, 2].

Авторами ранее был проделан анализ воздействия наблюдающихся и ожидаемых изменений климата на различные отрасли отечественной энергетики [3–5], согласно которому суммарный эффект этих изменений оценен как положительный, в основном за счет существенного снижения потребности в отоплении. Это подтверждается и другими работами [6], свидетельствующими о том, что не только в умеренных, но и в северных субтропических широтах потепление климата приводит к снижению энергопотребления. Аналогичные исследования с учетом городских эффектов [7, 8] показали, что на урбанизированных

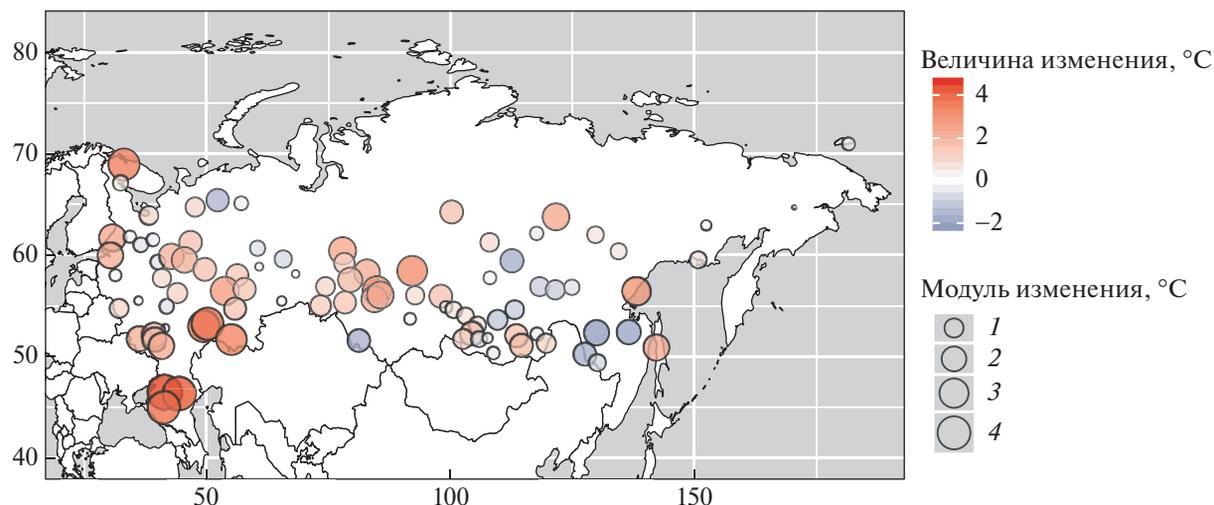
территориях это воздействие проявляется еще более заметно.

Однако на этом благоприятном фоне различные экстремальные проявления погодных-климатических процессов (сильные жара и морозы, а также так называемые волны тепла и холода – периоды стояния экстремально высоких или низких температур воздуха в течение нескольких дней) могут существенным образом осложнить работу энергетических объектов [9–13]. В умеренных широтах на самые морозные дни приходится пик потребления энергии, что может привести к дефициту генерирующих мощностей (так, в особенно холодные дни зимы 2006–2007 гг. были введены ограничения в Московской энергосистеме). В регионах с более теплым климатом особенно опасны волны жары, так как в это время наряду с ростом электропотребления (в первую очередь на кондиционирование воздуха в помещениях) возникают и проблемы с работой атомных и тепловых электростанций из-за повышения температуры воды, используемой для охлаждения конденсаторов паротурбинных блоков. За последние десятилетия в мире было зафиксировано множество инцидентов, когда в жаркие летние периоды ограничивали электроснабжение потребителей и даже останавливали работу ТЭС и

<sup>1</sup> Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Москва, Россия

<sup>2</sup> Институт физики атмосферы Российской академии наук, Москва, Россия

\*E-mail: nilgpe@mpei.ru



**Рис. 1.** Изменение температур самой жаркой пятидневки по территории России. Рассчитано по данным ВНИИГМИ для периода 1989–2018 гг. по сравнению с 1945–1974 гг.

АЭС, при этом сотни тысяч жителей оставались без электроэнергии [12].

В современных условиях, когда дальнейшее изменение климата представляется неизбежным на протяжении всего XXI столетия [1, 2], а климатические характеристики, рассчитанные исключительно на основе данных о климате прошлого, перестали быть надежной основой для оценок будущего, закономерно возникает вопрос: насколько эффективны и надежны окажутся решения, заложенные при проектировании энергосистем сегодня, уже через одно-два десятилетия их эксплуатации, когда 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 расчет для наблюдаемого изменения экстремальных климатических характеристик и выполнили анализ его влияния на режимы энергосистем по территории России.

## 1. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ КЛИМАТА, НАБЛЮДАЕМЫХ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Для расчетов были использованы данные наблюдений ВНИИГМИ за погодой на территории России суточного разрешения для расчета двух групп показателей: “интегральных” (градус-сутки потребности в отоплении HDD, heating degree-days, и кондиционирование CDD, cooling degree-days) и “экстремальных” (число дней в году, в течение которых среднесуточная температура была выше или ниже заданного порога, температуры

самых холодных и самых жарких пятидневок заданной обеспеченности).

Результаты расчета, проведенного для всей территории России, приведены на рис. 1 и в табл. 1. Из них следует, что изменение климатических характеристик происходит неравномерно как по пространству, так и по сезонам. В частности, потепление холодного периода более выражено по сравнению с теплым, что согласуется с опубликованными авторами ранее результатами для изменения среднесезонных температур [14]. Однако анализ данных наблюдений показывает, что для климатических параметров теплого периода также характерны направленные изменения, хотя и более медленные, чем зимой. 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 не большой абсолютной величиной потребности в кондиционировании на большей части территории России. Происходящее потепление климата приводит к качественному изменению этой ситуации, определяя повышение электропотребления летом.

При этом изменение экстремальных климатических характеристик теплого периода наиболее выражено на юге Европейской части России — именно в той области, где и рост летнего электропотребления, и устойчивые изменения режима работы энергосистем становятся заметны уже сегодня. Одной из существенных особенностей зависимости электропотребления от температуры воздуха является наличие минимума электропотребления  $E_{сут}$  при температуре окружающего воздуха  $t_{нв}$  15–20°C (рис. 2).

**Таблица 1.** Наблюдаемое изменение климатических характеристик по территории России. Рассчитано по данным ВНИИГМИ для периода 1989–2018 гг. по сравнению с 1945–1974 гг.

	Диапазон изменений по всей территории России*	Среднее по территории изменение
<b>Интегральные характеристики</b>		
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
<b>Экстремальные характеристики</b>		
Число дней в году с температурой ниже 0°C	–26..–3 (–14..–8)	–12
Число дней в году с температурой ниже –20°C	–22..0 (–11..–4)	–8
Число дней в году с температурой выше 25°C	–1..+9 (0..+1)	+1
Число дней в году с температурой выше 30°C	0..+3 (0)	0
Температура самой холодной пятидневки обеспеченностью 92%, °C	–5..+10 (+1..+6)	+3.4
Температура самой жаркой пятидневки обеспеченностью 92%, °C	–2..+5 (0..+2)	+1

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

## 2. ВЛИЯНИЕ ВОЛН ЖАРЫ НА ПРОИЗВОДСТВО И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ

В настоящее время все объединенные энергосистемы России обладают значительным резервом мощности (рис. 3). В результате слабого роста электропотребления на фоне стагнации крупной промышленности 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 (рис. 3а).

В то же время каждая четвертая региональная энергосистема испытывает дефицит генерирующих мощностей, покрывая свои потребности в электроэнергии за счет перетоков из соседних энергосистем.

В последние годы наблюдается неравномерность роста зимнего и летнего электропотребления, в том числе и его пиковых значений (рис. 4). Это вызвано совместным действием социально-экономических (снижение доли промышленных потребителей, развитие рекреационной инфраструктуры, рост обеспеченности кондиционерами) и природно-климатических (повышение температуры воздуха как в зимний, так и в летний период) факторов. В результате в самой крупной южной энергосистеме – Кубанской, – в 2014 г. впервые в истории отечественной энергетики годовой максимум потребления пришелся не на зимний, а на летний период, и это положение сохраняется уже 6 лет подряд (рис. 4а). В крупнейшей энергосистеме России – Московской, характеризующейся высоким уровнем социально-экономического развития, уже

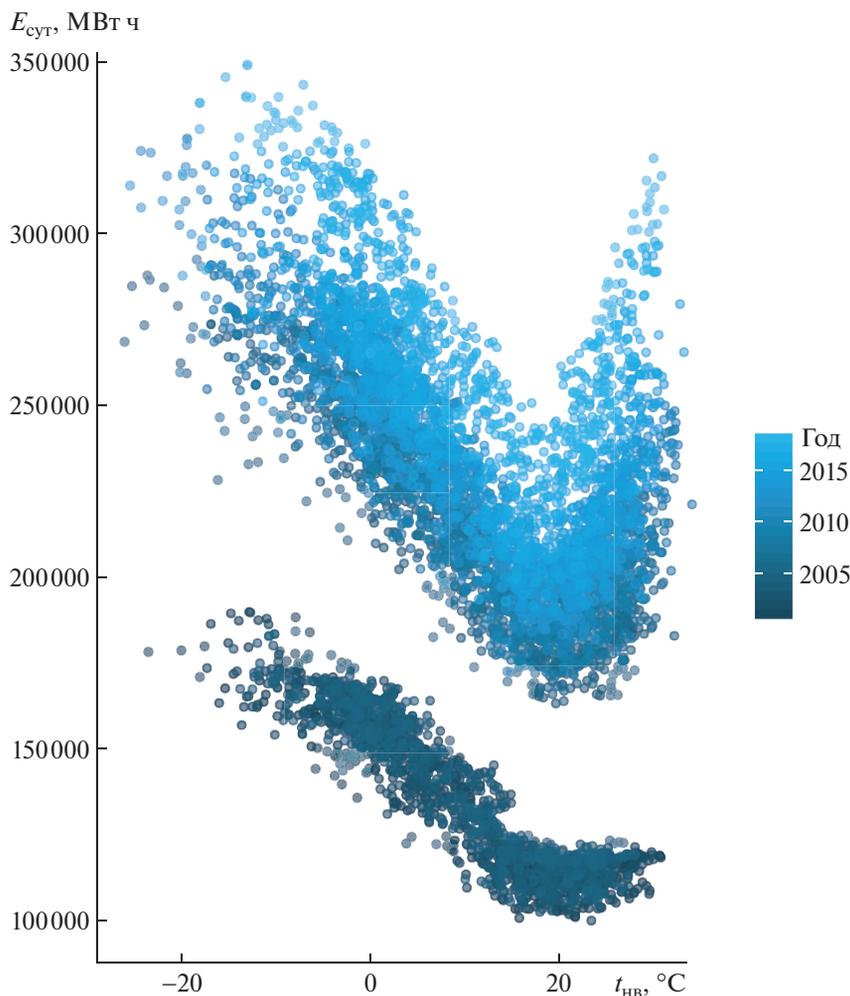
заметно формирование локального максимума в летний период, и темпы его роста в последние полтора десятилетия на 30% превышают темпы роста годового – “традиционного” зимнего – пика (рис. 4б). Пока в большинстве энергосистем это приводит к выравниванию внутригодовой неравномерности электропотребления [8], 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 привести в ряде регионов к формированию годового максимума потребления мощности в летний период, аналогично существующему сейчас в Кубанской энергосистеме.

Термодинамика энергетических циклов ТЭС и АЭС предопределяет снижение показателей их работы (мощность, КПД) при повышении температуры наружного воздуха [3, 4]. Таким образом, рост спроса на электроэнергию в летний период будет сопровождаться снижением выработки тепловых и атомных электростанций.

Именно в южных регионах европейской части России, так же, как было показано в [4], наблюдается уменьшение речного стока, которое, согласно модельным оценкам, продолжится и в ближайшие десятилетия. Это вызовет снижение выработки ГЭС, которые в Южном федеральном округе обеспечивают 15% выработки электроэнергии.

Кроме того, некоторые российские АЭС (Курская, Воронежская, Ростовская и Балаковская) расположены в регионах, где, по данным ВНИИГМИ,



**Рис. 2.** Зависимость суточного электропотребления  $E_{сут}$  от температуры воздуха  $t_{нв}$  для ОЭС Юга (по данным СО ЕЭС). Наличие двух ветвей на графике объясняется изменением состава этой энергосистемы в 2010 г.

максимальные суточные температуры воздуха летом достигают весьма высоких значений — до  $+33^{\circ}\text{C}$ . Независимые исследователи [14], а также экологические службы Росатома отмечали, что температура воды в пруде-охладителе Ростовской АЭС уже приближалась к предельным значениям в  $+30^{\circ}\text{C}$ , установленным нормативными документами. Следует ожидать, что в условиях дальнейшего повышения температур воздуха возможно формирование запроектных условий функционирования реакторов, что может вызвать необходимость снижения их мощности или даже временной остановки.

Таким образом, при ожидаемом развитии климатических изменений на территории России, сопровождаемом дальнейшим повышением летних температур воздуха, возможна ситуация, когда увеличение потребления энергии столкнется с нехваткой мощностей для ее производства. В частности, такая ситуация может быть спрово-

цирована нарушением межсистемных связей, обеспечивающих энергодефицитные регионы.

В качестве примера рассмотрим последствия очень жаркого и сухого лета, например, аналога небывало жаркого августа 2010 г., когда среднемесячная температура воздуха в ОЭС Юга превысила норму на  $5^{\circ}\text{C}$ . Это также сопровождалось уменьшением осадков на 10% по сравнению со среднемноголетними значениями. Следует отметить, что за последнее десятилетие именно южные регионы России демонстрируют высокие темпы экономического роста, что приводит к увеличению электропотребления, в том числе и его пиковых значений. Как следует из рис. 2, при таком повышении летних температур (12 августа 2010 г. средняя по ОЭС Юга температура воздуха достигла  $33^{\circ}\text{C}$ ) максимум потребления во всей ОЭС Юга переместится в летний период и при современном уровне экономики достигнет мощности 16–17 ГВт.

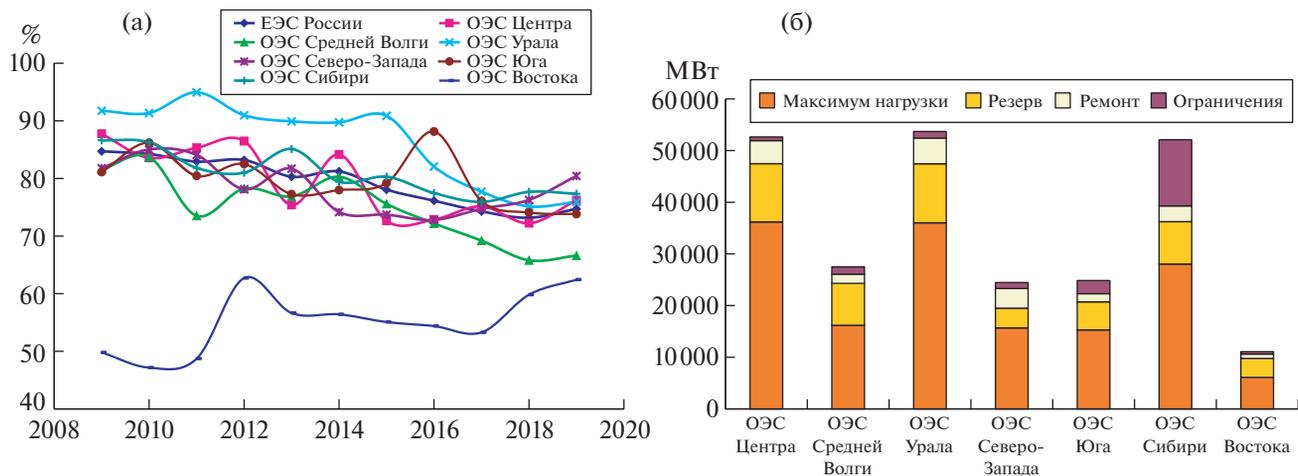


Рис. 3. Изменение доли использования доступной мощности при прохождении максимума нагрузки (а) и баланс мощности при прохождении максимума нагрузки 24.01.2019 г. (б) для ОЭС России (по данным СО ЕЭС и Росстата).

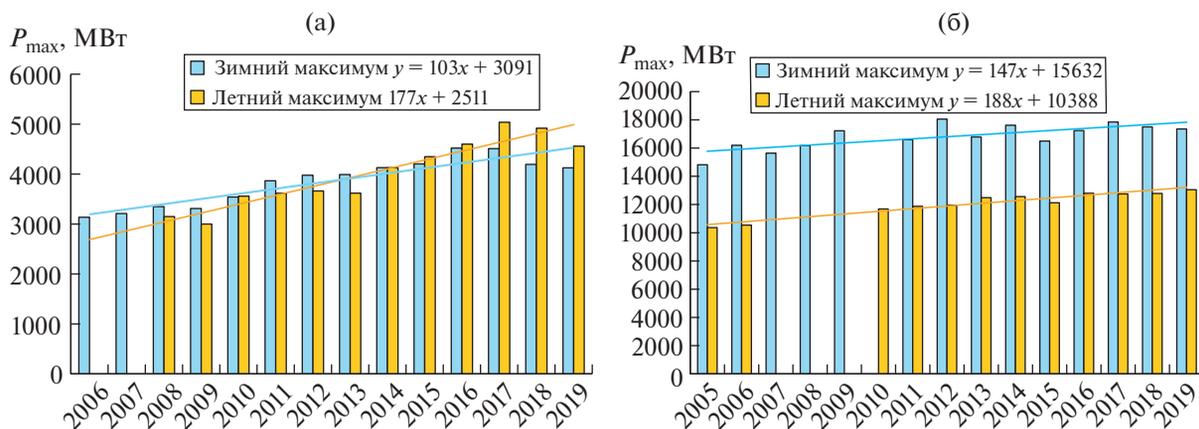


Рис. 4. Изменение зимних и летних максимумов мощности потребления в Кубанской (а) и Московской (б) энергосистемах (по данным СО ЕЭС).

Наши предыдущие исследования [3, 4] показали, что при повышении температуры 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 два раза (в 2018–2019 гг. в ЕЭС России в зимние периоды в ремонте находилось в среднем 17 ГВт установленной мощности, в то время как в летний – 35 ГВт). Влияние климатических условий на системные ограничения и функционирование генерации на основе НВИЭ в настоящей работе не рассматривались.

Результаты расчета перспективного баланса мощности для ОЭС Юга при прохождении максимума потребления приведены в табл. 2.

Как видно из результатов расчетов, в результате сочетания жарких и маловодных условий рабочая мощность электростанций снизится на 1.6 ГВт – (по 0.6 ГВт на ТЭС и ГЭС и на 0.4 ГВт на АЭС), примерно столько же, в соответствии с принятыми допущениями, дополнительно выводится в ремонт 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, снизит резерв мощности в энергосистеме до минимального значения 0.5 ГВт в 10 раз меньше, чем в час про-

**Таблица 2.** Баланс мощности (ГВт) для ОЭС Юга при прохождении максимума потребления в январе 2019 г. (по данным СО ЕЭС) и в экстремально жарких и сухих летних условиях (+5°C)

	Установленная* мощность электростанций $N_{уст}$				Ремонт	Ограничения	$N_{max}$	Резерв	
	всего	в т.ч.							
		ТЭС	АЭС	ГЭС					НВИЭ
01.2019	24.9	13.8	4.0	6.3	0.8	-1.6	-2.6	14.6	6.0
Изменение	-1.6	-0.6	-0.4	-0.6	0	-1.6	-1.6	+2.3	-5.5
“+5°C”	23.3	13.2	3.6	5.7	0.8	-3.2	-4.2	16.9	0.5

\*Для варианта “+5°C” - располагаемая мощность с учетом дополнительных летних ограничений

хождения зимнего максимума 2019 г., когда он составлял 6 ГВт.

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 работе.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В настоящий момент ЕЭС России и все ОЭС обладают значительным резервом установленной (30–45%) и доступной (20–40%) мощности электростанций, в то время как четверть региональных энергосистем энергодефицитны.

2. До сих пор во всех ОЭС и большинстве региональных энергосистем максимум нагрузки приходился на зимние месяцы (декабрь–январь). Исключением является Кубанская энергосистема, в которой максимум с 2014 г. имеет место летом.

3. Климатические изменения на территории России, выражающиеся в повышении температуры воздуха во всех регионах и всех сезонах, приводят к замедлению роста зимних и ускорению роста летних максимумов нагрузки практически во всех энергосистемах и в целом способствуют увеличению надежности энергоснабжения.

4. В ближайшие два года вероятно ситуация, в которой южные регионы при случайном нарушении межсистемных связей и режимов работы генерирующих объектов (ТЭС, ГЭС и АЭС) столкнутся с острым дефицитом мощности в период экстремальных летних температур.

### БЛАГОДАРНОСТИ

В работе использованы данные Федеральной службы государственной статистики (Росстат, www.gks.ru), Системного оператора ЕЭС России (СО ЕЭС, www.so-

ups.ru), Всероссийского научно-исследовательского института гидрометеорологической информации Росгидромета (ВНИИГМИ, www.meteo.ru), Государственной корпорации по атомной энергии (Росатом, www.rosatom.ru)

### ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект 16–17–00114).

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Arent D.J., Tol R.S.J., Faust E., Hella J.P., Kumar S., Strzepek K.M., Tóth F.L., Yan D.* Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Cambridge, UK and N.Y., USA: Cambridge University Press, 2014. 659 p.
2. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации / Катцов В.М. и Семенов С.М. (научн. рук.). М.: Росгидромет, 2014.
3. *Klimenko V.V., Fedotova E.V., Tereshin A.G.* // Energy. 2018. V. 142. P. 1010–1022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.069>
4. *Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г., Федотова Е.В.* // Теплоэнергетика. 2018. № 5. С. 5–16.
5. *Belova I.N., Ginzburg A.S., Krivenok L.A.* // Energy Procedia. 2018. V. 149. P. 373–379.
6. *Jaglom W.S., McFarland J.R., Colley M.F., Mack C.B., Venkatesh B., Miller R.L., Haydel J., Schultz P.A., Perkins B., Casola J.H., Martinich J.A., Cross P., Kolian M.J., Kayin S.* // Energy Policy. 2014. V. 73. P. 524–539.
7. *Клименко В.В., Гинзбург А.С., Демченко П.Ф., Терешин А.Г., Белова И.Н., Касилова Е.В.* // ДАН. 2016. Т. 470. № 5. С. 519–524.
8. *Клименко В.В., Терешин А.Г., Касилова Е.В.* // ДАН. 2017. Т. 477. № 1. С. 30–34.
9. *Семенов В.Г.* Холод и энергетические аварии // Новости теплоснабжения. 2017. № 1. С. 12–19.
10. *Añel J.A., Fernández-González M., Labandeira X., López-Otero X., de la Torre L.* // Atmosphere. 2017. V. 8. № 11. P. 209. <https://doi.org/10.3390/atmos8110209>
11. *Santagata D.M., Castesanac P., Rössler C.E., Gómez D.R.* // Energy Policy. 2017. V. 106. P. 404–414. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.006>

12. *Hanski J., Rosqvist T., Crawford-Brown D.* // *Regional Environmental Change*. 2018. V. 18. № 6. P. 1801–1813.
13. *Alipour P., Mukherjee S., Nateghi R.* // *Energy*. 2019. V. 185. P. 1143–1153.
14. *Клименко В.В., Микушина О.В.* // *Энергетическая политика*. 2001. Вып. 5. С. 35–42.
15. *Гунин П.А., Серпокрьлов Н.С., Лейкин Ю.А.* // *Вестник РУДН. Сер. Экология и безопасность жизнедеятельности*. 2010. № 3. С. 93–102.

## HEAT WAVES – NEW DANGER FOR RUSSIAN POWER SYSTEM

Corresponding Member of RAS **V. V. Klimenko<sup>a,b</sup>**, **A. S. Ginzburg<sup>b</sup>**,  
**E. V. Fedotova<sup>a</sup>**, and **A. G. Tereshin<sup>a,b</sup>**

<sup>a</sup> *National Research University “MPEI”, Moscow, Russian Federation*

<sup>b</sup> *A.M. Obukhov Institute of Atmospheric Physics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

The work examines changes in temperature extremes in Russia, and analyzes the impact of these changes on the balance sheets of Russian power systems. Based on current meteorological observations and energy statistics, the authors calculated the observed change in extreme climatic characteristics over the past seventy years and assessed its impact on power grid regimes. It has been established that climate changes in Russia, expressed in the increase in air temperature in all regions and all seasons, lead to a slower winter and faster summer growth pace of peak loads in almost all power systems, thereby contributing to an increase in the reliability of energy supply. At the same time, it is possible that in the southern energy-deficient regions in the summer, while disrupting inter-system links and modes of operation of generating facilities, including due to weather and climatic factors, there will be disruptions of electricity supply

*Keywords:* Russian power systems, temperature extremes, peak loads, electricity production decrease, forecast