

---

---

УДК 621.3.019

## МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕРЕГУЛЯРНЫХ ОТКЛОНЕНИЙ МОЩНОСТИ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ПОГРЕШНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

© 2022 г. И. А. Бончук\*

АО «СО ЕЭС», Калининград, Россия

\*e-mail: [ilyabonchuk@mail.ru](mailto:ilyabonchuk@mail.ru)

Поступила в редакцию 09.03.2022 г.

После доработки 14.06.2022 г.

Принята к публикации 16.06.2022 г.

В работе исследуются естественные колебания потребления активной мощности на примере 14 региональных энергосистем (ЭС) и 5 объединенных ЭС России. Выявляются закономерности присущие данному процессу. Разрабатываются методические основы определения нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности (или методические основы определения нерегулярных колебаний). Для решения практических задач приводится алгоритм по определению допустимой области фактических флуктуаций активной мощности. Методические основы рекомендуются в качестве основания для актуализации нормативной документации по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе (ЕЭС) России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима в части изолированных ЭС.

*Ключевые слова:* флуктуации, нерегулярные колебания, случайные колебания, потребление, энергосистема, методика, алгоритм, резервы

**DOI:** 10.31857/S000233102205003X

### ВВЕДЕНИЕ

В мировой практике функционирования ЭС в зависимости от периода упреждения прогноза планирование электроэнергетического режима (ЭР) делится на четыре основные категории: оперативное планирование (несколько минут, часов вперед внутри текущих суток), краткосрочное планирование (предстоящие сутки или несколько суток с интервалом времени час (полчаса)), среднесрочное планирование (несколько недель вперед) и долгосрочное (перспективное) планирование (от нескольких месяцев до нескольких лет вперед).

При планировании ЭР выполняется его расчет с соблюдением ряда факторов: ограничения пропускной способности сетевых элементов и контролируемых сечений, допустимая скорость изменения нагрузки и допустимый диапазон регулирования режимов работы электрических станций, требования к водному режиму гидроэлектростанций, наличие, объем и места размещения резервов мощности и др. [1]. Правильно спланированный ЭР значительно повышает надежность функционирования ЭС.

Одной из задач оперативного и краткосрочного планирования ЭР является определение нормативной величины резервов активной мощности. В разных ЭС мира для определения этой величины существуют методики, основные из которых приведены в табл. 1. Сравнивая российскую и зарубежные методики (табл. 2), основное отличие за-

**Таблица 1.** Методики по определению резервов активной мощности в разных энергосистемах мира [2]

Энергосистема	Диспетчерский центр	Наименование методики по определению резервов активной мощности
Россия	Системный оператор Единой энергетической системы (АО "СО ЕЭС")	Приказ Минэнерго РФ № 882 от 15.10.2018 об утверждении Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима
Европа	European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guide-line on electricity trans-mission system operation (Text with EEA relevance.) Supporting Document for the Network Code on Load Frequency Control and Reserves, entsoe, 28.06.2013
США	California Independent System Operator (CAISO) Midcontinent Independent System Operator (ISO) Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM Interconnection)	Day-ahead daily market watch for operating day of 26.06.2018 [R] 2018 Inc MISO FERC Electric Tariff SCHEDULES: Demand Curves for Operating Reserve, Regulating and spinning [S] 2017 PJM Interconnection LLC PJM manual 13:emergency operation [S] 2016
Китай	China Southern Power Grid (CSG) State Grid Corporation of China (SGCC)	China National Standardization Administration Grid operation guidelines (GB/T 31464-2015) [S] China Standard Press 2015 Power system frequency modulation and automatic power generation control Editorial committee Power system frequency modulation and automatic power generation control [M] Beijing: China Electric Power Press 2006

**Таблица 2.** Критерии сравнения методик по определению резервов активной мощности

Критерий сравнения	Энергосистема			
	Россия	Европа	США	Китай
Учет размещения резерва активной мощности	+	+	+	+
Учет времени активации резерва активной мощности	+	+	+	+
Учет типа активации резерва активной мощности	+	+	+	+
Учет аварийных небалансов в части генерирующего оборудования и в части потребителей	+	+	+	+
Учет нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности	+	–	–	–

ключается в учете такого параметра как “нерегулярные отклонения мощности и динамическая погрешность регулирования баланса мощности”.

Исследование этого параметра было начато во второй половине XX в. В работах М.Г. Портного и В.Ф. Тимченко [3, 4] решена задача определения нерегулярных отклонений мощности в межсистемных связях. В их трудах исследуются случайные колебания активной мощности в межсистемных электропередачах.

В работах Б.В. Гнеденко и Б.С. Мешеля [5, 6] впервые была выполнена статистическая обработка результатов измерений колебаний активной мощности на примере промышленных предприятий.

В настоящее время нерегулярные колебания в российских ЭС определяются по выражению (1).

$$R = k\sqrt{P_H}, \quad (1)$$

где  $P_H$  – активная мощность потребления, МВт;  $k$  – коэффициент, зависящий от скорости изменения потребления активной мощности в области регулирования ( $k = 6$  – в часы переменной части графика нагрузки (диспетчерские интервалы), в которые скорость изменения потребления в области регулирования составляет более 3 процентов от  $P_{\text{ПОТР}}$  в час;  $k = 3$  – в остальные часы суток).

Физически коэффициент  $k$  (из выражения (1)) позволяет учитывать скорость изменения потребления активной мощности и уровень потребляемой активной мощности. Однако в настоящее время принято два значения  $k$  вне зависимости от величины потребляемой активной мощности, которая в региональных ЭС в 5–20 раз меньше, чем в объединенных ЭС [7]. Использование фиксированных коэффициентов приводит к некорректному определению нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности в региональных ЭС. Это влечет к ошибочному определению величины резервов активной мощности и как следствие к некорректному планированию режимов работы электростанций и ЭР в целом [8, 9].

Для изолированных ЭС в соответствии с [10] вовсе отсутствует необходимость определять величину нерегулярных колебаний.

С учетом вышеизложенного *объектом исследования* является региональная ЭС России, например, ЭС Калининградской области (временно выделяется на изолированную работу от ЕЭС России).

*Предметом исследования* выступают нерегулярное отклонение мощности и динамическая погрешность регулирования баланса мощности.

*Цель работы* – разработка методических основ определения нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

Поставленная цель предусматривает *решение ряда задач*:

1. Изучение предметной области и анализ выполненных исследований по определению нерегулярных колебаний активной мощности;
2. Разработка основ методики по определению нерегулярных колебаний активной мощности;
3. Проверка алгоритма по определению допустимой области фактических флуктуаций активной мощности.

*Научной новизной* работы является впервые разработанный, апробированный и верифицированный алгоритм по определению допустимой области фактических флуктуаций активной мощности, отличительная особенность которого заключается в консолидации статистического метода расчета электрических нагрузок и метода регрессионного анализа. Алгоритм позволяет учитывать особенности региональных ЭС России и определять в реальном времени величину нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

## ИЗУЧЕНИЕ ПРЕДМЕТНОЙ ОБЛАСТИ И АНАЛИЗ ВЫПОЛНЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕРЕГУЛЯРНЫХ КОЛЕБАНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Выделяют нерегулярные колебания мощности по межсистемным электропередачам и нерегулярные колебания мощности нагрузки в ЭС.

Экспериментальное изучение нерегулярных колебаний мощности по межсистемным связям в объединенных ЭС с потреблением не более 15000 МВт выполнялось с 1960 г. Всесоюзным научно-исследовательским институтом электроэнергетики. В 1968 г. М.Г. Портной и В.Ф. Тимченко в работе [4] привели результаты статистической обработки экспериментальных данных по межсистемным перетокам мощности. Интервал усреднения исходных данных составлял от 10 до 60 мин. В их работе показано, что нерегулярные колебания мощности ( $\Delta P$ ) по межсистемным электропередачам определяются по выражению (2). В 1978 г. М.Г. Портной и Р.С. Рабинович в книге [11]

обобщили изученные ранее теоретические аспекты вопроса определения нерегулярных колебаний мощности по межсистемным электропередачам.

$$\Delta P = 1.1\sqrt{P_{\text{лЭП}}}, \quad (2)$$

где  $P_{\text{лЭП}}$  – передаваемая мощность по межсистемной линии электропередачи, МВт.

Проблема рационального расчета электрических нагрузок исследовалась в период с 1959 по 1961 год учеными Б.С. Мешель и Б.В. Гнеденко. В 1961 г. в работе [6] Б.В. Гнеденко изложил теоретико-вероятностные основы статистического метода расчета электрических нагрузок. В основе метода лежит следующее предположение: мощность единичного электроприемника  $P_{\text{н}}(t)$ , потребляемая в момент времени  $t$ , изменяется случайным характером. Следовательно,  $P_{\text{н}}(t)$  является случайной функцией, а  $P(t)$  (3) случайная функция особого рода: она представляет собой сумму случайных функций.

$$P(t) = \sum_{\text{н}=1}^n P_{\text{н}}(t). \quad (3)$$

При использовании экспериментальных данных в математической статистике существует правило: если случайная величина  $p(P_{\text{н}})$  нормально распределена с плотностью распределения (4) и ее параметры  $A$  и  $\sigma$  неизвестны, а итоги независимых наблюдений над значениями величины  $P_{\text{н}}$  дали результаты  $P_1, P_2, \dots, P_n$ , то наилучшие оценки  $A$  и  $\sigma$  определяются по выражениям (5) и (6) соответственно [6].

$$p(P_{\text{н}}) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(P-A)^2}{2\sigma^2}}, \quad (4)$$

$$A \approx \frac{1}{n} \sum_{\text{н}=1}^n P_{\text{н}} = \bar{P}, \quad (5)$$

$$\sigma \approx \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{\text{н}=1}^n (P_{\text{н}} - \bar{P})^2} = \sqrt{D(P_{\text{н}})}. \quad (6)$$

Максимальную передаваемую мощность ( $P_{\text{max}}$ ) по межсистемным связям в соответствии с [4] рекомендуется определять по выражению (7). Величину потребления активной мощности в ЭС при расчете электрических нагрузок принято определять в соответствии с (8) [6, 12]. Выражение (8) основа статистического метода расчета электрической нагрузки в ЭС. Проводя аналогию между выражениями (7) и (8), очевидно, что слагаемое  $\beta \frac{\sqrt{D(P_{\text{н}})}}{P_{\text{н}}}$  позволяет определить величину нерегулярных колебаний нагрузки в ЭС.

$$P_{\text{max}} = P_{\text{пр}} - \Delta P, \quad (7)$$

где  $P_{\text{пр}}$  – предел статической устойчивости электропередачи, МВт;  $\Delta P$  – величина случайных колебаний мощности, МВт.

$$\frac{\hat{P}}{P_{\text{н}}} = \frac{\bar{P}}{P_{\text{н}}} + \Delta P = \frac{\bar{P}}{P_{\text{н}}} + \beta \frac{\sqrt{D(P_{\text{н}})}}{P_{\text{н}}}, \quad (8)$$

где  $\hat{P}$  – расчетная величина нагрузки, МВт;  $P_{\text{н}}$  – величина нагрузки, МВт;  $\bar{P} = M(P_{\text{н}})$  – математическое ожидание нагрузки, МВт;  $\beta$  – коэффициент надежности расчета (коэффициент, определяющий вероятность превышения значения расчетной нагрузки,

для точности расчета  $\pm 10\%$ , что соответствует погрешности инженерных расчетов, значение коэффициента  $\beta = 1.0$ );  $D(P_H)$  – дисперсия нагрузки, МВт<sup>2</sup>.

Таким образом, чтобы применить теоретико-вероятностные основы статистического метода расчета электрических нагрузок и использовать выражение  $\beta \frac{\sqrt{D(P_H)}}{P_H}$  для определения нерегулярных колебаний нагрузки, необходимо чтобы случайная величина  $p(P_H)$  имела нормальное распределение.

С учетом анализа выполненных исследований в области определения нерегулярных колебаний активной мощности и результатов работы [13] определены особенности нерегулярных колебаний мощности в ЭС:

– первая особенность нерегулярных колебаний мощности в ЭС заключается в учете любых колебаний нагрузки (в отличие от межсистемных линий электропередачи, где учитываются только резонансные колебания);

– вторая особенность заключается в том, что по мере увеличения потребления в ЭС величина колебаний относительно потребления не изменяется (объединение ЭС приводит к возрастанию абсолютных величин нерегулярных колебаний обменной мощности в межсистемных связях).

#### РАЗРАБОТКА ОСНОВ МЕТОДИКИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕРЕГУЛЯРНЫХ КОЛЕБАНИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

На основе архивных выборок данных по потреблению активной мощности в ЭС Калининградской области за 2019–2021 года (интервал выгрузки равен 1 с) и 13 региональных ЭС России за 2021 г. (интервал выгрузки равен 60 мин), применяя статистический метод исследования установлено, что независимые наблюдения величины потребления нормально распределены с плотностью распределения (6) вне зависимости от характера нагрузки (рис. 1а–в). Следовательно, для определения фактических значений нерегулярных колебаний нагрузки в ЭС ( $R_{\text{факт}}$ ) (9) можно применить метод статистического анализа данных.

$$R_{\text{факт}} = \beta \frac{\sqrt{D(P_H)}}{P_H} = \beta \frac{\sigma}{P_H}, \quad (9)$$

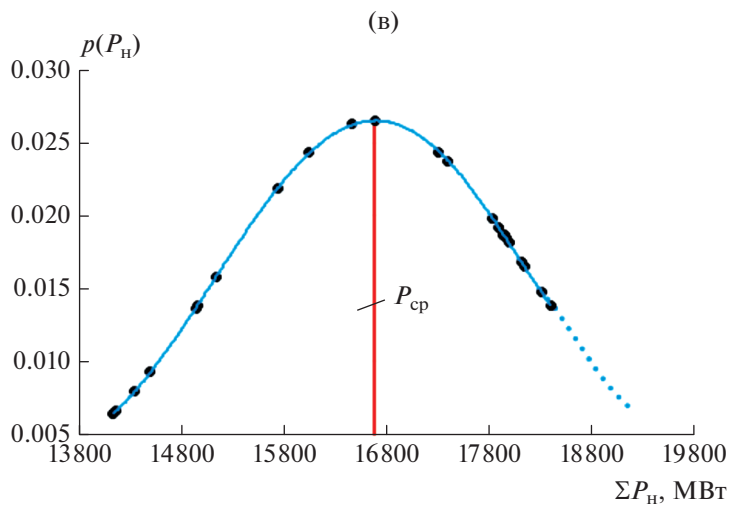
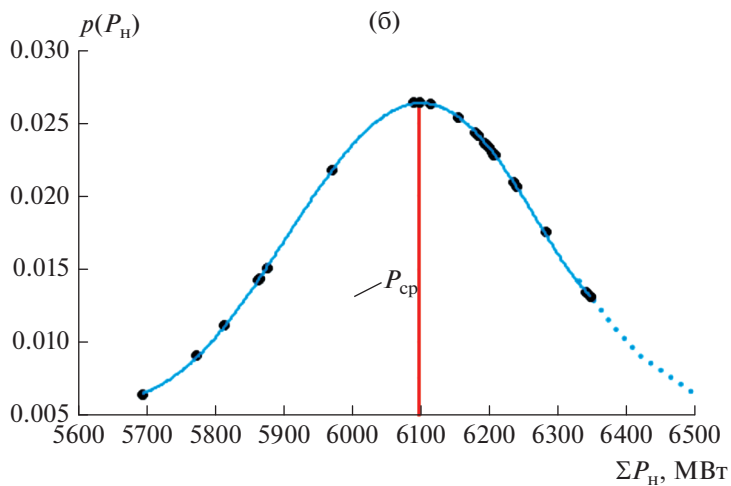
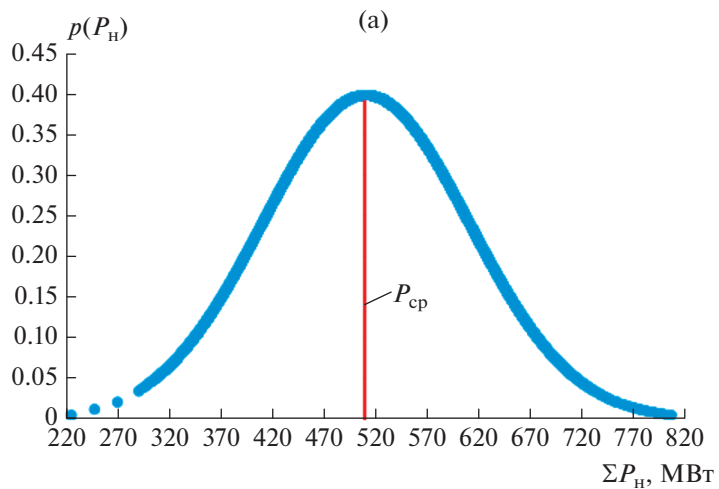
где  $\sigma$  – среднеквадратичное отклонение нагрузки, МВт.

На примере ЭС Калининградской области исследована расчетная величина  $\sigma/P_H$ , то есть произведена оценка изменения максимальной потребляемой активной мощности (рис. 2).

Применяя метод регрессионного анализа (аппроксимационный метод), определена допустимая область фактических флуктуаций (рис. 2). Общий вид кривой, ограничивающей максимальные колебания нагрузки, приведен в выражении (10). При данном типе трендовой модели (степенная функция) коэффициент детерминации ( $r^2$ ) составляет 0.92. Значения коэффициента надежности  $\beta$  в зависимости от вероятности превышения колебаний нагрузки в ЭС приведены в табл. 3. Для точности расчета  $\pm 10\%$ , что соответствует погрешности инженерных расчетов, принято значение коэффициента  $\beta = 1.0$ .

$$\beta \frac{\sigma}{P_H} = \frac{k}{\sqrt{P_H}} \rightarrow \sigma = R = \frac{k}{\beta} \sqrt{P_H}, \quad (10)$$

где  $R$  – верхняя граница (допустимая область) нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности, МВт.



**Рис. 1.** Нормальный закон распределения экспериментальных данных по потреблению в региональных ЭС России с разным характером нагрузки. (а) ЭС Калининградской области; (б) ЭС Красноярского края; (в) ЭС г. Москвы и Московской области.

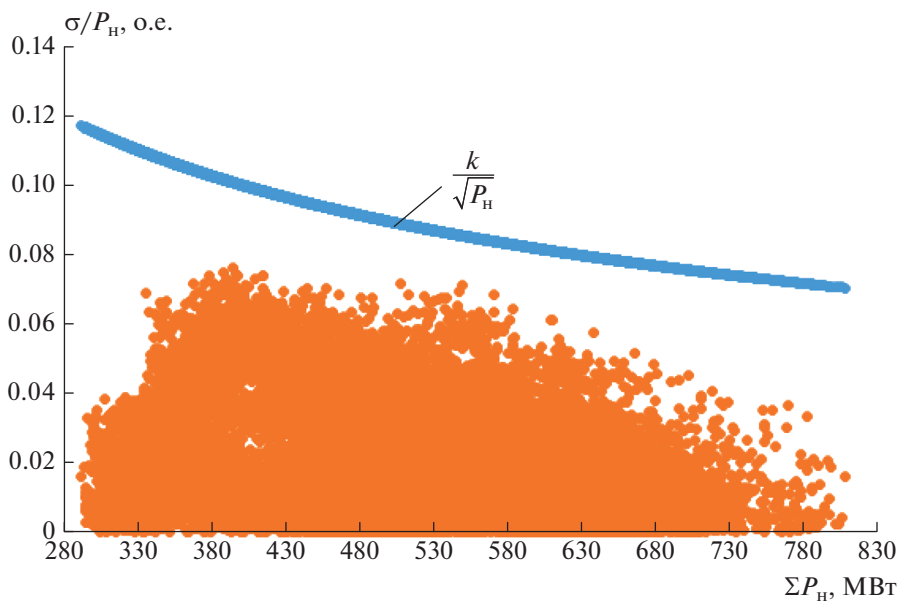
Применяя вышеприведенные методы исследования, выполнена обработка экспериментальных величин потребления активной мощности за характерный день 2021 г. в 14 региональных и в 5 объединенных ЭС России ( $P_n$  от 92 МВт до 39000 МВт). Установлено, что в зависимости от величины потребления активной мощности кривая, ограничивающая фактические нерегулярные колебания мощности, находится на разных уровнях (рис. 3). Эти уровни определяются коэффициентом  $k$  из выражения (10) (табл. 4).

Таким образом, обобщая результаты исследования экспериментальных величин потребления активной мощности в различных ЭС России, необходимо отметить, что в основу предлагаемой методики по определению нерегулярных колебаний активной мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности закладывается определение верхней границы допустимых значений флуктуаций ( $R$ ) через вычисление статистических показателей меры рассеяния ( $D(P_n)$  и  $\sigma$ ) и определение аппроксимационным методом значения коэффициента  $k$ .

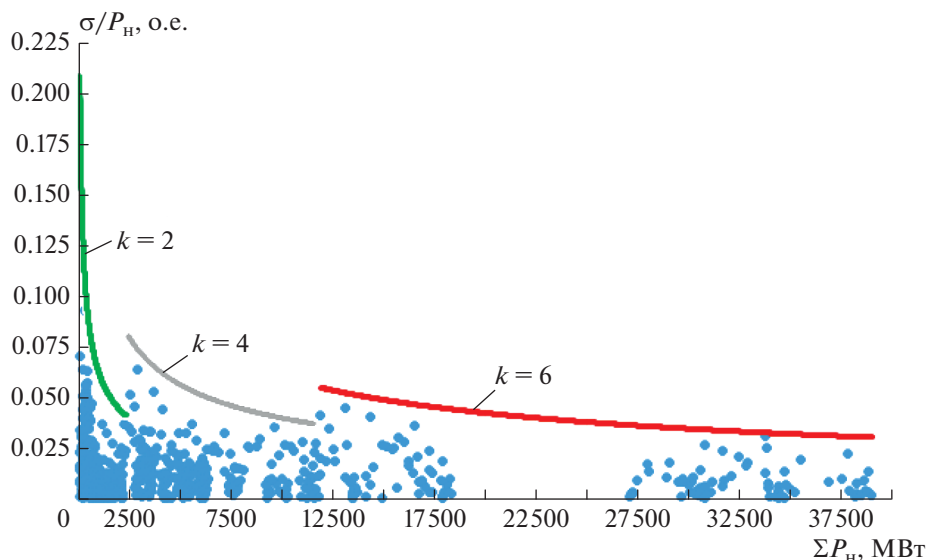
На основе результатов исследования разработан алгоритм по определению допустимой области фактических флуктуаций активной мощности (рис. 4).

#### ПРОВЕРКА АЛГОРИТМА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ДОПУСТИМОЙ ОБЛАСТИ ФАКТИЧЕСКИХ ФЛУКТУАЦИЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Учитывая экспериментальные данные, полученные в ЭС Калининградской области, проверена достоверность алгоритма проекта методики по определению нерегулярных колебаний активной мощности в ЭС. На рис. 5а–е приведены фактические



**Рис. 2.** Определение допустимой области фактических флуктуаций в ЭС Калининградской области.



**Рис. 3.** Допустимая область фактических флуктуаций в зависимости от величины потребления активной мощности для ЭС России.

нерегулярные колебания мощности (синие точки) и их допустимые области (оранжевые линии) для характерных по потреблению электроэнергетических режимов Калининградской области. В ходе достоверизации подтверждено вышеупомянутое: коэффициент  $k$  позволяет учитывать не только скорость изменения потребления активной мощности, но и величину потребляемой активной мощности. Для ЭС Калининградской области при скорости изменения потребляемой активной мощности более 8% от потребляемой активной мощности в заданный час коэффициент  $k = 2$ . Данная скорость изменения нагрузки наблюдается в переменной части графика нагрузки, которой, как правило, соответствуют утренние (с 07 до 10) и ночные (с 23 до 02) часы. В остальной части графика нагрузки  $k = 1$ .

**Таблица 3.** Значения коэффициента надежности  $\beta$  [14]

Точность расчета	Значение $\beta$
$\pm 0.5\%$	2.5
$\pm 2.5\%$	2.0
$\pm 5\%$	1.65
$\pm 10\%$	1.0

**Таблица 4.** Значения коэффициента  $k$  в зависимости от величины потребления

Потребление, МВт	Значение $k$
<2500	2
2500–11000	4
>11000	6



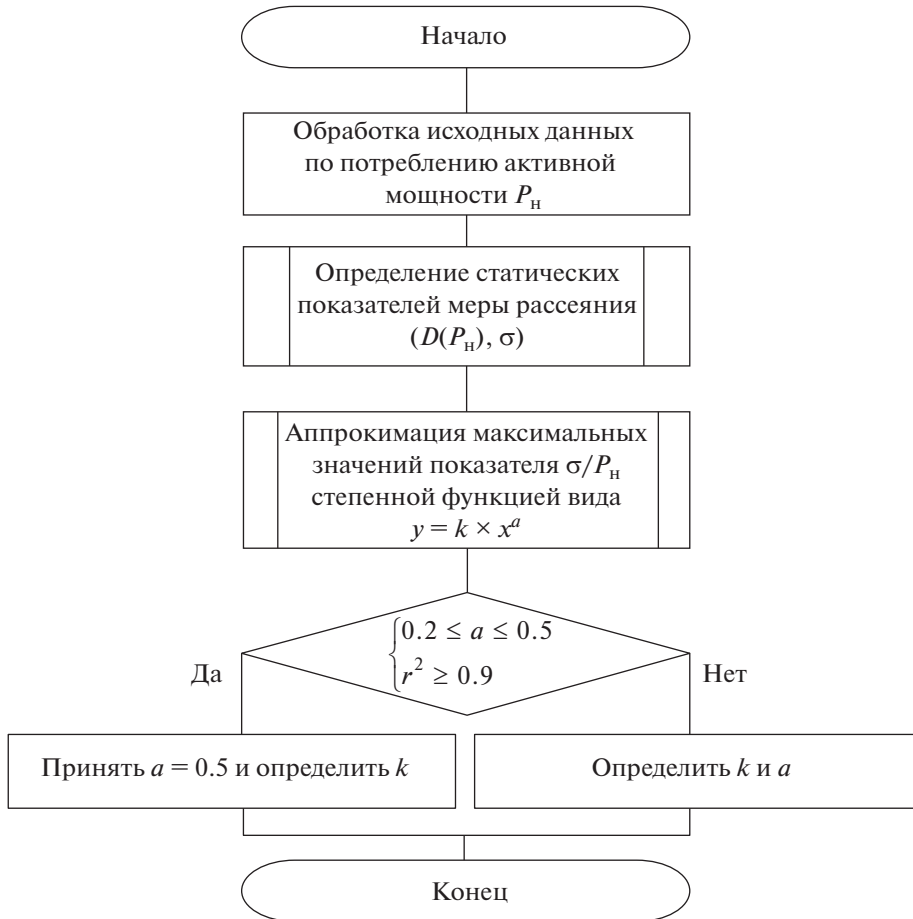


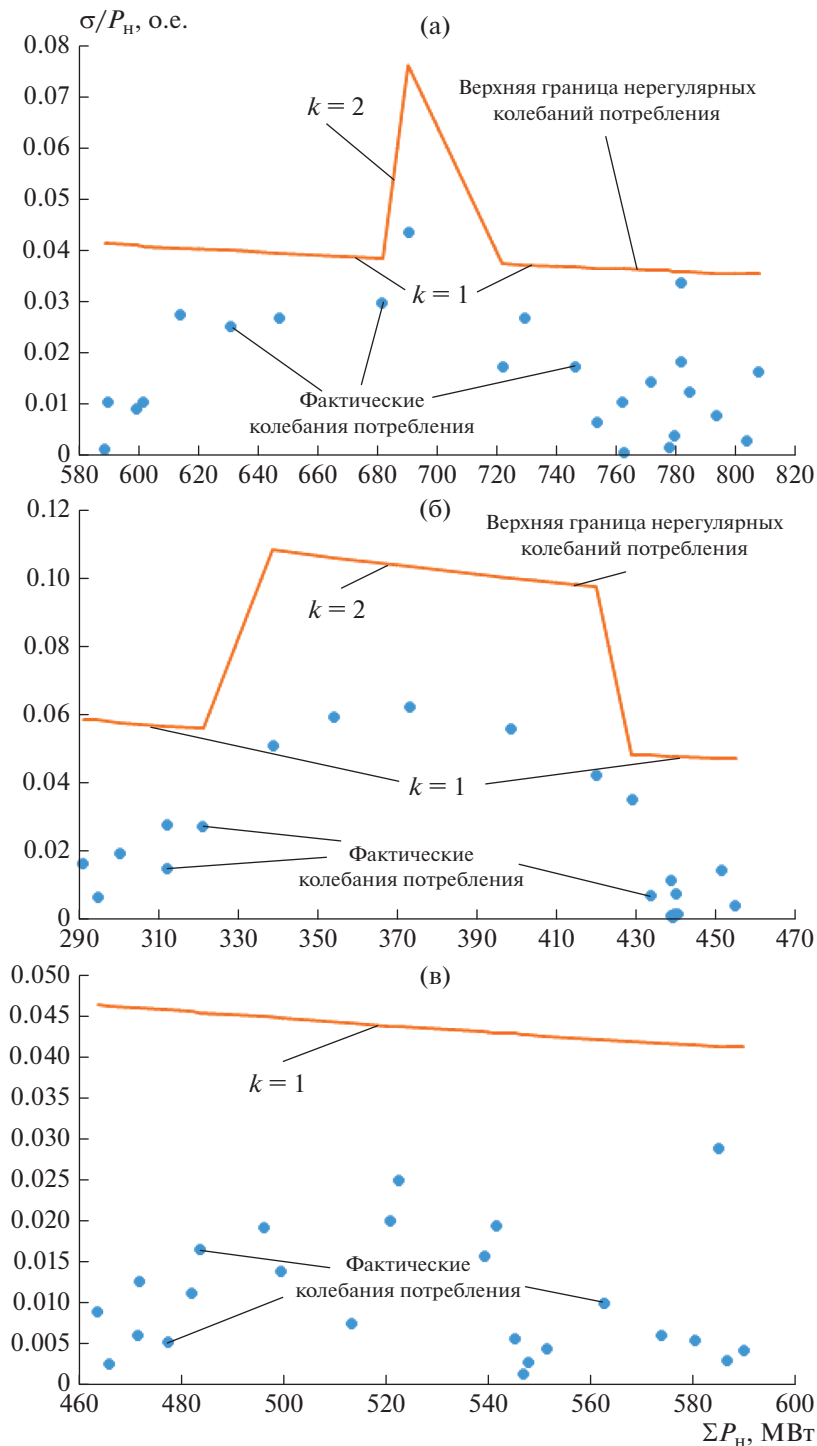
Рис. 4. Упрощенная блок-схема алгоритма по определению допустимой области фактических флуктуаций активной мощности.

Корректный учет нерегулярных колебаний мощности позволяет определить оптимальный объем резервов активной мощности в ЭС с учетом того, что ее потребление в произвольный момент времени может изменяться случайным характером. Также учет величины нерегулярных колебаний позволяет определить вероятный “коридор” случайного изменения потребления активной мощности в ЭС (рис. 6), что особенно актуально для изолированных ЭС России.

## ВЫВОДЫ

1. Выявлено, что величины потреблений региональных энергосистем подчинены нормальному закону распределения. Поэтому для определения нерегулярных колебаний активной мощности в региональных энергосистемах целесообразно применять вероятностно статистические методы.

2. Определено три значения коэффициента  $k$  для определения максимально допустимой области флуктуаций в зависимости от величины потребления активной мощности (табл. 4).



**Рис. 5.** Нерегулярные колебания потребляемой активной мощности в ЭС Калининградской области в характерные по потреблению дни. (а) Зимний максимум; (б) Летний минимум; (в) Зимний праздник (01 января); (г) Летний выходной; (д) Межсезонье (понедельник); (е) Летний рабочий день.

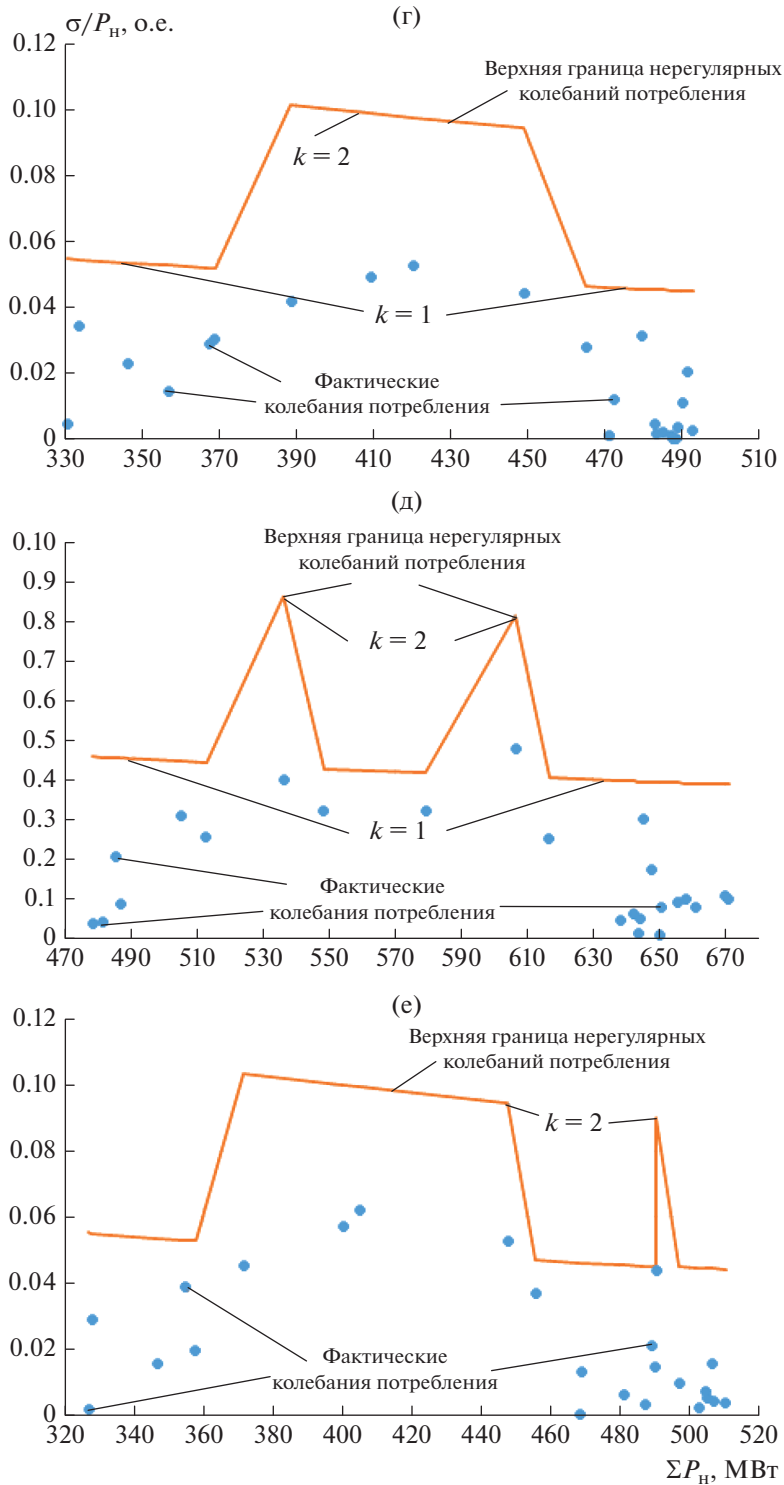


Рис. 5. Окончание.

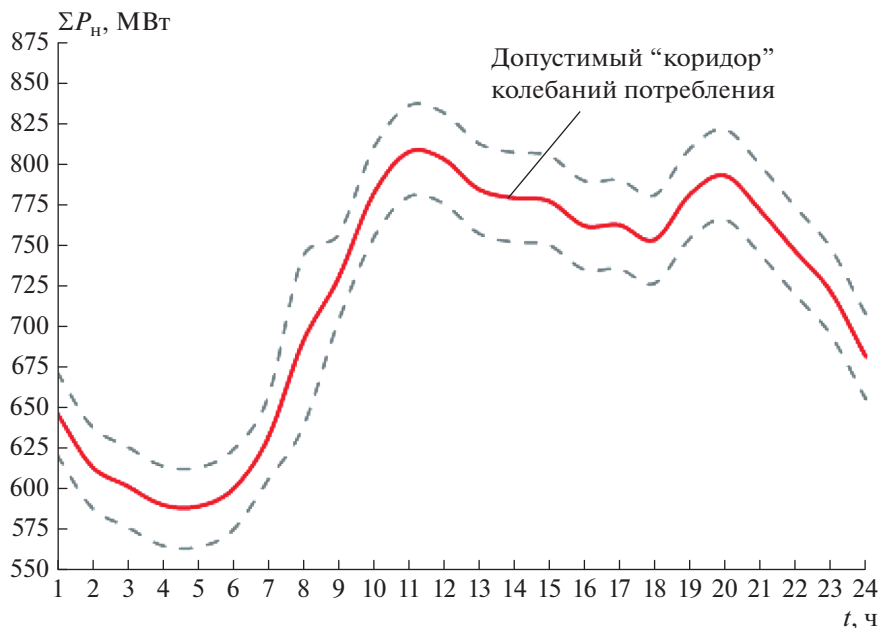


Рис. 6. Вероятный “коридор” случайного изменения потребления активной мощности в ЭС Калининградской области.

3. Сформулированы методические основы определения нерегулярных колебаний активной мощности, которые заключаются в следующем: для определения верхней границы допустимых значений флуктуаций необходимо вычислить статистические показатели меры рассеяния ( $D(P_n)$  и  $\sigma$ ) и аппроксимационным методом определить значение коэффициента  $k$ .

4. Предложен алгоритм, который позволяет для каждой региональной энергосистемы определять допустимую область фактических флуктуаций в реальном времени, либо предопределять ее на определенный временной период (год и более) в виде функциональной зависимости от максимального потребления энергосистемы и скорости изменения потребления активной мощности. Разработанный алгоритм был применен на практике. Для ЭС КО определен коэффициент  $k$ :

- в равномерной части графика нагрузки коэффициент  $k$  получился равным 1. Для использования в работе (с учетом 10% запаса) предлагается использовать коэффициент  $k = 1.1$ ;
- в неравномерной части графика нагрузки (скорость изменения потребляемой активной мощности более 8% от потребляемой активной мощности в заданный час) коэффициент  $k$  получился равным 2. Для использования в работе (с учетом 10% запаса) предлагается использовать коэффициент  $k = 2.2$ .

Таким образом, на основании предложенных методических основ определения нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности рекомендуется пересмотреть нормативную документацию по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима в части временно выделенных на изолированную работу и постоянно работающих изолированно энергосистем.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Управление электроэнергетическим режимом в реальном времени [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/reliability/real/>
2. *Yun Qin, Xiubo Zheng, Yong Lin, Yanwei Wang, Xianfu Gong* Suggestion on load regulation reserve capacity criterion of china power system/ 2019 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 227 032002.
3. *Тимченко В.Ф.* Колебания нагрузки и обменной мощности энергосистем. Анализ и синтез для решения задач управления режимами объединенных энергосистем. Под ред. В.А. Веникова. М., “Энергия”, 1975 г. 208 с.
4. *Портной М.Г.* Учет колебаний мощности при определении устойчивости слабых связей в энергосистемах / М.Г. Портной, В.Ф. Тимченко // Электричество. – 1968. № 9. С. 13–16.
5. *Мешель Б.С.* О статистических методах расчета и исследования электрических нагрузок промышленных предприятий / Б.С. Мешель, Б.В. Гнеденко // Электричество. 1961. № 2. С. 81–85.
6. *Гнеденко Б.В.* Теоретико-вероятностные основы статистического метода расчета электрических нагрузок промышленных предприятий / Б.В. Гнеденко // Изв. вузов СССР, сер. Электротехника. 1961. № 1. С. 90–99.
7. *Макоклюев Б.И.* Особенности и тенденции потребления электроэнергии в энергосистемах России / Б.И. Макоклюев // Энергия единой сети. 2017. № 5 (34). С. 65–76.
8. *Крупнев Д.С.* Исследование балансовой надежности и обоснование резервов генерирующей мощности перспективных схем развития электроэнергетических систем / Д.С. Крупнев, Г.Ф. Ковалев, Д.А. Бояркин [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 6(63). С. 40–44. EDN GTVVPW.
9. *Bonchuk I.A., Shaposhnikov A.P., Erokhin P.M. et al.* Optimization of the Operating Modes of Power Plants in Isolated Electrical Power Systems. Power Technol Eng 55, 445–453 (2021). <https://doi.org/10.1007/s10749-021-01380-6>
10. Приказ Минэнерго РФ № 882 от 15.10.2018 “Об утверждении Методических указаний по определению объемов и размещению резервов активной мощности в Единой энергетической системе России при краткосрочном планировании электроэнергетического режима”. М.: 2018, 16 с.
11. *Портной М.Г., Рабинович Р.С.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости – М.: Энергия 1978 г – 352 с ил.
12. *Жежеленко И.В.* Развитие методов расчета электрических нагрузок/ И.В. Жежеленко, В.П. Степанов // Электричество. 1993. № 2. С. 2–9.
13. *Бончук И.А.* Определение нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса активной мощности в региональных изолированных электроэнергетических системах / И. А. Бончук, А. П. Шапошников, М. А. Созинов [и др.] // Промышленная энергетика. 2021. № 2. С. 2–11. – EDN AUJELZV <https://doi.org/10.34831/EP.2021.51.38.001>
14. *Гнеденко Б.В.* Курс теории вероятностей: Учебник / Предисл. А.Н. Ширяева. Изд. 10-е, доп. – М.: Книжный дом “ЛИБРОКОМ”, 2011. – 488 с.

### Methodological Bases for Determining Irregular Power Deviations and Dynamic Error in Power Balance Control

I. A. Bonchuk\*

*System Operator of Unified Power System, Joint-Stock Company, Kaliningrad, Russia*

*\*e-mail: ilyabonchuk@mail.ru*

The paper investigates natural fluctuations in active power consumption on the example of 14 regional power systems (PS) and 5 integrated PS of Russia. Regularities inherent in this process are revealed. Methodological bases for determining irregular power deviations and dynamic error in power balance control (or methodological bases for determining irregular fluctuations) are being developed. To solve practical problems, an algorithm is given to determine the allowable area of actual active power fluctuations. The methodological framework is recommended as a basis for updating the regulatory documentation for determining the volumes and placement of active power reserves in the Unified Energy System (UPS) of Russia in the short-term planning of the electric power regime in terms of isolated PS.

*Keywords:* fluctuations, irregular fluctuations, random fluctuations, consumption, power system, methodology, algorithm, reserves