

Методические основы бенчмаркинга уникальных объектов электроэнергетических систем

Methodological foundations of benchmarking unique electric power facilities

Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Ашурова У.К.

Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики, e-mail: elmeht@rambler.ru

Farhadzadeh E.M., Muradaliyev A.Z., Ashurova U.K.

Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic, e-mail: elmeht@rambler.ru



Фархадзаде Э.М.



Мурадалиев А.З.

Резюме. Одной из основных проблем электроэнергетических систем является отсутствие нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт основного оборудования, срок службы которого превышает нормативное значение. Назовем их стартехами (СТ). Трудности сводятся к отсутствию методологий количественной оценки оперативной надежности и безопасности СТ с последующим их бенчмаркингом. Научоемкость, громоздкость и трудоемкость решения этой проблемы обуславливают необходимость разработки соответствующих автоматизированных систем. Рассмотрены некоторые особенности оценки интегрального показателя и бенчмаркинга уникальных объектов, аналоги которых по заданному сочетанию разновидностей значимых признаков отсутствуют. В рекомендуемых методах и алгоритмах использованы технико-экономические показатели энергоблоков ПГУ-400.

Abstract. One of the key problems faced by electric power systems is the lack of regulatory documents regarding the operation, maintenance, and repair of the main equipment whose service life is beyond the standard value. Let us call them "oldtech" (OT). The difficulties come down to the lack of a method for quantifying the operational dependability and safety of OTs with subsequent benchmarking. The research-intensive, cumbersome, and time-consuming solution to this problem requires the development of appropriate automated systems. The authors examined certain features of the process for evaluating the integrated measure and benchmarking of unique facilities that do not compare to any others in terms of a specified combination of types of significant features. The recommended methods and algorithms use the technical and economic indicators of PGU-400 power units.

Ключевые слова: бенчмаркинг, уникальный объект, оперативная эффективность, интегральный показатель, техническое состояние.

Keywords: benchmarking, unique facility, operational efficiency, integrated measure, technical condition.

Для цитирования: Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Ашурова У.К. Методические основы бенчмаркинга уникальных объектов электроэнергетических систем // Надежность. 2025. №2. С. 12-18. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2025-25-2-12-18>

For citation: Farhadzadeh E.M., Muradaliyev A.Z., Ashurova U.K. Methodological foundations of benchmarking unique electric power facilities. Dependability 2025;2:12-18. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2025-25-2-12-18>

Поступила: 26.05.2024 / **После доработки:** 10.10.2024 / **К печати:** 09.06.2025

Received on: 26.05.2024 / **Revised on:** 10.10.2024 / **For printing:** 09.06.2025

1. Актуальность проблемы

Одной из основных проблем электроэнергетических систем (ЭЭС) является повышение оперативной эффективности работы (ОЭР) основного оборудования, устройств и установок (объектов), срок службы которых приблизительно равен или превышает расчетный (номинальный, парковый). Назовем их «старой техникой» (СТ). Эта проблема не новая [1–3]. Хорошо известны недопустимые последствия системных аварий, причиной которых является СТ. Гибель и травмирование персонала

ЭЭС, нарушение экологии и большие материальные затраты часто объясняются изменением климата. Несмотря на то, что наблюдается систематическое увеличение во многих ЭЭС относительного числа СТ (в настоящее время эта величина превышает 60%), проблема остается нерешенной.

Рассмотрим некоторые особенности данной проблемы:

- эффективность работы объектов ЭЭС в современном понимании – это комплексное (интегральное) понятие,

включающее наряду с экономичностью работы надежность и безопасность обслуживания. Хотя эти свойства учитывались и ранее, однако количественно оценивалась лишь экономическая составляющая ОЭР;

- количественная оценка оперативной надежности работы и опасности обслуживания не проводилась. Согласно [4] «в пределах гарантированного срока изготовитель (поставщик) несет ответственность за скрытые, а в случаях, предусмотренных договором, и за явные дефекты»;

- при завершении гарантированного срока службы объекта отношение к характеристике ОЭР не изменяется, так как отсутствует соответствующая нормативная база технического обслуживания и ремонта СТ. Обычно показатели надежности рассчитывают на этапе проектирования объектов на основе априорной информации об отказах, дефектах и длительности восстановления поврежденных однотипных объектов. Теперь требуется оценить оперативную надежность работы в течение прошедшего месяца, недели, суток и даже смены. Если количественную оценку надежности работы можно оценить на стадии проектирования, то опасность обслуживания всегда, в том числе и при проектировании, оценивается только на качественном уровне;

- рассчитывать необходимо количественную оценку именно опасности обслуживания, а не безопасности, так как безопасность или есть, или ее нет. Изменяется лишь опасность;

- количественная оценка экономичности и надежности работы, как и опасности обслуживания, необходима для оперативного сравнения и ранжирования объектов ЭЭС. В экономике этот анализ принято называть бенчмаркингом, когда сопоставляются многочисленные свойства объектов и на основе этого сопоставления осуществляется повышение эффективности их работы. Число сопоставляемых показателей исчисляется десятками. Результаты ранжирования здесь во многом субъективны, а риск принятия ошибочного решения велик;

- сравнение и ранжирование ОЭР объектов ЭЭС существенно упрощается при переходе к интегральному показателю. Но снижение риска ошибочного решения достигается лишь в том случае, если интегральный показатель характеризует техническое состояние объекта;

- применение интегрального показателя Харрингтона [5] получило широкое распространение во многих отраслях материального производства и в сфере услуг, что свидетельствует об актуальности интегрального оценивания. Однако интегральный показатель Харрингтона вычисляется как среднее геометрическое вероятностей реализаций множества показателей и потому он лишен физического смысла. В работе [6] сказано: «Методика расчета становится черным ящиком, который выдает числа, лишённые физического смысла».

Одним из возможных путей частичного преодоления трудностей решения данной проблемы силами персонала ЭЭС являются рекомендации, предложенные в работе [3], суть которых сводится к организации при отраслевых научно-исследовательских институтах энергетики центров

по обеспечению ОЭР объектов ЭЭС. Центр осуществляет сбор и анализ статистических данных о техническом состоянии оборудования, отказах, ремонтах; выявление факторов, влияющих на ОЭР; разработку мероприятий по повышению ОЭР; организацию повышения квалификации персонала; проведение бенчмаркинга.

Практическая реализация этих рекомендаций, несомненно, имела бы положительные результаты. Но решить проблему с их помощью невозможно по двум причинам:

- 1) отсутствуют методы количественной оценки интегрального показателя ОЭР объектов;

- 2) отсутствуют критерии проверки гипотез о характере расхождения этих показателей.

2. Методические основы синтеза интегральных показателей ОЭР и бенчмаркинг СТ

Будем различать однотипные, сходные и уникальные объекты ЭЭС. К однотипным относятся объекты, характеризуемые одной и той же совокупностью разновидностей значимых признаков. Сходными будем считать объекты, характеризуемые одними и теми же выборками разновидностей значимых признаков из их совокупности. К уникальным относятся объекты, аналоги которых по заданным разновидностям признаков отсутствуют.

Примером однотипных объектов могут быть энергоблоки электростанций, их основное оборудование, устройства и установки; примером сходных объектов – выключатели распределительных устройств (линейные, шинные, блочные), а примером уникального объекта является единственный в ЭЭС паротурбинный энергоблок 500 МВт. Такая классификация объектов свидетельствует о том, что задачи бенчмаркинга, методы и алгоритмы их решения многочисленны. И эта особенность обуславливает одну из трудностей решения проблемы совершенствования управления ОЭР ЭЭС.

Однако у этих методов и алгоритмов есть следующие общие черты.

Обеспечение безошибочности информационной базы. Это одна из важнейших задач автоматизированной системы оперативного бенчмаркинга объектов. Информация о техническом состоянии объектов ЭЭС формируется по данным ежемесячных отчетов предприятий ЭЭС (например, форма 3-ТЕХ (энерго)), протоколов испытания и ремонтов, диспетчерских журналов. Естественно, эти данные существенно отличаются от перечня используемых в бенчмаркинге расчетных показателей, а преобразование исходных данных является одним из возможных источников ошибок. Рекомендуемые методы и алгоритмы обеспечения безошибочности исходных данных, как и безошибочности базы данных в целом, приведены в работе [7], а способы контроля безошибочности расчетных технико-экономических показателей (ТЭП) – в работе [8].

Требования к оценкам интегральных показателей. Наряду с безошибочностью исходных данных метод расчета должен обеспечивать объективность, физиче-

скую суть и доступность практического использования интегрального показателя. Одной из основных причин, искажающих оценку интегрального показателя по безошибочным исходным данным, является наличие взаимосвязанных ТЭП, т.е. некоторое конкретное свойство объекта может быть представлено несколькими взаимосвязанными показателями. При этом неоправданно увеличивается значимость (относительная величина, характеризующая техническое состояние) этого свойства, что приводит к искажению интегрального показателя и бенчмаркинга. Методы решения этой задачи разработаны для одномерных случайных величин и ряда ограничений, к которым относятся соответствие распределения случайных величин нормальному закону и немалое число реализаций.

Многомерный характер реализаций ТЭП отличает их от нормального закона распределения. Если для какого-либо ТЭП статистическая функция распределения и напоминает нормальный закон распределения, то на смежном временном интервале с большой вероятностью предположение о таком соответствии будет ошибочным. Даже при наличии однотипных объектов ЭЭС число ТЭП ограничено, а при классификации интегральных показателей составляет единицы. В работе [9] предлагается преодолевать эти трудности с помощью перехода от постоянных критических значений ТЭП к «локальным», вычисляемым имитационным моделированием возможных реализаций коэффициентов корреляции по фидуциальным распределениям ТЭП.

Обеспечение физической сути интегрального показателя. Очевидно, что рекомендации бенчмаркинга объектов ЭЭС должны быть объективны и, как правило, понятны специалисту. Несоответствие рекомендаций реальным возможностям не исключается, поскольку в этой сложной системе учесть все внешние факторы практически невозможно, например отсутствие резервных узлов, необходимых для ремонта объекта, в связи со случайной задержкой их поставки. Однако при надлежащей организации технического обслуживания и ремонта это может случаться, но не ежемесячно. Поскольку по сути необходимо сопоставить степень износа объектов, для СТ наиболее важными являются показатели, характеризующие их отдельные свойства.

Реально ТЭП изменяются от номинального до предельно допустимого значения. Предлагается этот интервал представить как интервал возможности объекта ЭЭС удовлетворять предъявляемым требованиям к техническому состоянию. В результате старения происходит уменьшение этих возможностей. Изменение может быть непрерывным или дискретным. Относительная часть использованных возможностей называется износом, а оставшаяся часть – остаточным ресурсом.

Величина износа изменяется в пределах $[0;1]$, а остаточный ресурс – в пределах $[1;0]$. Переход к относительным значениям ТЭП называется нормированием. Преимуществом нормирования является преодоление трудностей различия размерности и масштабов ТЭП, что

не допускает возможности их совместного рассмотрения. Как случайные величины оценки износа наиболее полно характеризуются статистическими параметрами. Методология преодоления трудностей совместного рассмотрения ТЭП приведена в [10].

Разновидности интегральных показателей оперативной эффективности работы. Переход от множества ТЭП к интегральным показателям упрощает бенчмаркинг, если можно ответить на следующие вопросы: как вычисляются интегральные показатели, как выбрать интегральные показатели из множества возможных и как сопоставлять эти показатели с учетом их случайного характера.

Известно, что число показателей, характеризующих средние значения реализаций ТЭП и их разброс, превышает 10. Если учесть комплексные показатели (подобные коэффициенту вариации), то общее их число может превышать число ТЭП. Следовательно, при отказе от сравнения совокупности возможных реализаций ТЭП и переходе к интегральным показателям возникает проблема выбора из совокупности возможных типов интегральных показателей, решаемая посредством анализа возможности практического использования и взаимосвязи интегральных показателей. Результаты проведенного анализа позволили установить, что техническое состояние объекта может быть представлено двумя интегральными показателями, которые характеризуют среднюю величину износа и степень разрегулировки технического состояния объекта, а также наиболее независимы. Это среднее арифметическое нормированных значений расчетных ТЭП и их коэффициент вариации.

Поскольку рекомендуемая методология бенчмаркинга основана на сравнении и ранжировании случайных величин износа, выводы и рекомендации по повышению ОЭР объектов не могут не учитывать эту особенность. Можно сравнивать по износу как однотипные объекты, например однотипные энергоблоки электростанций, так и совершенно различные, например паровые и гидравлические турбины. В обоих случаях сравнение связано с оценкой целесообразности классификации и вполне доступно, поскольку сопоставляются величины среднего износа. Трудности решения этой задачи связаны с многомерным характером показателей и большим риском ошибочного решения при применении математического алгоритма проверки гипотез о характере расхождения статистических параметров. Этот риск обусловлен недопустимостью применения к многомерным величинам критериев, предполагающих сравнение статистических параметров одномерных случайных величин. Преодоление этих трудностей достигается сопоставлением двух фидуциальных распределений, первое из которых отражает распределение совокупности нормированных реализаций ТЭП, а второе – выборки реализаций ТЭП по заданному сочетанию разновидностей признаков. При этом предлагается считать, что если статистические функции распределения различаются случайно, то случайно различаются и их параметры распределений.

Наукоемкость, громоздкость и трудоемкость, большой риск ошибочного решения при ручном счете обуславливают необходимость перехода к автоматизированным системам синтеза интегральных ОЭР и бенчмаркинга эксплуатационных задач технического обслуживания и ремонта. Следует заметить, что перечисленные трудности и способы их преодоления относятся к категории явных. «Неявные» трудности проявляются при внедрении автоматизированной системы и обусловлены многочисленными внешними факторами, специфичными для каждой ЭЭС.

Рассмотрим особенности методологии анализа безошибочности ТЭП, оценки интегрального показателя ОЭР (синтеза ТЭП), бенчмаркинга системы технического обслуживания и ремонта, а также учет случайного характера интегральных показателей на примере ряда ТЭП парогазовой установки ПГУ-400.

3. Особенности методологии анализа, синтеза и сравнения ТЭП ПГУ-400.

В табл. 1 приведены некоторые среднемесячные показатели ТЭП, характеризующие ОЭР ПГУ-400 в анализируемом месяце t_j и предшествовавшем ему t_{j-1} . Как следует из табл. 1, отчетные показатели не всегда удобны для сравнения ОЭР ПГУ, например, не отвечают на вопрос о причинах резкого снижения суммарной выработки электроэнергии (ЭЭ)

или резкого снижения расхода ЭЭ в системе собственных нужд (СН). Показатели расхода природного газа B_p , расход условного топлива B_t и удельный расход условного топлива b_t достаточно полно характеризуют экономическую эффективность, но не учитывают, что $b_t \cdot \eta_6 = \text{const}$, т.е. ТЭП КПД (брутто) η_6 столь же объективно характеризует экономическую эффективность ПГУ, как и ТЭП b_t .

Для того, чтобы учесть это несоответствие, предлагается несколько видоизменить перечень анализируемых ТЭП, а именно:

- 1) ТЭП \mathcal{E}_Σ и $\mathcal{E}_\text{ш}$ заменить на ТЭП коэффициент использования номинальной производительности $K_n = \mathcal{E}_\Sigma / P_n \cdot t_j$;
- 2) ТЭП $\mathcal{E}_\text{СН}$ представить в относительных единицах (%): $\varepsilon \mathcal{E}_\text{СН} = 100 \mathcal{E}_\text{СН} / \mathcal{E}_\Sigma$;
- 3) вместо ТЭП $P_\text{ср}$ ввести ТЭП коэффициент использования установленной мощности $K_p = 100 P_\text{ср} / P_n$;
- 4) ввести ТЭП коэффициент технического использования $K_t = 100 \mathcal{E}_\Sigma / P_\text{ср} \cdot t_j$.

Показатели K_n , $\varepsilon \mathcal{E}_\text{СН}$, K_p и K_t условимся называть расчетными.

Результаты автоматизированного преобразования отчетных ТЭП ПГУ-400 в расчетные ТЭП приведены в табл. 2. Нетрудно заметить, что преобразование ТЭП сводится к вводу показателей K_n , K_p и K_t , хорошо известных в теории надежности. Более того, поскольку $K_n = K_p \cdot K_t$, это соотношение может быть использовано для контроля безошибочности их расчета.

Табл. 1. Реализации среднемесячных ТЭП ПГУ-400

№	ТЭП	Условное обозначение	Единицы измерения	ОЭР для месяцев	
				t_j	t_{j-1}
1	Выработка ЭЭ (всего)	\mathcal{E}_Σ	кВтч·10 ³	241322,8	89617,9
2	Отпуск ЭЭ с шин	$\mathcal{E}_\text{ш}$	кВтч·10 ³	235541,2	86858,1
3	Расход ЭЭ в системе СН	$\mathcal{E}_\text{СН}$	кВтч·10 ³	5781,6	2759,8
4	Расход природного газа	B_p	т·м ³	45310,9	17077,5
5	Расход условного топлива	B_t	т.у.т	51783,8	19517,1
6	Удельный расход условного топлива	b_t	г/кВтч	219,85	224,7
7	Средняя мощность	$P_\text{ср}$	мВт	342,7	322,7
8	КПД брутто	η_6	%	55,9	51,68
9	Температура питательной воды	T_n	°С	150,5	151,8
10	Температура уходящих газов	$T_{y,г}$	°С	113,2	113,4
11	Вакуум	K_v	%	95,8	95,7

Табл. 2. Реализации рекомендуемых среднемесячных ТЭП ПГУ-400 по месяцам

№	ТЭП	Условное обозначение	Единицы измерения	t_j	t_{j-1}
1	Коэффициент использования номинальной производительности.	K_n	о.е.	0,84	0,30
2	Расход ЭЭ в системе СН	$\varepsilon \mathcal{E}_\text{СН}$	%	2,39	3,08
3	Коэффициент использования установленной мощности	K_p	о.е.	0,86	0,81
4	Коэффициент технического использования	K_t	о.е.	0,98	0,37
5	КПД брутто	η_6	%	55,9	54,7
6	Температура питательной воды	T_n	°С	150,5	151,8
7	Температура уходящих газов	$T_{y,г}$	°С	113,2	113,4
8	Вакуум	K_v	%	95,8	95,7

Табл. 3. Интервал изменения реализаций ТЭП ПГУ-400

№	ТЭП		Интервал изменения реализации ТЭП по годам				За четыре года
	Условное обозначение	Единицы измерения	1	2	3	4	
1	K_n	о.е.	$\frac{0,232}{0,699}$	$\frac{0,179}{0,747}$	$\frac{0,450}{0,787}$	$\frac{0,210}{0,875}$	$\frac{0,179}{0,875}$
2	$\varepsilon\mathcal{E}_{CH}$	%	$\frac{2,60}{3,23}$	$\frac{2,40}{3,15}$	$\frac{2,31}{3,71}$	$\frac{2,32}{4,68}$	$\frac{2,31}{4,68}$
3	K_p	о.е.	$\frac{0,58}{0,73}$	$\frac{0,59}{0,78}$	$\frac{0,48}{0,79}$	$\frac{0,39}{0,88}$	$\frac{0,39}{0,88}$
4	K_t	о.е.	$\frac{0,37}{1,0}$	$\frac{0,27}{1,0}$	$\frac{0,60}{1,0}$	$\frac{0,37}{1,0}$	$\frac{0,27}{1,0}$
5	η_6	%	$\frac{50,8}{54,3}$	$\frac{50,0}{54,6}$	$\frac{47,0}{54,3}$	$\frac{42,7}{56,8}$	$\frac{47,0}{56,8}$
6	T_n	°C	$\frac{152,0}{155,1}$	$\frac{153,2}{158,4}$	$\frac{156,2}{158,9}$	$\frac{149,7}{158,2}$	$\frac{149,7}{158,9}$
7	$T_{y,r}$	°C	$\frac{113,3}{119,7}$	$\frac{112,9}{121,7}$	$\frac{112,5}{123,2}$	$\frac{113,1}{124,8}$	$\frac{112,5}{124,8}$
8	K_v	%	$\frac{87,5}{96,8}$	$\frac{87,3}{96,4}$	$\frac{85,7}{93,5}$	$\frac{85,7}{96,3}$	$\frac{85,7}{96,8}$

Примечание: над чертой – минимальные значения, под чертой – максимальные

Очередным этапом анализа (при вводе автоматизированной системы в работу) является определение интервала изменения возможных реализаций ТЭП. Для уникальных объектов эти интервалы устанавливаются и корректируются по среднемесячным реализациям ТЭП за несколько лет наблюдения. При этом необходимо учесть, что продолжительность интервала со временем возрастает (при неизменном числе реализаций) от исходного до предельно допустимого значения, так как реализации ТЭП изменяются от номинального до предельно допустимого значения.

В табл. 3 приведены результаты расчетов ТЭП за каждые четыре последних года и расчетный показатель за четыре года. При анализе этих данных следует учитывать направленность изменения ТЭП. Под направленностью изменения будем понимать направление изменения ТЭП при увеличении срока службы и износа объекта. Например, с увеличением износа ПГУ ТЭС величина K_n уменьшается, а величина $\varepsilon\mathcal{E}_{CH}$ возрастает.

Граничные значения интервалов изменения ТЭП являются не только основой интервального метода контроля безошибочности ТЭП, но и необходимым условием перехода от фактических значений ТЭП к нормированным значениям. Для произвольного ТЭП ($\Pi_i, i=1, m_p$) нормативные значения обозначим $Iz(\Pi_i)$. Способов нормирования ТЭП объектов ЭЭ немало. В работе [9] предлагается проводить нормирование, в результате которого нормированная оценка ТЭП будет отражать техническое состояние ПГУ, т.е. величину износа Iz .

Рассмотрим последовательность расчетов нормированных значений ТЭП для коэффициента использования номинальной производительности K_n , который с увеличением срока службы ПГУ уменьшается. В соответствии с табл. 2 в j -м месяце $K_n(t_j) = 0,84$. По данным табл. 3 определяем интервал возможных реализаций: $\Delta K_n = (K_{n,max} - K_{n,min}) = 0,696$. Нормированное значение K_n вычисляется по формуле

$$Iz[K_n(t_j)] = [K_{n,max} - K_{n,min}(t_j)]/\Delta K_n = 0,05.$$

Таким образом, величина износа не превышает 5%.

Теперь рассмотрим последовательность расчета нормированного значения ТЭП $\varepsilon\mathcal{E}_{CH}$, который с увеличением срока службы ПГУ возрастает. В соответствии с табл. 2 $\varepsilon\mathcal{E}_{CH}$ в j -м месяце составляет $\varepsilon\mathcal{E}_{CH}(t_j) = 2,39\%$. По данным табл. 3 определяем интервал возможных реализаций: $\Delta(\varepsilon\mathcal{E}_{CH}) = 2,37\%$. Нормированное значение $\varepsilon\mathcal{E}_{CH}$ вычисляем по формуле

$$Iz[\varepsilon\mathcal{E}_{CH}(t_j)] = [\varepsilon\mathcal{E}_{CH,max} - \varepsilon\mathcal{E}_{CH,min}(t_j)]/\Delta(\varepsilon\mathcal{E}_{CH}) = 0,034.$$

Результаты аналогичных расчетов приведены в табл. 4, где также приведены интегральные показатели $M^*(Iz)$ и $K_v^*(Iz)$, характеризующие техническое состояние ПГУ-400 за j -й и $(j-1)$ -й месяцы по данным табл. 2 и 3.

Табл. 4. Результаты расчета нормированных значений ТЭП для двух месяцев

№	ТЭП	t_j	t_{j-1}
1	$Iz(K_n)$	0,050	0,826
2	$Iz(\varepsilon\mathcal{E}_{CH})$	0,034	0,629
3	$Iz(K_p)$	0,036	0,127
4	$Iz(K_t)$	0,027	0,863
5	$Iz(\eta_6)$	0,092	0,214
6	$Iz(T_n)$	0,087	0,228
7	$Iz(T_{y,r})$	0,057	0,073
8	$Iz(V)$	0,090	0,099
$M^*(Iz)$		0,079	0,313
$K_v^*(Iz)$		0,42	1,093

Сравнение количественных оценок ТЭП ПГУ-400 в j -м и предшествовавшем ему $(j-1)$ -м месяце позволяет сделать следующее заключение:

- шесть ТЭП – $K_n, \varepsilon\mathcal{E}_{CH}, K_p, K_t, \eta_6, T_p$ – в результате среднего ремонта ПГУ-400 в $(j-1)$ -м месяце существенно улучшили свои количественные оценки в j -м месяце;

- два ТЭП – $T_{yг}$ и K_v – практически не изменились.

Интегральные ТЭП $M^*(Iz)$ и $K_v^*(Iz)$ также свидетельствуют о существенном улучшении технического состояния ПГУ-400 после ремонта.

Поскольку учтены не все ТЭП, а ПГУ-400 не представлено совокупностью основного оборудования, устройств, установок и их узлов, кажущаяся простота синтеза и бенчмаркинга ТЭП ПГУ-400 обманчива. Есть не всегда учитываемая при расчетах особенность. Поскольку нормированные значения ТЭП, как и фактические их значения, являются случайными величинами, а число реализаций ТЭП по заданным разновидностям признаков может оказаться достаточно малым, наблюдаемое расхождение интегральных показателей может быть случайным, а риск принятия ошибочного решения – велик.

В качестве примера решения этой задачи можно рассмотреть характер расхождения интегральных показателей в j -м и $(j-1)$ -м месяцах. Однако, учитывая, что бенчмаркинг многомерен (множество вариантов сравнения), сравнение в рамках теории проверки статистических гипотез одномерных случайных величин связано с большим риском ошибочного решения, оценка критических значений интегральных показателей на основе имитационного моделирования специфична, сравнение случайных реализаций интегральных показателей в виду большой трудоемкости, громоздкости и наукоемкости должно осуществляться автоматически.

Выводы

1. Если замена СТ современными объектами в настоящее время невозможна, а средств на полную ее модернизацию недостаточно (и в то же время возникновение системных аварий, обусловленных СТ, недопустимо), целесообразно проведение частичной модернизации, устраняющей выявленные дефекты, с обязательным оперативным контролем технического состояния СТ и уточнением предельно допустимых значений нагрузки.

2. Центры обеспечения оперативной эффективности работы при отраслевых научно-исследовательских институтах энергетики осуществляют сбор и формализацию данных о техническом состоянии СТ, автоматизированный анализ и синтез этих данных, бенчмаркинг, подготовку оперативных рекомендаций по повышению эффективности работы, разработку соответствующих методических указаний, повышение квалификации персонала СТ в режиме on-line.

3. Разработка автоматизированных систем контроля технического состояния СТ с учетом специфических внешних факторов и повышение объективности рекомендаций по эффективности его работы требует согласования формы выходных документов с руководством.

4. Некоторые особенности формализации данных о техническом состоянии СТ, обеспечение безошибочности исходных данных, выполнение нормирования ТЭП, оценка интегральных показателей и некоторые результаты бенчмаркинга свидетельствуют о возможности объектив-

ной оценки оперативной эффективности СТ и снижении риска возникновения недопустимых последствий.

Библиографический список

1. Дьяков А.Ф., Исамухаммедов Я.Ш., Молодюк Б.Д. Проблемы и пути повышения надежности ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып.64. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Отв. ред. Н.И. Воропай. ИСЭМ СО РАН, М.: 2014. С. 8-16.
2. Аминов Р.З., Шкрет А.Ф., Гариевский М.В. Расчет эквивалентной выработки ресурса энергоблоков ТЭС // Электрические станции. 2014. № 8. С. 16-18.
3. Резинский В.Ф. Еще раз о резерве энергооборудования // Надежность и безопасность энергетики. 2009. № 4. С. 9-13.
4. СТО 70238424.27.040.007-2009. Паротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. М.: ОРГРЭС, 2010. 165 с.
5. Зазнобина Н.И. Оценка экологической обстановки в крупном промышленном центре с помощью обобщенной функции желательности Харрингтона // Вестник Нижегородского университета. 2007. № 2. С. 115-118.
6. Лосева П. Против часовой стрелки. Что такое старение и как с ним бороться. М.: «Альпина нон-фикшн», 2020. 500 с.
7. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З. и др. Система управления безопасностью и безошибочностью базы данных // Энергетик, 2008. № 3. С. 33-35.
8. Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З. Оценка качества восстановления износа энергоблоков ТЭС // Энергетика. 2016. № 1. С. 14-24.
9. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З. и др. Оценка взаимосвязи технико-экономических показателей объектов ЭЭС // Электрон. моделирование. 2017. № 6. С. 93-106.
10. Фархадзаде Э.М., Фарзалиев Ю.З., Мурадалиев А.З. Метод и алгоритм ранжирования котельных установок блочных электростанций по критерию надежности и экономичности работы // Теплоэнергетика. 2015. № 10. С. 22-29.

References

1. Diakov A.F., Isamukhammedov Ya.Sh., Molodyuk B.D. [Problems and ways to improve the dependability of Russia's UES]. In: Voropay N.I., editor. [Methods of researching the dependability of large power systems. Issue 64. Dependability of power systems: achievements, problems, prospects]. ESI SB RAS; Moscow: 2014. Pp. 8-16. (in Russ.)
2. Aminov R.Z., Shkret A.F., Garievsky M.V. Calculation of service life equivalent of thermal power plant units. *Electrical stations* 2014;8:16-18. (in Russ.)
3. Rezinsky V.F. [Once again on the redundancy of power equipment]. *Safety and Reliability of Power Industry* 2009;4:9-13. (in Russ.)

4. [STO 70238424.27.040.007-2009. Steam turbine installations. Organisation of operation and maintenance. Norms and requirements]. Moscow: ORGRES; 2010. (in Russ.)

5. Zaznobina N.I. Assessing environmental situation in a large industrial center from anthropogenic load intensity by means of the generalized desirability function (Case study: Nizhni Novgorod). *Vestnik Nizhegorodskogo universiteta* 2007;2:115-118. (in Russ.)

6. Loseva P. [Counterclockwise. What is aging and how to deal with it]. Moscow: Alpina non-fiction; 2020. (in Russ.)

7. Farhadzadeh E.M., Muradaliyev A.Z., Farzaliyev Yu.Z. et al. [A system for managing the safety and faultlessness of a database]. *Energetik* 2008;3:33-35. (in Russ.)

8. Farhadzadeh E.M., Muradaliyev A.Z., Farzaliyev Yu.Z. Quality evaluation of the TPP power generating units wear reconditioning. *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations* 2016;59(1):14-24. (in Russ.)

9. Farhadzadeh E.M., Muradaliyev A.Z., Farzaliyev Y.Z. et al. Assessment of interrelation of technical and economic indicators of EES objects. *Electronic Modeling* 2017;6:93-106. (in Russ.)

10. Farhadzadeh E.M., Farzaliyev Yu.Z., Muradaliyev A.Z. [Method and algorithm of ranking boiler plants of block-unit power stations in terms of their dependability and cost effectiveness of operation]. *Teploenergetika* 2015;10:22-29. (in Russ.)

Сведения об авторах

Фархадзаде Эльмар Мехтиевич, д.т.н., профессор. В 1961 году окончил энергетический факультет Азербайджанского института нефти и химии (АЗИНЕФТЕХИМ) г. Баку. В 1982 году защитил докторскую диссертацию по теме «Точность и достоверность характеристик надежности электроустановок» в Новосибирском электротехническом институте (НЭТИ). Главный научный сотрудник АзНИПИИ Энергетики г. Баку. Область научных исследований – надежность и эффективность электроэнергетических систем.

E-mail: elmeht@rambler.ru. Адрес: AZ1012, г. Баку, пр. Г. Зардаби, 94.

Мурадалиев Айдын Зураб оглу, д.т.н., доцент. В 1982 году окончил энергетический факультет Азербайджанского института нефти и химии (АЗИНЕФТЕХИМ) г. Баку. В 2013 году защитил докторскую диссертацию по теме «Разработка методов и алгоритмов расчета показателей индивидуальной надежности оборудования и устройств ЭЭС». Ведущий научный сотрудник отдела «Надежность оборудования энергосистемы» АзНИПИИ Энергетики г. Баку. Область научных исследований – количественная оценка индивидуальной надежности оборудования и устройств электроэнергетических систем.

E-mail: aydin_murad@yahoo.com. Адрес: AZ1012, г. Баку, пр. Г. Зардаби, 94.

Ашурова Ульвия Комиссар кызы, аспирантка Азербайджанского научно-исследовательского и проектно-изыскательского института энергетики (г. Баку). В 1998 г. окончила Азербайджанскую государственную нефтяную академию. Область научных исследований – количественная оценка индивидуальной надежности оборудования и устройств электроэнергетических систем.

About the authors

Elmar M. Farhadzadeh, Doctor of Engineering, Professor. In 1961, he graduated from the Energy Faculty of the Azerbaijan Institute of Oil and Chemistry (AzINEFTEKHIM) in Baku. In 1982, he defended his doctoral dissertation on the ‘Accuracy and reliability characteristics of electrical installations’ in the Novosibirsk Electrotechnical Institute (NETI). Chief scientific officer of AzNIPPI Energetics in Baku. His field of research is dependability and efficiency of electrical power systems.

E-mail: elmeht@rambler.ru. Address: 94 G. Zardabi Ave., AZ1012, Baku.

Aydin Z. Muradaliyev, Doctor of Engineering, Associate Professor. In 1982, he graduated from the Energy Faculty of the Azerbaijan Institute of Oil and Chemistry (AzINEFTEKHIM) in Baku. In 2013, he defended his doctoral thesis titled ‘Development of methods and algorithms for calculating the indicators of individual reliability of equipment and devices of EES’. Lead researcher, Reliability of Power System Equipment, AzNIPPI Energetics, Baku. His field of research is quantitative estimation of individual dependability of equipment and devices of electrical power systems.

E-mail: aydin_murad@yahoo.com. Address: 94 G. Zardabi Ave., AZ1012, Baku.

Ulviya K. Ashurova, Postgraduate Student, Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Institute of Energetic (Baku). In 1998, she graduated from the Azerbaijan State Oil and Industrial University. Her field of research is quantitative estimation of individual dependability of equipment and devices of electrical power systems.

Вклад авторов в статью

Фархадзаде Э.М. – обоснование актуальности исследования, Постановка цели решаемой задачи и разработка методики исследования.

Мурадалиев А.З. – Анализ источников информации, Разработка алгоритмов и программного обеспечения решаемой задачи. Обсуждение промежуточных результатов. Подготовка материалов к публикации.

Ашурова У.К. – Анализ источников информации. Проведение расчетов и обсуждение промежуточных результатов. Оформление целостности статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.