

Торайғыров университетінің хабаршысы
ҒЫЛЫМИ ЖУРНАЛЫ

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
Вестник Торайғыров университета

Торайғыров университетінің ХАБАРШЫСЫ

Энергетикалық сериясы
1997 жылдан бастап шығады



ВЕСТНИК Торайғыров университета

Энергетическая серия
Издается с 1997 года

ISSN 2710-3420

№3 (2026)

ПАВЛОДАР

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
Вестник Торайгыров университета

Энергетическая серия
выходит 4 раза в год

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о постановке на переучет периодического печатного издания,
информационного агентства и сетевого издания

№ 14310-Ж

выдано

Министерство информации и общественного развития
Республики Казахстан

Тематическая направленность

публикация материалов в области электроэнергетики,
электротехнологии, автоматизации, автоматизированных и
информационных систем, электромеханики и теплоэнергетики

Подписной индекс – 76136

<https://doi.org/10.48081/BTOUEn3.2026/2710-3420>

Бас редакторы – главный редактор

Талипов О. М.

доктор PhD, ассоц. профессор (доцент)

Заместитель главного редактора

Калтаев А.Г., *доктор PhD*

Ответственный секретарь

Сағындық Ә.Б., *доктор PhD*

Редакция алқасы – Редакционная коллегия

Клецель М. Я.,

д.т.н., профессор

Никифоров А. С.,

д.т.н., профессор

Новожилов А. Н.,

д.т.н., профессор

Алиферов А. И.,

д.т.н., профессор (Российская Федерация)

Кошеков К. Т.,

д.т.н., профессор

Приходько Е. В.,

к.т.н., профессор

Кислов А. П.,

к.т.н., доцент

Нефтисов А. В.,

доктор PhD

Шеръязов С. К.

т.ғ.д., профессор (Российская Федерация)

Искакова З. С.

технический редактор

За достоверность материалов и рекламы ответственность несут авторы и рекламодатели

Редакция оставляет за собой право на отклонение материалов

При использовании материалов журнала ссылка на «Вестник Торайгыров университета» обязательна

© Торайгыров университет

***А. М. Акаев¹, С. И. Миргородский², Е. К. Толеубеков³**

^{1,2,3}Восточно-Казахстанский технический

университет имени Д. Серикбаева,

Республика Казахстан, г. Усть-Каменогорск.

¹ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9390-5703>

²ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-5106-3574>

³ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-4024-1151>

*e-mail: aybek.akaev.vko_81@mail.ru

МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН ДО ПГУ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

В статье представлен комплексный анализ текущего состояния и перспектив развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан. В ходе исследования была изучена структура генерации и потребления электроэнергии в разрезе трех ключевых энергетических зон страны: Северной, Южной и Западной. Авторами установлено, что в 2021 году выработка электроэнергии составила 114 447,9 млрд кВт·ч, однако существенный рост потребления, особенно в Западной (на 7 %) и Южной (на 9 %) зонах, привел к возникновению острого дефицита маневренных мощностей. Впервые за длительный период Казахстан стал нетто-импортером электроэнергии, что подчеркивает критическую необходимость модернизации существующих генерирующих активов. В качестве основного технологического драйвера для решения проблемы дефицита предлагается внедрение парогазовых установок (ПГУ) на базе действующих газотурбинных станций по схеме надстройки (topping). В работе детально обоснованы технические, экономические и экологические преимущества технологии ПГУ. Показано, что переход на комбинированный цикл позволяет повысить электрический коэффициент полезного действия (КПД) станций с текущих 33–45 % до 58–60 %, одновременно значительно снижая удельные выбросы парниковых газов и потребление воды на единицу выработки. Предложенный подход позволяет сократить сроки ввода новых мощностей до 9–12 месяцев, что является стратегически важным

фактором для стабилизации энергосистемы страны в условиях растущего промышленного спроса.

Ключевые слова: электроэнергетика Казахстана, парогазовая установка, ПГУ, генерация электроэнергии, дефицит мощности, энергоэффективность, комбинированный цикл, модернизация ТЭС.

Введение

Промышленность любого государства – это симбиоз отраслей материального производства, которая невозможна без участия электроэнергии. Их функции заключаются в добыче сырья, изготовлении машин, различных товаров, производстве и переработке материалов а также оказании услуг населению.

В промышленности Казахстана главное влияние на экономику оказывают такие отрасли: цветная металлургия; чёрная металлургия; химическая и нефтехимическая индустрия; машиностроение; промышленность строительных материалов; транспорт.

Среди отраслей промышленности Казахстана цветная металлургия выделяется особым масштабом энергопотребления и занимает одну из ключевых позиций в структуре национального производства.

На территории страны выпускается широкий ассортимент товарной продукции: в совокупности освоено производство 25 видов цветных, редких, рассеянных и благородных металлов.

Медные руды. Верифицированные запасы медных руд в Казахстане достигают 37 млн. т., что составляет 5,5 % мирового объёма, обеспечивая республике 4-ю строчку в мировом рейтинге – после Чили, Индонезии и США. На территории страны разведано свыше 90 медных месторождений. По итогам 2020 года ТОО «Казцинк» обеспечило выпуск 60,7 тыс. тонн меди в товарных формах продукции.

Цинковые руды. Запасы цинка, подтверждённые геологоразведкой, составляют 25,7 млн. т. (9,5 % мировых резервов); по данному показателю Казахстан располагается на 4-м месте в мире, уступая Австралии, США и России. Минерально-сырьевая база цинка сформирована более чем в 50 месторождениях, где доминирующим типом руд выступают полиметаллические. ТОО «Казцинк» концентрирует около 87 % отечественного производства металлического цинка (2020 г.), что в абсолютном выражении соответствует 298,2 тыс. тонн.

Свинцовые руды. Разведанные запасы свинца оцениваются в 11,7 млн. т. (10,1 % мировых запасов); по этому параметру республика занимает 6-ю позицию в глобальном рейтинге, располагаясь после России,

Австралии, Канады, США и Китая. Сырьевая база свинца охватывает более 50 месторождений, из которых активная добыча ведётся на 15. Суммарный объём свинца в концентрате, получаемом на казахстанских предприятиях, заметно уступает аналогичным показателям по меди и цинку – в диапазоне 25–50 тыс. т. Лидирующее положение в выпуске свинцового концентрата удерживает компания «Казцинк», на долю которой в 2020 году пришлось свыше 58 % производства, что соответствует 125 тыс. тонн.

Материалы и методы

Выработка электроэнергии в 2021 году по Казахстану составила 114447,9 млрд кВт·ч [1], в том числе:

- тепловыми электростанциями 91164,2 млн.кВт·ч;
- гидроэлектростанциями 9184,9 млн.кВт·ч;
- газотурбинными электростанциями 10701,8 млн.кВт·ч;
- ветряными электростанциями 1758 млн.кВт·ч;
- солнечными электростанциями 1636,5 млн.кВт·ч;
- биогазовые установки 2,5 млн.кВт·ч.

На рисунке 1 изображен сводная диаграмма выработки электроэнергии

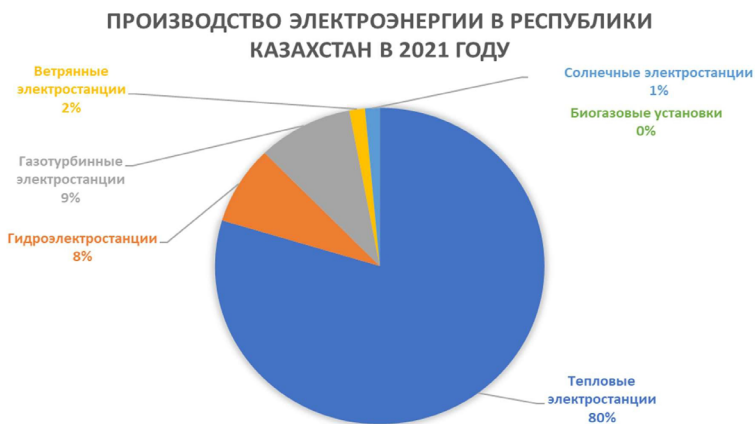


Рисунок-1 – Диаграмма производство электроэнергии
в РК в 2021 году

В целом по 2021 году совокупный объём выработки электроэнергии относительно 2020 года вырос на 4751,9 млн.кВт·ч, что соответствует приросту в 5,7 %.

Потребление электроэнергии. По итогам 2021 года объём потребления электроэнергии в Казахстане увеличился на 6545,48 млн.кВт.ч (6 %) относительно предшествующего года и достиг отметки 113890,28 млн.кВт.ч [1]. Зональная динамика складывалась следующим образом: в Западной зоне прирост составил 1013,04 млн.кВт.ч (7 %), в Южной – 2200 млн.кВт.ч (9 %), в Северной – 3331,7 млн.кВт.ч, или 5 % к уровню предыдущего года.

К числу факторов, обусловивших рост потребления по сравнению с 2020 годом, относятся следующие. Первый – наращивание производства в энергоёмких секторах: добыча металлических руд в 2021 году выросла на 4,2 % (в том числе выпуск железорудных окатышей – на 20 %), чёрная металлургия прибавила 2,1 %, нефтепереработка – 6,7 %, химическая промышленность – 8,3 %, машиностроение – 20,4 %, водоснабжение – 9,5 %. Крупные промышленные предприятия традиционно поглощают до 40 % всей генерируемой в стране электроэнергии, однако их производственный подъём лишь воспроизвёл стандартную траекторию спроса: в период 2010–2020 годов среднегодовой прирост генерации составлял 2,9 %. Второй фактор – расширение мощностей криптовалютного майнинга. По оценкам KEGOC, в октябре 2021 года майнеры потребляли до 1000 МВт при располагаемой мощности энергосистемы на уровне 19000 МВт, причём около 40 % их потребления приходилось на так называемых «серых» майнеров, подключившихся к сети под видом промышленных предприятий или домохозяйств. Пиковый спрос пришёлся на период, когда электростанции, работавшие на предельных режимах и урезавшие капитальные вложения после многолетней заморозки тарифов, начали поочерёдно выводить оборудование в аварийные остановки. По данным KEGOC (октябрь 2021 года), суммарная продолжительность аварийных отключений генерации с начала года выросла на 25 % относительно 2020-го; при этом длительность аварийных остановов турбоагрегатов увеличилась вдвое, газовых турбин – на 43 %, блочного оборудования – на 18 %. Возникший дефицит не позволял выводить мощности на плановые ремонты, что дополнительно провоцировало аварийные остановки. Впервые за длительный период Казахстан перешёл в категорию нетто-импортёра электроэнергии: импорт составил 2,1 млрд кВт.ч при экспорте в 1,9 млрд кВт.ч [2]. На фоне роста цен на сырьё и материалы и высокой потребительской инфляции с 1 апреля 2021 года Минэнерго повторно скорректировало предельные тарифы на электроэнергию, подняв их в среднем на 15 %, тогда как сами электростанции добивались повышения на 36 % [3]. Тарифная корректировка, однако, не трансформировалась в рост капитальных вложений: инвестиции в энергетическом секторе продолжили снижение – после падения на 20,5 %

в 2020 году в 2021-м они сократились ещё на 4,9 %. Энергетические компании фиксировали отток высококвалифицированных кадров вследствие низкого уровня оплаты труда. По итогам 2021 года реальная заработная плата в энергетическом секторе (включая теплоэнергетику и газораспределение) увеличилась на 8,8 % против среднего по экономике показателя в 8,7 %.

Стоимость электрической энергии

Стоимость электрической энергии у производителей в настоящее время определяется регулируемыми государством предельными тарифами, определенными Постановлением Правительства РК от 30 июня 2022 года № 226 [3]. В соответствии с данным Постановлением все энергопроизводящие компании разделены на группы с одинаковым уровнем предельных цен. Предельная стоимость электроэнергии и группы компаний указаны в таблицах 1, 2.

Таблица-1 – Предельные тарифы групп ЭПО.

Группа энергопроизводящих организаций, реализующих ЭЭ	Предельные тарифы на электрическую энергию по годам, тенге/кВт·ч						
	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1-группа	5,76	5,80	5,90	5,90	5,90	5,90	5,90
2-группа	4,50	5,55	5,59	6,17	6,17	6,17	6,17
3-группа	7,73	9,13	8,59	8,59	8,59	8,59	8,59
4-группа	5,83	7,50	7,91	8,78	8,78	8,78	8,78
5-группа	8,10	9,10	10,45	11,32	11,32	11,32	11,32
6-группа	6,70	7,91	8,78	9,86	9,86	9,86	9,86
7-группа	6,44	7,72	8,48	9,45	9,45	9,45	9,45
8-группа	6,70	8,38	9,44	10,90	10,90	10,90	10,90
9-группа	5,06	6,17	6,70	7,19	7,19	7,19	7,19
10-группа	6,60	8,29	9,49	10,67	10,67	10,67	10,67
11-группа	7,00	7,00	6,77	6,77	6,77	6,77	6,77
12-группа	4,03	4,80	4,93	5,39	5,39	5,39	5,39
13-группа	8,42	10,39	12,02	13,52	13,52	13,52	13,52
14-группа	7,80	10,10	12,68	13,93	13,93	13,93	13,93
15-группа	8,20	9,50	10,70	11,41	11,41	11,41	11,41
16-группа	7,57	8,86	10,53	10,53	10,53	10,53	10,53

17-группа	10,20	11,78	11,97	12,98	12,98	12,98	12,98
18-группа	8,00	9,95	11,66	12,12	12,12	12,12	12,12
19-группа	6,30	6,30	5,76	6,36	6,36	6,36	6,36
20-группа	6,82	8,48	13,24	14,49	14,49	14,49	14,49
21-группа	6,54	8,10	8,10	8,86	8,86	8,86	8,86
22-группа	7,30	7,30	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07
23-группа	6,40	8,67	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44
24-группа	6,33	7,61	7,28	7,28	7,28	7,28	7,28
25-группа	6,57	9,47	8,89	9,82	9,82	9,82	9,82
26-группа	8,70	10,30	10,23	11,19	11,19	11,19	11,19
27-группа	12,12	13,10	13,04	14,87	14,87	14,87	14,87
28-группа	8,95	10,02	11,44	11,44	11,44	11,44	11,44
29-группа	10,55	11,81	11,43	11,97	11,97	11,97	11,97
30-группа	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
31-группа	8,94	10,40	12,44	12,44	12,44	12,44	12,44
32-группа	1,10	1,10	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
33-группа	2,43	3,44	2,85	3,20	3,20	3,20	3,20
34-группа	1,86	2,59	2,14	2,40	2,40	2,40	2,40
35-группа	8,72	8,10	8,77	9,82	9,82	9,82	9,82
36-группа	12,02	12,02	10,90	11,71	11,71	11,71	11,71
37-группа	8,78	10,80	13,05	13,05	13,05	13,05	13,05
38-группа	13,68	15,46	15,04	15,04	15,04	15,04	15,04
39-группа	10,02	11,30	12,34	12,34	12,34	12,34	12,34
40-группа	9,24	11,30	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58
41-группа	8,76	8,76	8,53	8,53	8,53	8,53	8,53
42-группа	11,38	12,78	12,35	12,35	12,35	12,35	12,35
43-группа	7,00	7,00	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48
44-группа	7,39	7,39	7,16	8,05	8,05	8,05	8,05
45-группа	-	12,10	10,67	10,67	10,67	10,67	10,67
46-группа	-	-	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92
47-группа	-	-	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17

Таблица-2 – Группы энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию

Группы	Наименование энергопроизводящих организаций
1-группа	ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 им. Б.Нуржанова»
2-группа	АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»
3-группа	АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»
4-группа	ТОО «Главная распределительная энергостанция Топар»
5-группа	АО «Жамбылская ГРЭС им. Т.И. Батурова»
6-группа	ТОО «Караганда Энергоцентр»
7-группа	ТОО «Усть-Каменогорская ТЭЦ»
8-группа	АО «Севказэнерго»
9-группа	АО «Астана-Энергия»
10-группа	АО «Павлодарэнерго» (ТЭЦ-2,3)
11-группа	АО «АрселорМиттал Темиртау» ТЭЦ-2, ТЭЦ-ПВС
12-группа	АО «Алюминий Казахстана»
13-группа	ТОО «Казахмыс Энерджи» (ЖТЭЦ, БТЭЦ)
14-группа	АО «Риддер ТЭЦ»
15-группа	ТОО «Согринская ТЭЦ»
16-группа	ТОО «Bassel Group LLS»
17-группа	ТОО «Текелійский энергокомплекс»
18-группа	ТОО «Степногорская ТЭЦ»
19-группа	ТОО «Шахтинсктеплоэнерго»
20-группа	АО «Атырауская ТЭЦ»
21-группа	АО «Актобе ТЭЦ»
22-группа	ГКП «Кентау Сервис»
23-группа	ГКП «Аркалыкская ТЭК»
24-группа	ГКП «Костанайская ТЭК»
25-группа	АО «Жайыктеплоэнерго»
26-группа	АО «Алматинские электрические станции» ТЭЦ-1,2,3 Капшагайская ГЭС, Каскад ГЭС
27-группа	ТОО «МАЭК-Казатомпром»
28-группа	ТОО «Жанажолская ГТЭС»

29-группа	ТОО «Уральская ГТЭС»
30-группа	ТОО «Жайықмунай»
31-группа	АО «Кристалл Менеджмент»
32-группа	Бухтарминская ГЭК ТОО «Казцинк»
33-группа	ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»
34-группа	ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»
35-группа	АО «Шардаринская ГЭС»
36-группа	АО «Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева»
37-группа	ТОО «Актюбинский рельсобалочный завод»
38-группа	ТОО «Sagat Energy»
39-группа	АО «3-Энергоорталык»
40-группа	ГКП «Кызылорда теплоэлектроцентр»
41-группа	АО «Таразэнергоцентр»
42-группа	ТОО «Батые Пауэр»
43-группа	ТОО «УПНК-ПВ»
44-группа	ГКП «Теплокоммунэнерго»
45-группа	ТОО «Karabatan Utility Solution»
46-группа	ТОО «ОралМунайПром»
47-группа	ТОО «EPC Industry»

Из таблицы 2 видно, что для уменьшения себестоимости выпускаемой продукции в ТОО «Казцинк», передана Бухтарминская ГЭС, имеющая самый низкий тариф на электроэнергию 1,46 тенге на 1 кВт.ч, в других группах тариф достигает 16,92 кВт.ч.

Результаты и обсуждение

Электроэнергетика выступает фундаментальной отраслью казахстанской экономики. Бесперебойная подача электрической и тепловой энергии потребителям представляет собой несущую опору хозяйственного развития страны и неперемное условие обеспечения достойного уровня жизни населения.

В территориальном отношении энергетика Казахстана организована в три самостоятельные зоны. Северная зона охватывает Восточно-Казахстанскую, Павлодарскую, Акмолинскую, Карагандинскую, Северо-Казахстанскую, Костанайскую и Актюбинскую области, а также столицу республики – город Астану [4].

Северная зона играет системообразующую роль в структуре ЕЭС Казахстана: здесь сконцентрировано 72,5 % совокупной генерирующей мощности страны, а разветвлённые электрические сети напряжением 220–500–1150 кВ обеспечивают её сопряжение с ЕЭС России. Зона располагает устойчивым профицитом электроэнергии, за счёт которого покрывается дефицит южного региона республики и осуществляется экспортная передача мощности в Россию.

Южная зона включает Алматинскую, Жамбылскую, Кызылординскую и Южно-Казахстанскую области, город Алматы, а также район Байконур. Ограниченность собственной топливно-энергетической ресурсной базы и, как следствие, недостаточность располагаемых генерирующих мощностей предопределяют хронически дефицитный характер энергобаланса данной зоны. В частности, в 2009 году при суммарной потребности в электроэнергии 15,02 млрд. кВт·ч дефицит составил 6,85 млрд. кВт·ч.

Восполнение образующегося дефицита обеспечивается посредством транзитных перетоков по направлению Север – Юг Казахстана, а также за счёт импортных поставок из ОЭС Центральной Азии. Южная зона функционирует в единой сетевой связке с Кыргызстаном и Узбекистаном; пропускная способность межгосударственных электрических связей позволяет организовать передачу электроэнергии как из Центральной Азии в Казахстан, так и в обратном направлении, в объёме до 8–9 млрд. кВт·ч.

Западная зона, объединяющая Атыраускую, Западно-Казахстанскую и Мангистаускую области, лишена электрических связей с ЕЭС Казахстана в пределах территории республики. Частичное покрытие региональной потребности в электроэнергии обеспечивается за счёт импорта из России. Три области зоны соединены между собой протяжённым одноцепным транзитом длиной около 1400 км на напряжении 220 кВ. Атырауский энергоузел связан с Астраханским энергоузлом России по ЛЭП-110 кВ, тогда как Западно-Казахстанская область располагает тремя воздушными линиями 220 кВ, выходящими на ОЭС Средней Волги.

На сегодняшний день энергетическая отрасль Республики Казахстан характеризуется следующими структурными особенностями. Шестьдесят процентов генерирующих мощностей сконцентрировано в Северной зоне. Восточный Казахстан располагает крупными гидроэлектростанциями и необходимыми резервами мощности. В Южной зоне сохраняется дефицит мощности и электроэнергии, восполняемый транзитными поставками с севера и импортом из Центральной Азии – преимущественно регулирующей мощности. Западные области республики остаются зависимыми

от российских поставок, а в целом по стране ощущается нехватка маневренных источников для прохождения пиковых нагрузок.

Располагая значительными запасами первичных энергетических ресурсов, Казахстан имеет реальные предпосылки не только для полного самообеспечения электроэнергией и наращивания её экспорта, но и для привлечения на свою территорию энергоёмких экспортоориентированных производств в условиях глобальной конкуренции.

Северная зона (Северный, Центральный и Восточный Казахстан) устойчиво сохраняет статус энергоизбыточной. Прогнозный баланс зоны с учётом реализации программ реконструкции и расширения действующих электростанций свидетельствует о сохранении профицита вплоть до 2028 года [5]. Западный Казахстан, несмотря на собственные запасы углеводородного сырья, по-прежнему частично импортирует электроэнергию из России. Освоение имеющихся топливных ресурсов открывает возможность в короткие сроки обеспечить потребности региона и сформировать экспортный потенциал путём ввода новых мощностей на базе попутного газа нефтяных месторождений с применением технологий газотурбинного и парогазового циклов. Энергетика Южного Казахстана (Алматинская, Жамбылская, Кызылординская и Южно-Казахстанская области) функционирует на привозных углях и импортном газе, покрывая дефицит за счёт поставок от северных энергоисточников и импорта из республик Центральной Азии.

По итогам 2021 года выработка электроэнергии в ЕЭС Казахстана превысила потребление на 557,62 млн. кВт·ч, что формирует дополнительный импульс для развития экономики.

В большинстве развитых государств ведущую роль в производстве электроэнергии играют тепловые станции различного типа. Среди них наиболее экономичными признаются комбинированные установки, представляющие собой последовательное соединение газовой и паровой турбин. Электростанции на базе парогазовых установок (ПГУ) достигают КПД порядка 58 % и отличаются значительно меньшим объёмом выбросов парниковых газов [6; 7].

Принцип действия ПГУ основан на совместном использовании газотурбинного и парового циклов. В газотурбинном модуле сжигается природный газ или дизельное топливо; образующиеся горячие газы приводят в движение турбину, ротор которой вращает электрогенератор. После срабатывания в турбине отходящие газы сохраняют высокую температуру при давлении, близком к атмосферному, что указывает на неполную реализацию их энергетического потенциала [8].

Одновальные ПГУ с объединённым валом для паровой и газовой турбин получили широкое распространение; как правило, они оснащаются одним двухприводным генератором и способны работать как в комбинированном цикле, так и в базовом газовом режиме при отключённой паровой турбине. В ряде случаев пар от нескольких газотурбинных установок аккумулируется в единой системе паропроизводства через котлы-утилизаторы. Многовальные схемы включают один или несколько газотурбинных агрегатов и паропроизводящие котлы, подающие пар одним трубопроводом к паровой турбине, однако начальные капиталовложения в такие системы превышают аналогичные затраты примерно на 5 %.

Несмотря на то что эффективность комбинированного парогазового цикла была обоснована ещё в середине XX века в работах советского учёного С. А. Христиановича, широкого распространения в СССР подобные установки так и не получили: были реализованы лишь отдельные пилотные проекты – энергоблоки мощностью 170 МВт на Невинномысской ТЭЦ и 250 МВт на Молдавской ГРЭС. За последнее десятилетие в Российской Федерации введено в эксплуатацию свыше сорока пяти крупных парогазовых энергоблоков.

По сравнению с Россией в странах Западной Европы и США парогазовые установки стали широко применяться раньше. На западных ТЭС, использующих в качестве топлива природный газ, установки такого типа используются гораздо чаще.

Преимущества ПГУ

Электрический КПД парогазовых установок превышает 60 %, что принципиально выгодно отличает их от отдельных циклов: паросиловые установки ограничены показателями 33–45 %, газотурбинные – 28–42 % [9]. С точки зрения экономики строительства ПГУ выделяются низкой удельной стоимостью установленной мощности и короткими сроками возведения – от 9 до 12 месяцев. Расход воды на единицу выработанной электроэнергии у них существенно ниже, чем в традиционных паросиловых циклах, а отсутствие зависимости от регулярного подвоза топлива железнодорожным или морским транспортом обеспечивает логистическую самостоятельность. Компактные габариты установок допускают их размещение непосредственно в городской черте или на площадках промышленных предприятий, что сокращает капитальные затраты на строительство ЛЭП и снижает потери при транспортировке энергии. В экологическом отношении ПГУ превосходят классические паротурбинные системы по уровню воздействия на окружающую среду. Применительно к Казахстану, где на долю газотурбинных установок приходится 9 % генерации в энергодефицитных зонах, дооснащение

действующих ГТУ паровыми контурами представляет собой один из наиболее доступных способов наращивания располагаемой мощности.

Недостатки ПГУ

Газотурбинные узлы предъявляют повышенные требования к чистоте рабочего тела, что обуславливает необходимость обязательной многоступенчатой фильтрации атмосферного воздуха, подаваемого в камеру сгорания. В части топливного режима основным энергоносителем для ПГУ служит природный газ, резервным – дизельное топливо; применение твёрдого топлива технически реализуемо лишь посредством внутрицикловой газификации угля, что влечёт за собой значительный рост капитальных затрат. Данное обстоятельство жёстко привязывает станции к дорогостоящей газотранспортной инфраструктуре. Ещё одним ограничением является климатическая зависимость выходных параметров: располагаемая электрическая мощность установки варьируется в зависимости от сезона и достигает пиковых значений при низких температурах наружного воздуха в зимний период.

Выводы

Проведенный анализ показывает, что энергетическая система Казахстана нуждается в срочной модернизации и вводе новых маневренных мощностей, особенно в Южной и Западной зонах. Использование технологии парогазового цикла на базе существующих газовых турбин является наиболее эффективным драйвером развития отрасли. Это позволит повысить КПД станций до 58–60 %, сократить сроки строительства до 9-12 месяцев и существенно улучшить экологические показатели выработки энергии [10].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Отчет «Анализ рынка электроэнергии и угля Республики Казахстан январь-декабрь 2021 года» / Департамент «Развитие рынка» АО «Самрук-Энерго». 2022. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.samruk-energy.kz> (Дата обращения: 29.12.2025).
- 2 Домнин, С. В 2021 году электроэнергетика Республики Казахстан подошла к пределу своих возможностей / Kursiv Media. 2022. [Электронный ресурс]. – URL: <https://kz.kursiv.media/2022-04-14/v-2021-godu-elektroenergetika-rk-podoshla-kpredelu-svoih-vozmozhnostej/>.
- 3 О внесении изменения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 14 декабря 2018 года № 514 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию»: приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 июня 2022 года №226.

4 Электроэнергетика Республики Казахстан: ключевые факты / АО «KEGOC». [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kegoc.kz/ru/electric-power/elektroenergetika-kazakhstana> (Дата обращения: 29.12.2025).

5 Постановление Правительства Республики Казахстан № 1129 «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010–2014 годы» от 29 октября 2010 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1000001129>

6 **Панченко, И. Н., Сушко, С. Н.** Парогазовые установки: преимущества, недостатки и перспективы развития // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Иркутск : ИРНИТУ, 2019. – Т. 1. – С. 116–120.

7 **Рындин, В. В., Рындина, Д. В.** Систематизация коэффициентов полезного действия тепловых двигателей // Наука и техника Республики Казахстан. – 2006. – № 1. – С. 61-70.

8 **Кириллин, В. А., Сычев, В. В., Шейндлин, А. Е.** Техническая термодинамика: учебник для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2016. – 496 с.

9 **Ерофеев, В. Л., Жуков, В. А., Пряхин, А. С.** Энергетический и эксергетический подходы к оценке повышения эффективности тепловых двигателей // Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С. О. Макарова. 2017. № 5. [Электронный ресурс]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/energeticheskiy-i-eksergeticheskiy-podhody-k-otsenke-povysheniya-effektivnosti-teplovyyh-dvigatelye/viewer> (Дата обращения: 29.12.2025).

10 Закон Республики Казахстан № 165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года № 165-IV. [Электронный ресурс]. – URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z090000165>

REFERENCES

1 Report «Analysis of the electricity and coal market of the Republic of Kazakhstan January-December 2021» / Department «Market Development» of Samruk-Energy JSC. – 2022. [Electronic resource]. – URL: <https://www.samruk-energy.kz> (Accessed: 29.12.2025). [in Russian]

2 **Domnin, S.** In 2021, the electric power industry of the Republic of Kazakhstan approached the limit of its capabilities / Kursiv Media. – 2022. [Electronic resource]. – URL: <https://kz.kursiv.media/2022-04-14/v-2021-godu-elektroenergetika-rk-podoshla-kpredelu-svoih-vozmozhnostej/> (Accessed: 29.12.2025). [in Russian]

3 On amendments to the order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated December 14, 2018 No. 514 «On approval of maximum tariffs

for electrical energy»: order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated June 30, 2022. [in Russian]

4 Electric power industry of the Republic of Kazakhstan: key facts / KEGOC JSC. [Electronic resource]. – URL: <https://www.kegoc.kz/ru/electric-power/elektroenergetika-kazakhstana> (Accessed: 29.12.2025). [in Russian]

5 Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan No. 1129 «On approval of the Program for the development of the electric power industry in the Republic of Kazakhstan for 2010–2014» dated October 29, 2010. [Electronic resource]. – URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P1000001129> [in Russian]

6 **Panchenko, I. N., Sushko, S. N.** Combined cycle plants: advantages, disadvantages and development prospects // Improving the efficiency of energy production and use in Siberia: materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference. – Irkutsk: IRNITU, 2019. – Vol. 1. – P. 116–120. [in Russian]

7 **Ryndin, V. V., Ryndina, D. V.** Systematization of efficiency coefficients of heat engines // Science and technology of the Republic of Kazakhstan. – 2006. – No. 1. – P. 61–70. [in Russian]

8 **Kirillin, V. A., Sychev, V. V., Sheindlin, A. E.** Technical thermodynamics : textbook for universities. – Moscow: MPEI Publishing House, 2016. – 496 p. [in Russian]

9 **Erofeev, V. L., Zhukov, V. A., Pryakhin, A. S.** Energy and exergy approaches to evaluating the efficiency improvement of heat engines // Bulletin of Admiral Makarov State University of Maritime and Inland Shipping. – 2017. – No. 5. [Electronic resource]. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/> (Accessed: 25.06.2025). [in Russian]

10 Law of the Republic of Kazakhstan No. 165-IV «On Support for the Use of Renewable Energy Sources» dated July 4, 2009. – № 165-IV. [Electronic resource]. – URL: <https://adilet.zan.kz/rus/docs/Z090000165> [in Russian]

Поступило в редакцию 29.12.25.

Поступило с исправлениями 05.05.26.

Принято в печать 31.08.26.

**А. М. Ақаев¹, С. И. Миргородский², Е. Қ. Төлеубеков³*

^{1,2,3}Д. Серікбаев атындағы Шығыс Қазақстан техникалық университеті, Қазақстан Республикасы, Өскемен қ.

29.12.25 ж. баспаға түсті.

05.05.26 ж. түзетулерімен түсті.

31.08.26 ж. басып шығаруға қабылданды.

ГАЗ ТУРБИНАЛАРЫН БУ-ГАЗ ҚОНДЫРҒЫСЫНА ЖАҢҒЫРТУ АРҚЫЛЫ ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНДА ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСЫН ӨНДІРУДІ ҰЛҒАЙТУ

Мақалада Қазақстан Республикасының электр энергетикасы саласының қазіргі жай-күйі мен даму перспективаларына кешенді талдау жасалған. Зерттеу барысында елдің үш негізгі энергетикалық аймағы: Солтүстік, Оңтүстік және Батыс бөлінісінде электр энергиясын өндіру мен тұтыну құрылымы зерделенді. Авторлар 2021 жылы электр энергиясын өндіру 114, 447,9 млрд кВт·сағ құрағанын анықтады, алайда Батыс (7 %-ға) және Оңтүстік (9 %-ға) аймақтарда тұтынудың айтарлықтай өсуі маневрлік қуаттар тапшылығының туындауына әкелді. Ұзақ уақыт ішінде алғаш рет Қазақстан электр энергиясының нетто-импортеры болды, бұл генерациялаушы активтерді жаңғыртудың өзектілігін көрсетеді. Тапшылық мәселесін шешудің негізгі технологиялық драйвері ретінде қолданыстағы газ турбиналық станциялар базасында жаңғырту схемасы (topping) бойынша бу-газ қондырғыларын (БГҚ) енгізу ұсынылады. Жұмыста БГҚ технологиясының техникалық, экономикалық және экологиялық артықшылықтары егжей-тегжейлі негізделген. Комбинирленген циклді пайдалану станциялардың электрлік пайдалы әсер коэффициентін (ПӘК) 33–45 %-дан 58–60 %-ға дейін арттыруға, сонымен бірге парниктік газдардың мениікті шығарындыларын және су тұтынуды азайтуға мүмкіндік беретіні көрсетілген. Ұсынылған тәсіл жаңа қуаттарды іске қосу мерзімдерін 9–12 айға дейін қысқартуға мүмкіндік береді, бұл өнеркәсіптік тұтынудың өсуі жағдайында елдің энергия жүйесін тұрақтандыру үшін өте маңызды стратегиялық фактор болып табылады.

Кілтті сөздер: Қазақстан электр энергетикасы, бу-газ қондырғысы, БГҚ, электр энергиясын өндіру, қуат тапшылығы, энергия тиімділігі, аралас цикл, ЖЭС жаңғырту.

*A. M. Akayev¹, S. I. Mirgorodskiy², Y. K. Toleubekov³

^{1,2,3}D. Serikbayev East Kazakhstan Technical University,
Republic of Kazakhstan, Ust-Kamenogorsk.

Received 29.12.25.

Received in revised form 05.05.26.

Accepted for publication 31.08.26.

MODERNIZATION OF GAS TURBINES TO CCGT FOR INCREASING ELECTRICITY GENERATION IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

The article presents a comprehensive analysis of the current state and development prospects of the electric power industry of the Republic of Kazakhstan. During the research, the structure of electricity generation and consumption was studied across three key energy zones of the country: Northern, Southern, and Western. The authors established that in 2021, electricity generation amounted to 114,447.9 billion kWh; however, significant growth in consumption, particularly in the Western (by 7 %) and Southern (by 9 %) zones, led to an acute shortage of maneuverable capacities. For the first time in a long period, Kazakhstan became a net importer of electricity, which emphasizes the critical urgency of modernizing existing generating assets. As the primary technological driver for solving the deficit problem, the introduction of combined cycle gas turbine (CCGT) plants based on existing gas turbine stations according to the topping modernization scheme is proposed. The paper provides a detailed justification of the technical, economic, and environmental advantages of CCGT technology. It is shown that transitioning to a combined cycle allows increasing the electrical efficiency of stations from the current 33–45 % to 58–60 %, while simultaneously significantly reducing specific greenhouse gas emissions and water consumption per unit of generation. The proposed approach allows reducing the timeframe for commissioning new capacities to 9–12 months, which is a strategically important factor for stabilizing the country's energy system in the context of growing industrial demand.

Keywords: Kazakhstan's power industry, combined cycle gas turbine, CCGT, power generation, power shortage, energy efficiency, combined cycle, TPP modernization.

Теруге 07.09.2026 ж. жіберілді. Басуға 30.09.2026 ж. қол қойылды.

Электронды баспа

19,0 Mb RAM

Шартты баспа табағы 34,4. Таралымы 300 дана. Бағасы келісім бойынша.

Компьютерде беттеген: Шукитова А. Б.

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Тапсырыс № 4601

Сдано в набор 07.09.2026 г. Подписано в печать 30.09.2026 г.

Электронное издание

19,0 Mb RAM

Усл. печ. л. 34,4. Тираж 300 экз. Цена договорная.

Компьютерная верстка: Шукитова А. Б.

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Заказ № 4601

«Toraighyrov University» баспасынан басылып шығарылған

Торайғыров университеті

140008, Павлодар қ., Ломов к., 64, 137 каб.

«Toraighyrov University» баспасы

Торайғыров университеті

140008, Павлодар қ., Ломов к., 64, 137 каб.

67-36-69

E-mail: kereku@tou.edu.kz

www.vestnik-energy.tou.edu.kz