

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

№2 (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/BGQF2124>

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.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Никифоров А. С.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Новожилов А. Н.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Алиферов А. И.,	<i>д.т.н., профессор (Российская Федерация)</i>
Кошеков К. Т.,	<i>д.т.н., профессор</i>
Приходько Е. В.,	<i>к.т.н., профессор</i>
Кислов А. П.,	<i>к.т.н., доцент</i>
Нефтисов А. В.,	<i>доктор PhD</i>
Шеръязов С. К.	<i>т.ғ.д., профессор (Российская Федерация)</i>
Искакова З. С.	<i>технический редактор</i>

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

<https://doi.org/10.48081/BGQF2156>***М. М. Умышева¹, Е. А. Сарсенбаев², Д. Р. Умышев³**

^{1,2,3}Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, Республика Казахстан, г. Алматы.

¹ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-4748-611X>

²ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8887-1171>

³ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6834-1635>

*e-mail: m.umysheva@satbayev.university

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ПУСКЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ И ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ

В данной статье представлены результаты анализа пусковых режимов теплоэлектроцентрали и парогазовой установки с точки зрения их влияния на напряжения в сети 110 кВ. Моделирование выполнялось в программной среде MATLAB/Simulink с использованием упрощённой эквивалентной модели энергосистемы.

В рамках исследования были проведены пусковые операции по двум сценариям. Первый сценарий пуск ТЭЦ при отключенном ПГУ в сети 110 кВ с городской нагрузкой. Длительность пуска составляла 600 с. Аналогично был проведен второй сценарий, при котором была отключена ТЭЦ. Анализ проведён на основе временных зависимостей активной мощности, действующего значения напряжения, относительных отклонений напряжения, а также зависимости напряжения от активной мощности.

В результате исследования было показано, что при пуске классической паросиловой ТЭЦ, существует значительное влияние на узел сети 110 кВ. Максимальные относительные отклонения напряжения при пуске ТЭЦ достигают порядка 2.2–2.3 %, тогда как для ПГУ они не превышают 1.5–1.6 %, несмотря на существенно большую установленную мощность.

В статье представлены графики набора мощностей, графики напряжений в сети 110 кВ, графики отклонения напряжений в сети, а также зависимость мощность и напряжение для ПГУ и ТЭЦ.

Ключевые слова: ПГУ, ТЭЦ, сеть, 110 кВ, моделирование, время, анализ, пуск.

Введение

Пуск тепловых электрических станций является важной задачей, особенно их влияние на электрические сети. В стране, где большая доля электрической энергии вырабатывается за счет тепловой энергии [1], все больше растет доля ВИЭ [2]. При значительном росте ВИЭ и пуске базовых электростанций появляются различные возмущения и нагрузки на сеть. Основным показателем которых является скачки напряжения [3].

В настоящее время энергетика Казахстана претерпевает значительные изменения. В частности, это строительство новых тепловых электрических станций на базе парогазового цикла. В частности модернизация Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ-544 МВт [4] и строительство ПГУ в г. Туркестан мощностью 1000 МВт [5]. С учетом усиления влияния ВИЭ на сеть, все большую актуальность приобретают исследования по переходным процессам, в частности пусковым операция парогазовых установок и традиционных тепловых станций на базе паросилового цикла.

В работе [6] представлены результаты анализа надежности и гибкости энергетической системы, в которой установлены традиционные тепловые электрические станции и системы накопления энергии. В работе [7] представлены результаты разработки оптимизационной модели, которая использует тепловую энергию в качестве оптимизационного элемента. В результате исследования показано, что максимально возможное изменение скорости набора мощности ТЭС составляет 4%. В работе [8] представлены результаты исследования возможности комбинированного управления котлоагрегатом и паровой турбиной. Сложность заключается в большой инерции обоих элементов. В работе проведены исследования на модели станции мощностью 330 МВт. В диссертационной работе [9] представлены результаты сравнения гибкости пуска парогазовых установки и традиционных паросиловых установок. В результате анализа показано, что парогазовые установки имеют более высокие показатели гибкости и меньшими отклонениями параметров в сравнении с традиционными ТЭС. В работе [10] представлены результаты анализа возможности повышения гибкости ТЭЦ. В результате показано, что традиционной ТЭЦ существует возможность экономии до 16,5 млн евро или в энергетическом выражении 250 МВт. В работе [11] рассмотрен вопрос интеграции паровой аккумуляторной системы в байпас паровой турбины для повышения потенциала набора мощности. При такой модернизации увеличивается набор мощности на 1,5 %/мин при базовом значении набора мощности равной 1,5 %/мин. В работе [12] представлены результаты анализа 12 электрических станций. В результате анализа показано, что с точки зрения маневренности наиболее

приемлемыми являются парогазовые и газотурбинные электростанции. Дополнительно отмечено, что различные котлы и накопители могут быть использованы для повышения маневренности сети. В работе [13] исследованы различные вариации нагрузки тепловой электростанции при моделировании в GateCycle. Результаты показали большой потенциал прогнозирования динамических режимов ТЭС.

Таким образом, несмотря на наличие значительного количества работ, посвящённых повышению гибкости тепловых и парогазовых установок, вопрос сравнительного анализа пусковых режимов ТЭЦ и ПГУ с точки зрения влияния на показатели качества электроэнергии остаётся недостаточно освещённым.

В настоящей работе данная задача рассматривается на основе моделирования переходных процессов в узле 110 кВ.

Материалы и методы

Настоящее исследование направлено на моделирование пусковых режимов тепловой электрической станции на базе паросилового блока и парогазовой установки. Целью исследования является определения пусковых операций на показатели качества электроэнергии в узле электрической сети напряжением 110 кВ. Были проанализированы значения мощности $P(t)$ а также действующего напряжения $U(t)$ в процессе пусковых операций.

Моделирование выполнено в программном комплексе Matlab/Simulink с учетом блоков и динамического моделирования. Пусковые режимы электростанций задавались в виде временных функций изменения активной мощности генераторов, которые показывают особенности работы ТЭЦ и ПГУ.

При моделировании использовалась линия 110 кВ, так как эти линии часто используются в качестве передачи электрической энергии для ТЭС, расположенных в городе. В частности, следует отметить, что в г. Алматы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 имеют соединение 110 кВ.

При моделировании не рассматривались процессы первичного и вторичного регулирования частоты, что позволило сосредоточиться на анализе влияния пусковых режимов генерации на напряжение в узле сети. Сравнительный анализ выполнен на основе сопоставления временных зависимостей $P(t)$ и $U(t)$ для пусков ТЭЦ и ПГУ.

На рисунке 1 представлена схема, созданная в программе Simulink. На рисунке представлены 2 станции, одна станция ТЭЦ мощностью 145 МВт, а вторая станция ПГУ мощностью 540 МВт.

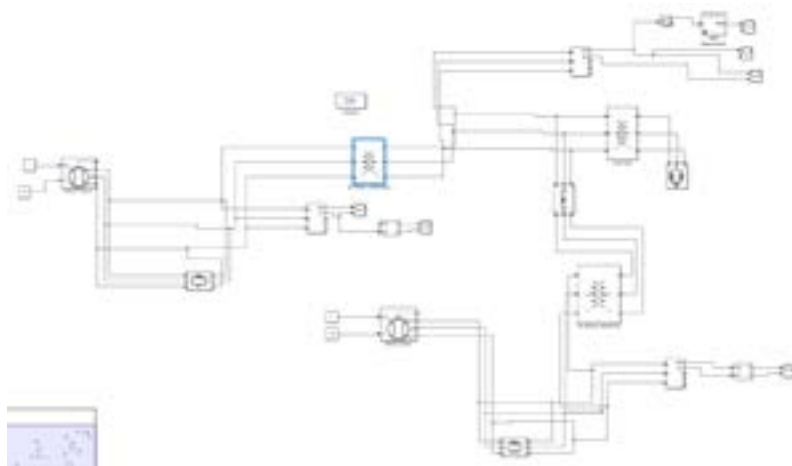


Рисунок 1 – Модель сети 110 кВ с 2 станциями

В таблице 1 представлены параметры узла и сети 110 кВ. Как видно из рисунка начальное напряжение в сети равно 110 кВ, а короткозамыкательная мощность равна 2000 МВА.

Таблица 1 – Параметры узла и сети 110 кВ

Параметр	Обозначение	Значение
Номинальное напряжение	U_n	110 кВ
Начальное напряжение	U_o	1.0 п.у. (110 кВ)
Короткозамыкательная мощность	S_k	2000 МВА
Эквивалентное активное сопротивление	R	0.01 п.у.
Эквивалентная реактивность	X	0.20 п.у.
Тип сети	-	Внешняя энергосистема (slack)

В таблице 2 представлены основные характеристики генераторов ТЭЦ и ПГУ. Как видно из таблицы мощность ТЭЦ равна 145 МВт, а мощность ПГУ 540 МВт.

Таблица 2 – Характеристики генераторов исследуемых станций

Параметр	Обозначение	ТЭЦ	ПГУ
Номинальная мощность	P_n	145 МВт	540 МВт
Начальная мощность	P_0	0 МВт	0 МВт
Режим работы	-	PV ($U = \text{const}$)	PV ($U = \text{const}$)
Заданное напряжение	$U_{\text{зад}}$	1.0 p.u.	1.0 p.u.
Реактивная мощность (мин./ макс.)	$Q_{\text{min}} / Q_{\text{max}}$	-50/+50 МВАр	-150 / +150 МВАр
Время пуска	$t_{\text{пуск}}$	600 с	600 с
Скорость набора мощности	dP/dt	0.242 МВт/с	1.8 МВт/с

Таблица 3 – Сценарии исследования

Сценарий	ТЭЦ	ПГУ
Сценарий 1	Пуск 0 → 145 МВт	0 МВт (отключена)
Сценарий 2	0 МВт (отключена)	Пуск 0 → 540 МВт

Отклонение напряжения рассчитывалось по следующей формуле:

$$\Delta U(t) = \frac{U(t) - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%$$

где $U(t)$ фактическое значение напряжения, $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжения в сети 110 кВ.

Результаты и обсуждение

На рисунке 2 представлены графики набора мощности ПГУ 540 МВт и ТЭЦ 145 МВт. Как видно из графиков набор мощности ПГУ значительно выше, чем набор мощности традиционной паросиловой ТЭЦ. В целом этот график показывает, какую нагрузку может давать станция на сеть при пуске. Время пуска ПГУ равна 1,8 МВт/с или же 108 МВт в минуту. Это пуск не из холодного состояния, а из полухолодного состояния. Аналогично, скорость пуска ТЭЦ равна 0,242 МВт/сек или же 14 МВт/мин. Это объясняется достаточно большой инерцией паросилового оборудования. В частности, как уже было отмечено в [8] котел и турбина станции имеют значительную инерцию за счет необходимости поддержания температурных значений в элементах.

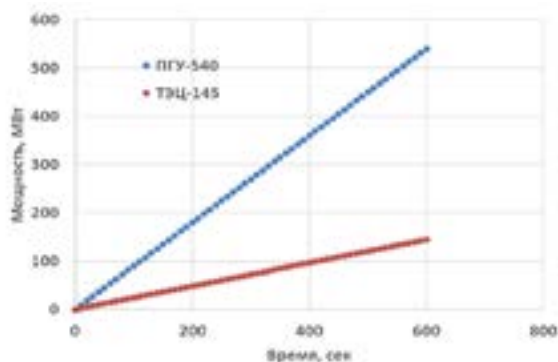


Рисунок 2 – Зависимость мощности от времени для станций

На рисунке 3 представлены графики зависимости напряжений в сети 110 кВ от времени. Как видно из графиков в целом как ПГУ, так и ТЭЦ влияют на напряжение в сети. На первых пусковых секундах обнаруживается практически 110 кВ, а затем идет снижение напряжения. К концу анализируемого времени напряжение для ТЭЦ-145 достигается порядка 107,5 кВ а в случае ПГУ это значение равно 108,2 кВ.

Представленные результаты показывают более оптимальное значения взаимодействия «сеть-ПГУ» в сравнении с вариантом «сеть-ТЭЦ». Плавное изменение напряжения показывает высокую пусковую маневренность ПГУ и более низкую нагрузку на сеть в сравнении с традиционной станцией.

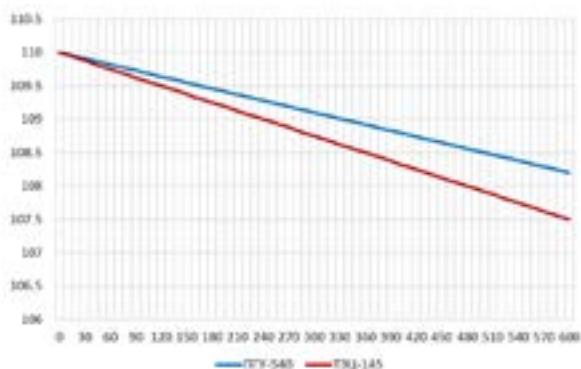


Рисунок 3 – Зависимость напряжений на линии 110 кВ от времени для станций

На рисунке 4 представлен график относительных отклонений напряжений в узле 110 кВ при различных сценариях пуска. Отклонения рассчитаны по формуле 1. Как видно из рисунка, наиболее сильные отклонения от нормативного напряжения наблюдаются у ТЭЦ. Причем с увеличением времени отклонения увеличиваются. Если на начальном этапе они были равны 0-0,5 %, то к последним секундам моделирования они достигают 2-2,5 %. В случае ПГУ, отклонения напряжения присутствуют, однако, их амплитуда ниже. В начале моделирования они равны 0-0,25 %, то концу не превышают 1,5 %.

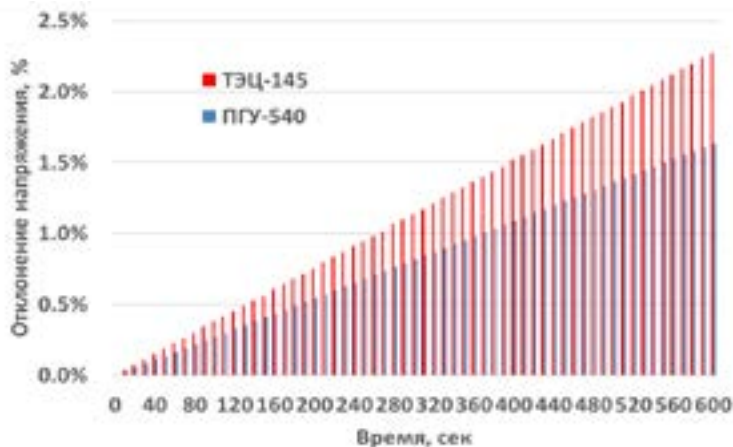


Рисунок 4 – Зависимость отклонения напряжений от времени

На рисунке 5 представлена зависимость напряжения от активной мощности при пусковых операциях ТЭЦ и ПГУ. В целом график показывает, насколько чувствительна сеть 110 кВ к пусковым операциями. Наиболее представительным результатом является более сильная зависимость сети 110 кВ от пусковых операций ТЭЦ. Это отражается более крутым наклоном линии для ТЭЦ. Для ТЭЦ снижение напряжения достигает 2,3 % при сравнительно небольшой развиваемой мощности. В сравнении с ТЭЦ, ПГУ имеет более пологий характер и снижение напряжение с набором мощности составляет 1,6 %.

В результате проведенных исследований, можно сделать вывод что пуск ПГУ имеет более мягкий характер влияющий меньше, чем ТЭЦ.

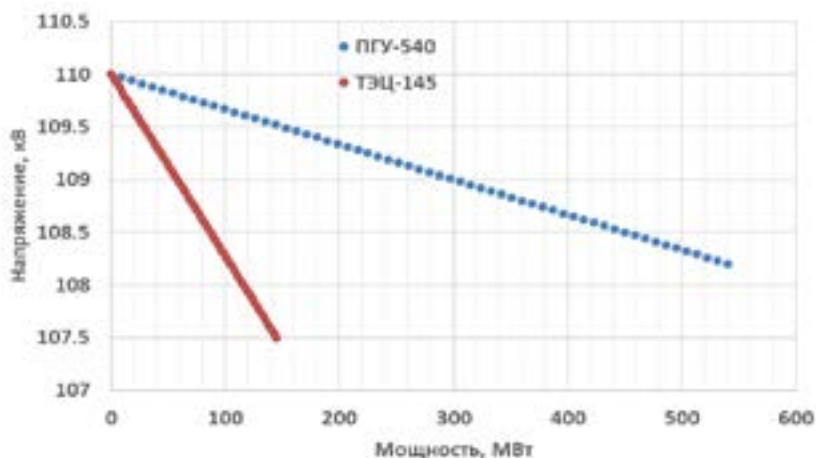


Рисунок 5 – Зависимость напряжение и мощности

Выводы

В рамках данной статьи выполнено моделирование пусковых режимов ТЭЦ мощностью 145 МВт и ПГУ мощность 540 МВт которые соединены к узлу 110 кВ.

Показано, что пуск ТЭЦ 145 сопровождается более явным отклонениями напряжений в сети. Максимальные отклонения достигают 2,3 %. Это в первую очередь связано с высокой инертностью элементов ТЭЦ, в частности паросилового блока.

Аналогичный анализ пуска ПГУ показывает более мягкое воздействие на сеть.

Полученные результаты показывают целесообразность применения парогазовых установок в энергосистемах.

Будущие планы исследования

Предполагается усложнение расчётной модели за счёт учёта более детальной структуры электрической сети, включая дополнительные уровни напряжения и реальные параметры линий и трансформаторов. Это позволит оценить влияние пусковых режимов электростанций на напряжение в более протяжённых и слабо связанных узлах энергосистемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 KEGOC. Годовой отчёт 2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.kegoc.kz/ru/for-investors-and-shareholders/raskrytie-informatsii/annual-reports/>
- 2 АО «АлЭС». Модернизация [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.ales.kz/home/modernization/>
- 3 Liu, R., Zhang, Y., Gao, S., Li, D., Liu, C., Che, J., Tian, R., Song, Y. Localization of Forced Oscillation Sources in Power Systems with Grid-Forming Wind Turbines Based on ICEEMDAN-ITEO // *Energies* 2025, 18, 6025
- 4 Евразийский банк развития. Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 на базе ПГУ с увеличением мощности до 500 мВт. [Электронный ресурс]. – <https://eabr.org/projects/in-process/rekonstruktsiya-almatinskoy-tets-3-na-baze-pgu-s-uvvelicheniem-moshchnosti-do-500-mvt-/>
- 5 Самрук-Казына. ТОО «ПГУ Туркестан». [Электронный ресурс]. – <https://qsamruk.kz/company/too-pgu-turkestan>
- 6 Su, W., Li, L., Wang, L., Ma, C., Wang, C., Ren, X., Liu, J. Improving the Flexibility of Combined Heat and Power (CHP) Units by the Integration of Molten Salt Thermal Energy Storage.
- 7 Wang, W., Jing, S., Sun, Y., Liu, J., Niu, Y., Zeng, D., Cui, C. Combined heat and power control considering thermal inertia of district heating network for flexible electric power regulation // *Energy*. – Volume 169. – 2019. – P. 988–999. – ISSN 0360-5442 – <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.085>
- 8 Wang, W., Sun, Y., Jing, S., Zhang, W., Cui, C. Improved Boiler-Turbine Coordinated Control of CHP Units with Heat Accumulators by Introducing Heat Source Regulation // *Energies*. – 2018. – 11. – 2815
- 9 Beiron, J. Combined heat and power plant flexibility : Technical and economic potential and system interaction : Licentiate thesis. – Gothenburg : Chalmers University of Technology, 2020. – 30 p.
- 10 Beiron, J., Montañés, R.M., Normann, F., Johnsson, F. Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant - A techno-economic assessment // *Applied Energy*. – Volume 278. – 2020. – 115630. – ISSN 0306-2619. – <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115630>.
- 11 Ding, H., Ding, S., Tan, Q., Zhang, C., Fang, Q., Yang, T. Improving power ramp rate of a coal-fired power plant by a bypass steam accumulator // *Heliyon*. – 2024 Jun 4. – 10(11):e32412. – <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e32412>.
- 12 Witkowski, K., Haering, P., Seidelt, S. and Pini, N. (2020), Role of thermal technologies for enhancing flexibility in multi-energy systems through

sector coupling: technical suitability and expected developments // IET Energy Syst. Integr., 2: 69–79. – <https://doi.org/10.1049/iet-esi.2019.0061>

13 **Hasananto N., et al.** Modelling of load variation effect on the steam power plant heat rate and performance using Gatecycle. IOP Conference Series : Materials Science and Engineering, 2021. – vol. 1034. – 012048.

REFERENCES

1 KEGOC. Godovoi otchet 2024 [Annual Report 2024]. [Electronic resource]. – Available at : <https://www.kegoc.kz/ru/for-investors-and-shareholders/raskrytie-informatsii/annual-reports/>

2 AO «ALES». Modernizatsiia [Modernization]. [Electronic resource]. – Available at : <https://www.ales.kz/home/modernization/>

3 **Liu, R., Zhang, Y., Gao, S., Li, D., Liu, C., Che, J., Tian, R., Song, Y.** Localization of Forced Oscillation Sources in Power Systems with Grid-Forming Wind Turbines Based on ICEEMDAN-ITEO // Energies. – 2025. – Vol. 18. – 6025.

4 Evraziiskii bank razvitiia. Rekonstruktsiia Almatinskoi TETs-3 na baze PGU s uvelicheniem moshchnosti do 500 MW [Eurasian Development Bank. Reconstruction of Almaty Thermal Power Plant No. 3 using a combined-cycle plant (CCGT) with an increased capacity of 500 MW]. [Electronic resource]. – Available at : <https://eabr.org/projects/in-process/rekonstruktsiya-almatinskoy-tets-3-na-baze-pgu-s-uvelicheniem-moshchnosti-do-500-mvt/>

5 Samruk-Kazyna. TOO «PGU Turkestan» [LLP «CCGT Turkestan»]. [Electronic resource]. – Available at : <https://qsamruk.kz/company/too-pgu-turkestan>

6 **Su, W., Li, L., Wang, L., Ma, C., Wang, C., Ren, X., Liu, J.** Improving the Flexibility of Combined Heat and Power (CHP) Units by the Integration of Molten Salt Thermal Energy Storage.

7 **Wang, W., Jing, S., Sun, Y., Liu, J., Niu, Y., Zeng, D., Cui, C.** Combined Heat and Power Control Considering Thermal Inertia of District Heating Network for Flexible Electric Power Regulation // Energy. – 2019. – Vol. 169. – P. 988–999. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.085>.

8 **Wang, W., Sun, Y., Jing, S., Zhang, W., Cui, C.** Improved Boiler-Turbine Coordinated Control of CHP Units with Heat Accumulators by Introducing Heat Source Regulation // Energies. – 2018. – Vol. 11. – 2815.

9 **Beiron, J.** Combined Heat and Power Plant Flexibility : Technical and Economic Potential and System Interaction : Licentiate Thesis. – Gothenburg: Chalmers University of Technology, 2020. – 30 p.

10 **Beiron, J., Montañés, R.M., Normann, F., Johnsson, F.** Flexible Operation of a Combined Cycle Cogeneration Plant – A Techno-Economic Assessment // Applied Energy. – 2020. – Vol. 278. – 115630. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115630>.

11 **Ding, H., Ding, S., Tan, Q., Zhang, C., Fang, Q., Yang, T.** Improving Power Ramp Rate of a Coal-Fired Power Plant by a Bypass Steam Accumulator // Heliyon. – 2024. – Vol. 10, № 11. – e32412. – <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e32412>.

12 **Witkowski, K., Haering, P., Seidelt, S., Pini, N.** Role of Thermal Technologies for Enhancing Flexibility in Multi-Energy Systems through Sector Coupling: Technical Suitability and Expected Developments // IET Energy Systems Integration. – 2020. – Vol. 2. – P. 69–79. <https://doi.org/10.1049/iet-esi.2019.0061>

13 **Hasananto, N. et al.** Modelling of Load Variation Effect on the Steam Power Plant Heat Rate and Performance Using Gatecycle // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1034. – 012048.

Поступило в редакцию 28.01.26.

Поступило с исправлениями 13.02.26.

Принято в печать 08.06.26.

М. М. Умышева¹, Е. А. Сарсенбаев², Д. Р. Умышев³

^{1,2,3}Қ. И. Сәтпаев атындағы Қазақ ұлттық зерттеу

техникалық университеті,

Қазақстан Республикасы, Алматы қ.

28.01.26 ж. баспаға түсті.

13.02.26 ж. түзетулерімен түсті.

08.06.26 ж. басып шығаруға қабылданды.

БУ-ГАЗ ҚОНДЫРҒЫСЫ МЕН ЖЫЛУ ЭЛЕКТР ОРТАЛЫҒЫН ІСКЕ ҚОСУ КЕЗІНДЕГІ ЭЛЕКТР ЭНЕРГИЯСЫ САПАСЫН ТАЛДАУ

Бұл мақалада 110 кВ желідегі кернеулерге әсер ету үшін біріктірілген жылу электр станциясының (ЖЭО) және біріктірілген циклі газ турбинасы (БЦГ) іске қосу режимдерін талдау нәтижелері ұсынылған. Модельдеу MATLAB/Simulink бағдарламалық ортасында электр жүйесінің жеңілдетілген баламалы моделін қолдана отырып жүргізілді.

Зерттеуге ЖЭО-ны іске қосудың екі сценарийі кірді. Бірінші сценарий қалалық жүктемесі бар 110 кВ желіде БЦГ ажыратылған

күйде ЖЭО-ны іске қосуды қамтыды. Іске қосу ұзақтығы 600 секунд болды. Ұқсас сценарий ЖЭО ажыратылған екінші сценарий үшін де жүргізілді. Талдау белсенді қуаттың, тиімді кернеудің, салыстырмалы кернеу ауытқуларының және кернеу мен белсенді қуат арасындағы байланыстың уақытқа тәуелділігіне негізделген.

Зерттеу дәстүрлі ЖЭО-ны іске қосу 110 кВ желілік түйінге айтарлықтай әсер ететінін көрсетті. ЖЭО іске қосылған кездегі ең жоғары салыстырмалы кернеу ауытқулары шамамен 2,2-2,3%-ға жетеді, ал аралас циклді электр станциялары (БЦЭЭ) үшін орнатылған қуаты айтарлықтай жоғары болғанына қарамастан, олар 1,5-1,6%-дан аспайды.

Мақалада қуатты арттыру графиктері, 110 кВ желілік кернеу графиктері, желілік кернеу ауытқу графиктері және БЦЭ мен БЦЭЭ үшін қуат-кернеу байланысы ұсынылған.

Кілтімі сөздер: БЦЭ, БЦЭ, желі, 110 кВ, модельдеу, уақыт, талдау, іске қосу.

M. M. Umysheva¹, E. A. Sarsenbaev², D. R. Umyshev³

^{1,2,3}Kazakh National Research Technical University

named after K. I. Satpayev,
Republic of Kazakhstan, Almaty

Received 28.01.26.

Received in revised form 13.02.26.

Accepted for publication 08.06.26.

POWER QUALITY ANALYSIS DURING START-UP OF A COMBINED CYCLE GAS TURBINE AND A COMBINED HEAT AND POWER PLANT

This article presents the results of an analysis of the start-up modes of a combined heat and power plant (CHP) and a combined cycle gas turbine (CCGT) for their impact on voltages in the 110 kV grid. The simulation was performed in the MATLAB/Simulink software environment using a simplified equivalent model of the power system.

The study included two scenarios for starting up the CHP. The first scenario involved starting the CHP with the CCGT disconnected in a 110 kV grid with an urban load. The start-up duration was 600 seconds. A similar scenario was conducted for the second scenario, in which the CHP was disconnected. The analysis was based on the time dependences of active

power, effective voltage, relative voltage deviations, and the relationship between voltage and active power.

The study demonstrated that starting a conventional CHP has a significant impact on the 110 kV grid node. Maximum relative voltage fluctuations during CHP plant startup reach approximately 2.2–2.3 %, while for combined cycle power plants (CCPPs), they do not exceed 1.5–1.6 %, despite their significantly higher installed capacity.

The article presents power ramp-up graphs, 110 kV grid voltage graphs, grid voltage fluctuation graphs, and the power-voltage relationship for CCPs and CHPs.

Keywords: CCPs, CHPs, grid, 110 kV, modeling, time, analysis, startup.

Теруге 09.06.2026 ж. жіберілді. Басуға 30.06.2026 ж. қол қойылды.

Электронды баспа

5,86 Mb RAM

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

Компьютерде беттеген: А. Б. Шукитова

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Тапсырыс № 4557

Сдано в набор 09.06.2026 г. Подписано в печать 30.06.2026 г.

Электронное издание

5,86 Mb RAM

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

Компьютерная верстка: А. Б. Шукитова

Корректор: А. Р. Омарова, Д. А. Кожас

Заказ № 4557

«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