

EDN: FXGRSU

УДК 621.311, 621.331

Improving the Quality of Control of Generators of Small Thermal Power Plants in Conditions of Reduced Power Quality

Yuri N. Bulatov^{*a},
Andrey V. Kryukov^{b, c} and Konstantin V. Suslov^{c, d}

^a*Bratsk State University
Bratsk, Russian Federation*

^b*Irkutsk State Transport University
Irkutsk, Russian Federation*

^c*Irkutsk National Research Technical University
Irkutsk, Russian Federation*

^d*National Research University «MEI»
Moscow, Russian Federation*

Received 07.12.2023, received in revised form 13.01.2024, accepted 01.04.2024

Abstract. The creation of small-capacity combined heat and power plants (CHPs) in industrial boiler house buildings, providing combined production of electrical and thermal energy, makes it possible to increase the efficiency of electrical power production. The above fully applies to the stationary energy sector of railway transport. However, due to the influence of single-phase and nonlinear traction loads, AC railway power supply systems (RPSS) are characterized by reduced power quality in terms of voltage deviations, asymmetry and harmonic distortions. Therefore, to ensure reliable operation of mini-CHP generators, the development of special methods and means is required, as well as the use of effective algorithms for automatic voltage and frequency control. The use of mini-CHP in power supply systems makes it possible to effectively regulate voltage and frequency at load nodes. However, this raises the problem of setting up automatic regulators designed to control the excitation of generators and the rotation speed of turbines. To solve this problem, predictive algorithms can be effectively used, which speeds up the process of commissioning mini-CHP. The article provides a description of models of self-adjusting predictive voltage and frequency regulators of turbogenerator units operating in RPSS with a motor load. The results of computer modeling showed that the use of such regulators improves the processes of regulating parameters in transient modes; at the same time, the quality of electricity is further improved in terms of asymmetry and non-sinusoidality.

© Siberian Federal University. All rights reserved

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-Non Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0).

* Corresponding author E-mail address: bulatovyura@yandex.ru

Keywords: railway power supply system, mini-CHP, automatic excitation and speed controllers, predictive algorithms, modeling.

Citation: Bulatov Yu. N., Kryukov A. V., Suslov K. V. Improving the quality of control of generators of small thermal power plants in conditions of reduced power quality. J. Sib. Fed. Univ. Eng. & Technol., 2024, 17(3), 308–325. EDN: FXGRSU



Улучшение качества управления генераторами малых ТЭЦ в условиях пониженного качества электроэнергии

Ю. Н. Булатов^а, А. В. Крюков^{б, в}, К. В. Суслов^{в, г}

^аБратский государственный университет
Российская Федерация, Братск

^бИркутский государственный университет путей сообщения
Российская Федерация, Иркутск

^вИркутский национальный исследовательский
технический университет

Российская Федерация, Иркутск

^гНациональный исследовательский университет «МЭИ»
Российская Федерация, Москва

Аннотация. Создание в зданиях производственных котельных небольших по мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), обеспечивающих комбинированное производство электрической и тепловой энергии, позволяет повысить эффективность электроэнергетического производства. Сказанное в полной мере относится к стационарной энергетике железнодорожного транспорта. Однако из-за влияния однофазной и нелинейной тяговой нагрузки системы электроснабжения железных дорог (СЭЖД) переменного тока характеризуются пониженным качеством электроэнергии по отклонениям напряжений, несимметрии и гармоническим искажениям. Поэтому для обеспечения надежного функционирования генераторов мини-ТЭЦ требуется разработка специальных методов и средств, а также применение эффективных алгоритмов автоматического регулирования напряжения и частоты. Применение мини-ТЭЦ в системах электроснабжения позволяет эффективно регулировать напряжения и частоту в узлах нагрузки. Однако при этом возникает задача настройки автоматических регуляторов, предназначенных для управления возбуждением генераторов и частотой вращения турбин. Для ее решения могут эффективно использоваться прогностические алгоритмы, что позволяет ускорить процесс ввода в эксплуатацию мини-ТЭЦ. В статье приводится описание моделей самонастраивающихся прогностических регуляторов напряжения и частоты турбогенераторных установок, работающих в СЭЖД с двигательной нагрузкой. Результаты компьютерного моделирования показали, что применение таких регуляторов улучшает процессы регулирования параметров в переходных режимах; при этом дополнительно улучшается качество электроэнергии по несимметрии и несинусоидальности.

Ключевые слова: система электроснабжения железной дороги, мини-ТЭЦ, автоматические регуляторы возбуждения и частоты вращения, прогностические алгоритмы, моделирование.

Цитирование: Булатов Ю. Н. Улучшение качества управления генераторами малых ТЭЦ в условиях пониженного качества электроэнергии / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков, К. В. Суслев // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2024, 17(3). С. 308–325. EDN: FXGRSU

Введение

В настоящее время особую важность приобретает задача создания в зданиях производственных котельных небольших по мощности теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) [1], обеспечивающих совместное производство электрической и тепловой энергии. Использование ТЭЦ малой мощности позволяет повысить надежность электроснабжения ответственных потребителей.

Развитие малой энергетики требует новых подходов при разработке и реализации ее объектов [2]. Одно из перспективных направлений когенерации электрической и тепловой энергии [3], которое может использоваться при реконструкции существующих теплоэнергетических объектов и строительстве новых, базируется на применении паротурбинных установок (ПТУ) [4] с использованием теплоты отработавшего пара. Для этих же целей могут применяться газотурбинные установки (ГТУ) [5, 6]. Сказанное в полной мере относится к стационарной энергетике железнодорожного транспорта. Применение на основе ПТУ и ГТУ мини-ТЭЦ в системах электроснабжения железных дорог (СЭЖД) позволит повысить уровень надежности электроснабжения [7] и улучшить качество электроэнергии [8, 9]. Однако из-за влияния однофазной и нелинейной тяговой нагрузки СЭЖД переменного тока характеризуются пониженным качеством электроэнергии по отклонениям напряжений, несимметрии и гармоническим искажениям. Поэтому для обеспечения надежного функционирования генераторов мини-ТЭЦ на базе ПТУ или ГТУ требуется разработка специальных методов и средств, а также применение эффективных алгоритмов автоматического регулирования напряжения и частоты.

Для обеспечения эффективной работы мини-ТЭЦ можно использовать технологию сетевых кластеров (microgrid) [10, 11], снимающую проблемы с качеством электроэнергии за счет подключения мини-ТЭЦ и питающихся от нее потребителей через вставку постоянного тока, выпрямители и инверторы которой оборудованы фильтрами для подавления гармонических искажений.

Для формирования мини-ТЭЦ используются агрегаты на базе синхронных генераторов с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ). Для повышения эффективности этих систем можно использовать прогностические алгоритмы [12]. Результаты исследований, приведенные в работах [13–15], показывают эффективность их применения в регуляторах для управления силовой электроникой, электродвигателями и генераторами. Такие регуляторы могут быть построены на основе линейных и нелинейных алгоритмов. В работах [16, 17] показана эффективность использования линейных алгоритмов.

Исследования на компьютерных моделях газотурбинной [18], турбогенераторной [19] и гидрогенераторной [20] установок подтвердили высокую эффективность использования линейных прогностических алгоритмов в АРВ и АРЧВ. Указанные исследования на моделях энергоустановок проводились в условиях нормального качества электроэнергии.

Ниже представлены результаты исследований режимов работы СЭЖД с двигательной нагрузкой в трехфазной сети 6 кВ с двумя мини-ТЭЦ, питающими нетяговых потребителей. Изучалось влияние предлагаемого метода регулирования на режимы сетевого кластера, представляющего собой распределительную электрическую сеть, подключенную к СЭЖД через вставку постоянного тока (ВПТ). Моделирование выполнялось в системе MATLAB. Цель

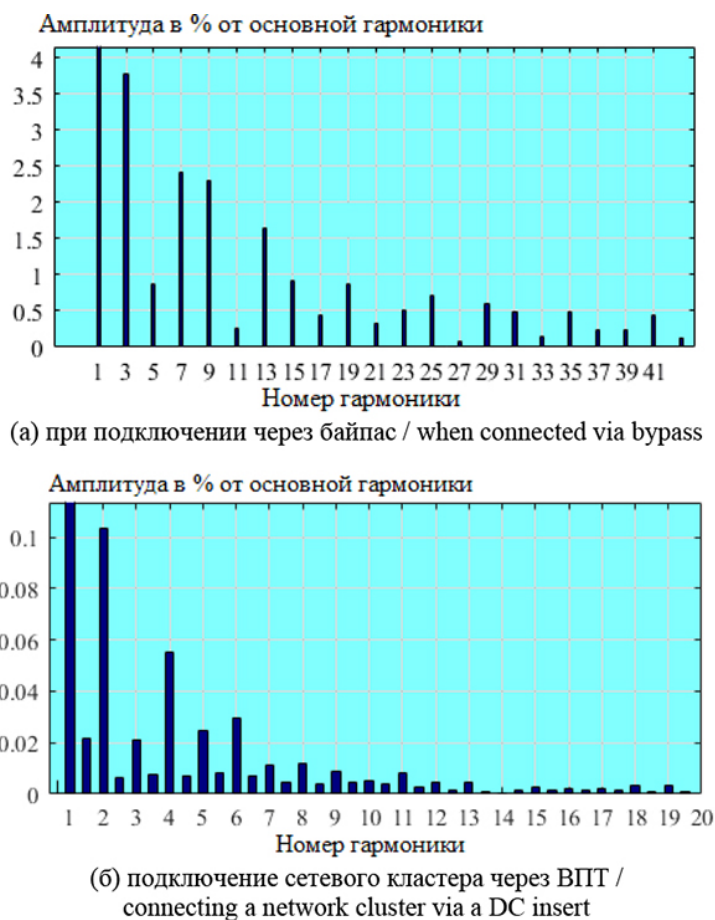


Рис. 3. Состав гармоник на шинах 6 кВ

Fig. 3. Composition of harmonics on 6 kV buses

Результаты моделирования

При изучении влияния прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа на показатели качества управления напряжением и частотой ТЭЦ использовалась согласованная настройка регуляторов синхронных генераторов [22]. Ниже приведены результаты моделирования в режиме подключения через ВПТ.

Результаты моделирования режима подключения дополнительной нагрузки мощностью $2 + j0,4$ МВ·А на шинах ТЭЦ-1 представлены на рис. 4–7. Использование прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа уменьшает время переходного процесса для мощности на валу турбины ТЭЦ-1 и частоты ее вращения, делая управление более плавным (рис. 4 и 5). Аналогичные результаты получаются и для ТЭЦ-2.

При подключении дополнительной нагрузки использование прогностических АРВ и АРЧВ значительно улучшает показатели качества регулирования (ПКР) для напряжения и частоты: на 33 % уменьшается провал напряжения (рис. 6); в два раза снижается время переходного процесса (ПП) для напряжения (рис. 6), а для частоты – в десять раз (рис. 7); исчезает колебательность этих параметров. Остальные показатели регулирования представлены в табл. 1.

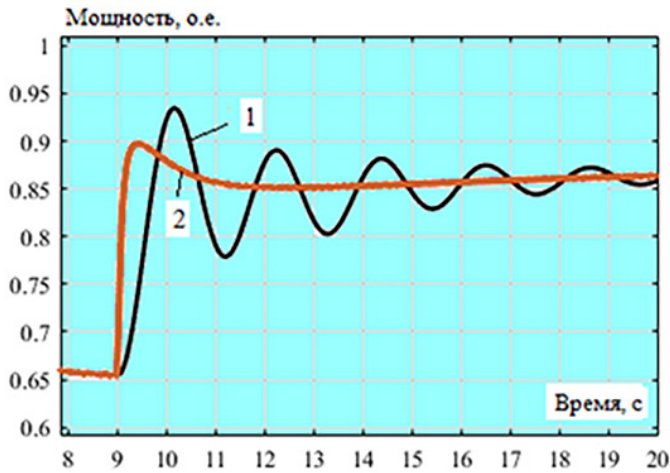


Рис. 4. Изменение механической мощности на валу турбогенератора ТЭЦ-1 при подключении дополнительной нагрузки: 1 – регуляторы без прогнозирующего звена; 2 – использовались самонастраивающиеся прогностические АРВ и АРЧВ

Fig. 4. Change in mechanical power on the shaft of the turbogenerator of CHP 1 when connecting an additional load: 1 – regulators without a predictive link; 2 – self-adjusting prognostic AVR and ASR were used



Рис. 5. Скорость вращения ротора генератора при подключении дополнительной нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 5. Rotation speed of the generator rotor when connecting an additional load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

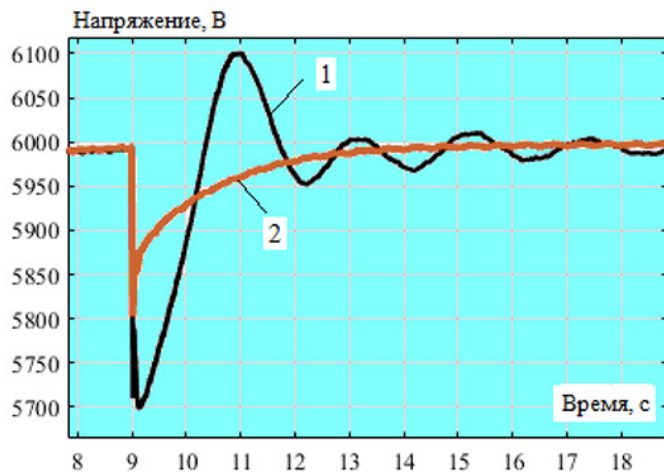


Рис. 6. Изменение напряжения турбогенератора ТЭЦ-1 при подключении дополнительной нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 6. Change in voltage of the turbogenerator of CHP1 when connecting an additional load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

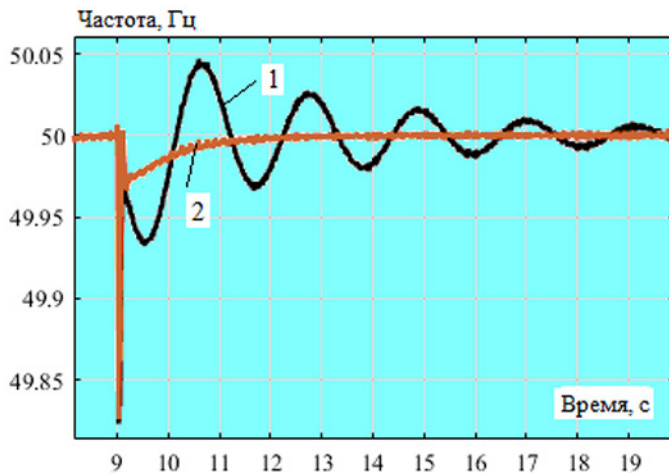


Рис. 7. Изменение частоты в сети при подключении дополнительной нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 7. Change in frequency in the network when connecting an additional load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

Таблица 1. Некоторые показатели качества регулирования при подключении дополнительной нагрузки на шинах ТЭЦ-1

Table 1. Some indicators of the quality of regulation when connecting an additional load on the buses of CHP 1

Показатель качества регулирования	Виды регуляторов		Разница показателей, %
	обычные АРВ и АРЧВ	прогностические АРВ и АРЧВ	
1. Время ПП скорости вращения ротора турбогенератора, с	11,0	3,5	68,2
2. Перерегулирование скорости вращения ротора турбогенератора s	0,1	0	100,0
3. Степень затухания колебаний скорости вращения ротора турбогенератора m	0,5	1,0	50,0
4. Время ПП напряжения турбогенератора, с	10,0	4,5	55,0
5. Перерегулирование напряжения турбогенератора s	1,67	0	100,0
6. Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора m	0,016	1,0	98,4

$$\sigma = \frac{h_{\max 1} - h}{h} \cdot 100, \%; \mu = 1 - \frac{h_{\max 2}}{h_{\max 1}},$$

где $h_{\max 1}$ – амплитуда первого колебания; $h_{\max 2}$ – амплитуда второго колебания; h – установившееся значение регулируемой величины

Результаты моделирования режима отключения питания от ТП представлены на рис. 8–11. Применение прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа улучшает ПКР параметров ТЭЦ:

- отсутствует колебательность мощности турбогенератора (рис. 8);
- в 6 раз снижается время ПП для скорости вращения ротора генератора ТЭЦ-1 (рис. 9);
- в три раза уменьшается провал напряжения на шинах ТЭЦ-1 (рис. 10);
- в одиннадцать раз снижается время ПП для частоты (рис. 11).

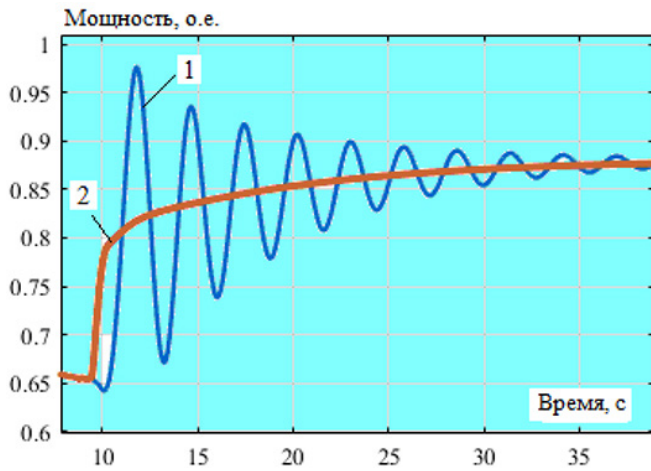


Рис. 8. Механическая мощность на валу турбогенератора ТЭЦ-1 при отключении питания от ТП: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 8. Mechanical power on the shaft of the turbogenerator of CHP1 when the power is turned off from the transformer substation: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

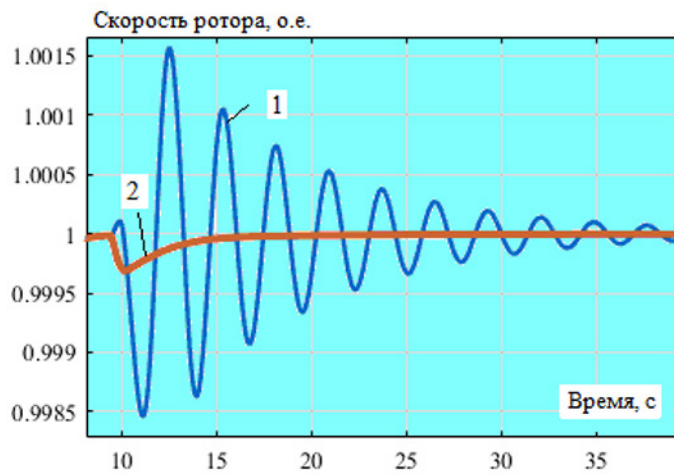


Рис. 9. Скорость вращения ротора генератора ТЭЦ-1 при отключении питания от ТП: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 9. Rotation speed of the generator rotor of CHP 1 when power is turned off from the transformer substation: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

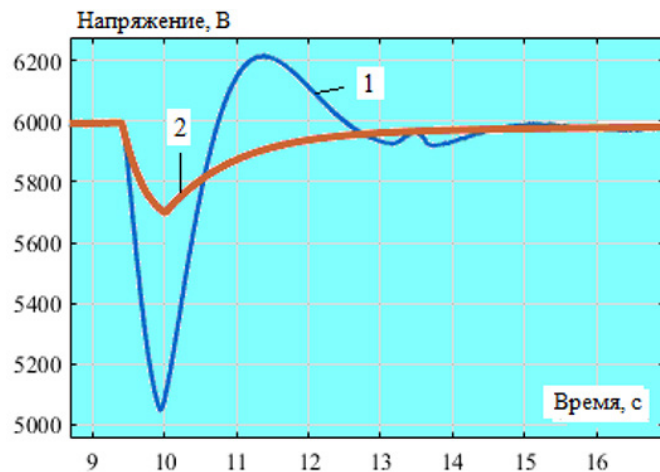


Рис. 10. Напряжение на шинах ТЭЦ-1 при отключении питания от ТП: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 10. Voltage on the buses of CHP1 when power is turned off from the transformer substation: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

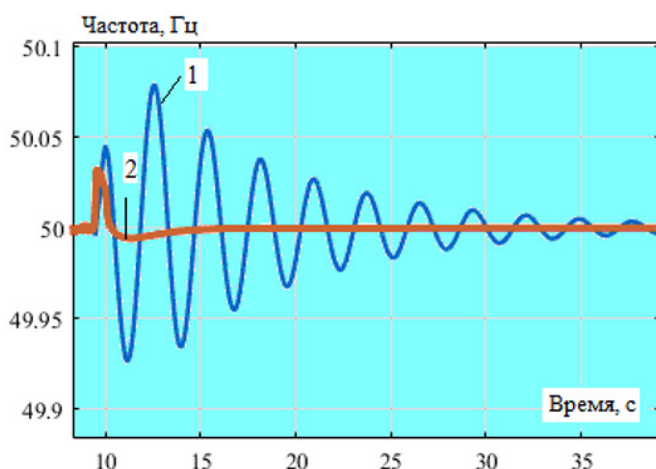


Рис. 11. Изменение частоты в сети при отключении питания от ТП: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 11. Change in frequency in the network when power is turned off from the transformer substation: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

Когда в регуляторах отсутствует прогнозирующее звено, то после отключения от ТП ухудшаются показатели качества процесса регулирования. Остальные ПКР для данного режима представлены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что применение прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа для генераторов ТЭЦ позволяет в значительной степени улучшить ПКР:

- время ПП для скорости вращения ротора снижается на 83 %; а для напряжения уменьшается на 40 %;
- отсутствует перерегулирование;
- в два раза увеличивается степень затухания колебаний указанных параметров.

Результаты моделирования режима КЗ на линии 6 кВ вблизи ТЭЦ-1 с последующим ее отключением с двух сторон представлены на рис. 12–15. Использование прогностических АРВ

Таблица 2. Некоторые ПКР обычных и прогностических АРВ и АРЧВ при отключении питания от ТП

Table 2. Some indicators of the quality of regulation of conventional and prognostic AVR and ASR when disconnecting power from the transformer substation

Показатель качества регулирования	Виды регуляторов		Разница показателей, %
	обычные АРВ и АРЧВ	прогностические АРВ и АРЧВ	
1. Время ПП скорости вращения ротора турбогенератора, с	30,0	5,0	83,3
2. Перерегулирование скорости вращения ротора турбогенератора s	0,15	0	100,0
3. Степень затухания колебаний скорости вращения ротора турбогенератора m	0,33	1,0	67,0
4. Время ПП напряжения турбогенератора, с	5,0	3,0	40,0
5. Перерегулирование напряжения турбогенератора s	3,33	0	100,0
6. Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора m	0,03	1,0	97,0

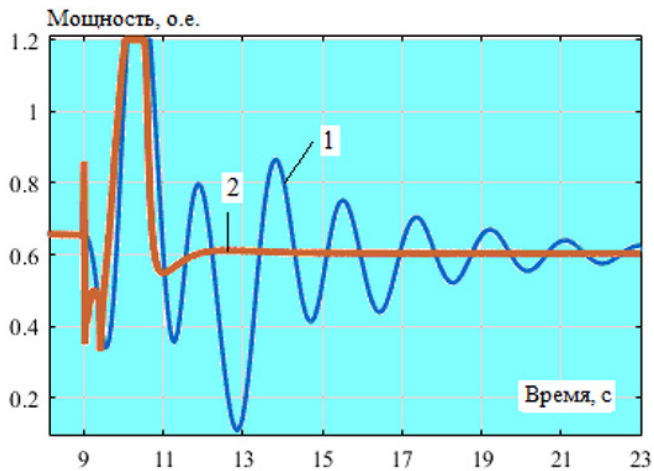


Рис. 12. Изменение механической мощности на валу турбогенератора ТЭЦ-1 при КЗ с последующим его отключением: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 12. Change in mechanical power on the shaft of the turbogenerator of CHP1 during a short circuit with its subsequent shutdown: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4



Рис. 13. Скорость вращения ротора генератора при КЗ с последующим его отключением: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 13. Rotation speed of the generator rotor during a short circuit followed by its shutdown: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

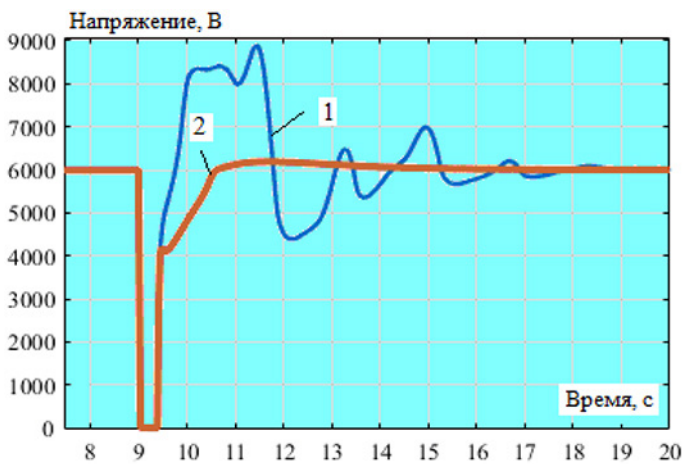


Рис. 14. Изменение напряжения турбогенератора при КЗ с последующим его отключением: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 14. Change in the voltage of the turbogenerator during a short circuit with its subsequent shutdown: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

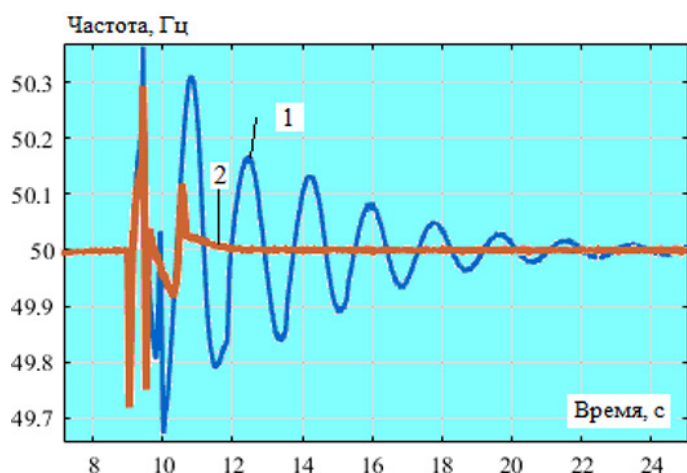


Рис. 15. Изменение частоты в сети при КЗ с последующим его отключением: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 15. The frequency in the network during a short circuit and then turning it off: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

и АРЧВ самонастраивающегося типа по сравнению с обычными регуляторами при КЗ и отключении связывающей ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 линии позволяет значительно улучшить следующие показатели: в пять раз снижается время ПП для мощности турбогенератора (рис. 12) и в четыре раза для скорости вращения его ротора (рис. 13); практически отсутствует перерегулирование этих параметров (рис. 13 и 14); в шесть раз снижается время ПП для частоты в сети (рис. 15). Остальные показатели представлены в табл. 3.

Дополнительно выполнялось моделирование режима подключения мощной тяговой нагрузки в режимах питания кластеров через ВПТ или байпас. Результаты моделирования данного режима при подключении через ВПТ представлены на рис. 16 и 17, а также в табл. 4. Полученные результаты дают возможность отметить, что применение прогностических регу-

Таблица 3. Некоторые показатели качества регулирования обычных и прогностических АРВ и АРЧВ при КЗ на линии 6 кВ с последующим его отключением

Table 3. Some indicators of the quality of regulation of conventional and prognostic AVR and ASR during a short circuit on a 6 kV line with its subsequent shutdown

Показатель качества регулирования	Виды регуляторов		Разница показателей, %
	обычные АРВ и АРЧВ	прогностические АРВ и АРЧВ	
1. Время ПП скорости вращения ротора турбогенератора, с	13,0	3,0	77,0
2. Перерегулирование скорости вращения ротора турбогенератора s	0,75	0	100,0
3. Степень затухания колебаний скорости вращения ротора турбогенератора m	0,36	1,0	64,0
4. Время ПП напряжения турбогенератора, с	6,0	2,0	67,0
5. Перерегулирование напряжения турбогенератора s	50,0	0	100,0
6. Степень затухания колебаний напряжения турбогенератора m	0,67	1,0	33,0

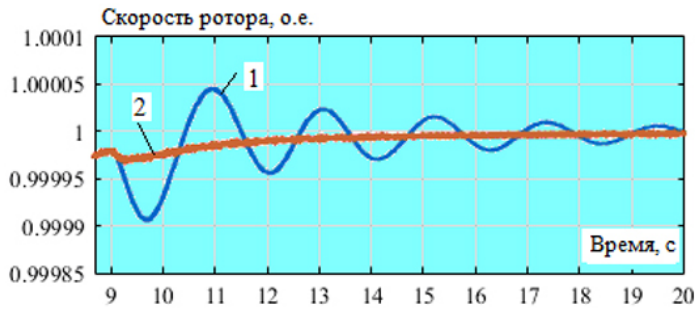


Рис. 16. Скорость вращения ротора генератора при подключении дополнительной тяговой нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 16. Rotation speed of the generator rotor when connecting an additional traction load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

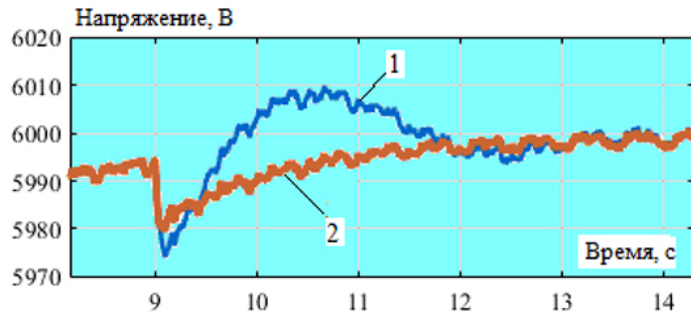


Рис. 17. Изменение напряжения турбогенератора при подключении дополнительной тяговой нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 17. Change in turbogenerator voltage when connecting an additional traction load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

ляторов генераторов малых ТЭЦ позволяет: на 50 % снизить коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности (K_{2U}); в среднем на 8,5 % уменьшить коэффициенты несинусоидальности напряжения; при этом отсутствует колебательность и перерегулирование напряжения и скорости вращения ротора турбогенератора (рис. 16 и 17).

Результаты моделирования режима подключения дополнительной тяговой нагрузки при питании через байпас представлены на рис. 18–20, а также в табл. 5 и дают возможность сделать вывод о том, что применение прогностических регуляторов генераторов малых ТЭЦ позволяет в среднем на 23 % снизить коэффициенты несинусоидальности напряжения. Также отсутствует колебательность и перерегулирование напряжения (рис. 19) и частоты в сети (рис. 20).

Таблица 4. Показатели качества электроэнергии при подключении через ВПТ в режиме увеличения тяговой нагрузки

Table 4. Electric power quality indicators when connected via a DC insert in the mode of increasing traction load

Режим работы системы	Показатели качества электроэнергии			
	Коэффициенты несинусоидальности напряжения, %			K_{2U} , %
	$K_{UAB(n)}$	$K_{UBC(n)}$	$K_{UCA(n)}$	
1. Регуляторы генераторов ТЭЦ без прогнозирующего звена	0,14	0,12	0,1	0,02
2. На ТЭЦ использовались прогностические АРВ и АРЧВ	0,13	0,11	0,09	0,01
Отличия, %	7,14	8,33	10	50



Рис. 18. Скорость вращения ротора генератора при подключении дополнительной тяговой нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 18. Rotation speed of the generator rotor when connecting an additional traction load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

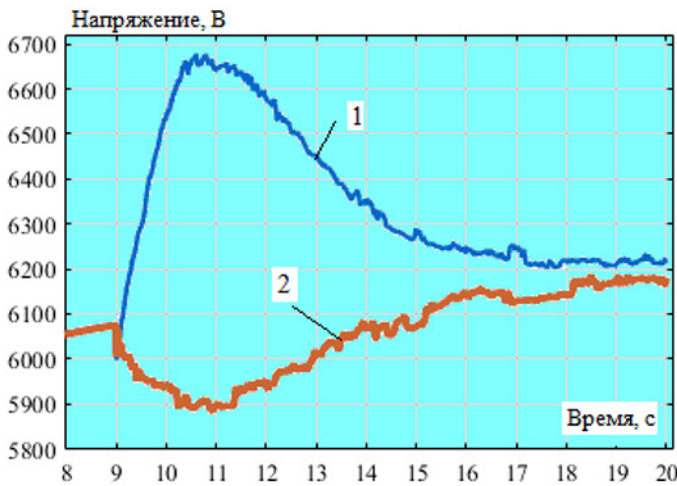


Рис. 19. Изменение напряжения турбогенератора при подключении дополнительной тяговой нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 19. Change in turbogenerator voltage when connecting an additional traction load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

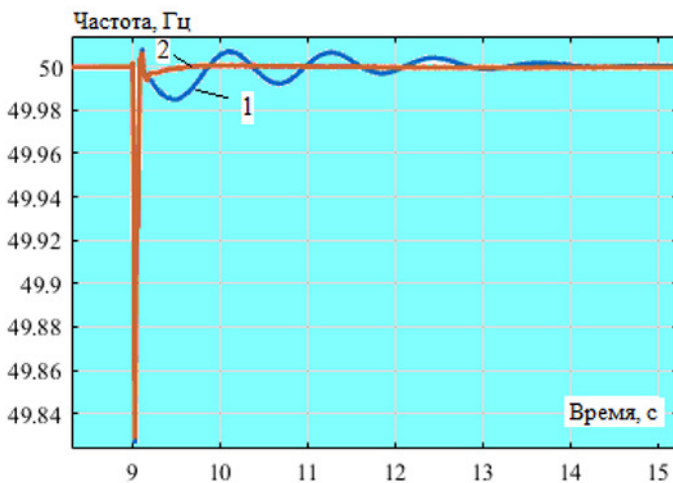


Рис. 20. Изменение частоты в сети при подключении дополнительной тяговой нагрузки: обозначения 1 и 2 соответствуют рис. 4

Fig. 20. Change in frequency in the network when connecting an additional traction load: designations 1 and 2 correspond to Fig. 4

Таблица 5. Показатели качества электроэнергии при подключении через байпас в режиме увеличения тяговой нагрузки

Table 5. Electric power quality indicators when connected via bypass in the mode of increasing traction load

Режим работы системы	Показатели качества электроэнергии			
	Коэффициенты несинусоидальности напряжения, %			K_{2U} , %
	$K_{UAB(n)}$	$K_{UBC(n)}$	$K_{UCA(n)}$	
1. Регуляторы генераторов ТЭЦ без прогнозирующего звена	14, 51	15,71	16,5	7,329
2. На ТЭЦ использовались прогностические АРВ и АРЧВ	11,4	12,26	13,12	7,326
Отличия, %	21,43	21,7	26,5	0,04

Результаты моделирования показали, что использование ВПТ при подключении распределительной сети к СЭЖД с пониженным качеством электроэнергии в части несимметрии и несинусоидальности позволяет значительно улучшить данные показатели и обеспечивает практическую нечувствительность режима к возмущениям в тяговой сети. Кроме этого, использование прогностических регуляторов самонастраивающегося типа для синхронных генераторов малых ТЭЦ позволяет дополнительно улучшить показатели, характеризующие несимметрию и несинусоидальность напряжения и в значительной степени улучшить показатели качества процесса регулирования.

Заключение

Представлены модели прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа для турбогенератора малых ТЭЦ. Полученные на основе этих моделей результаты позволили сформулировать следующие выводы:

1. При увеличении нагрузки мини-ТЭЦ прогностические АРВ и АРЧВ: на 33 % уменьшают провал напряжения; в два раза снижают время переходного процесса для напряжения и в десять раз для частоты в сети; при этом практически отсутствует колебательность скорости вращения ротора, механической мощности, напряжения и частоты в сети.

2. В режиме КЗ и при отключении связывающей ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 линии значительно улучшаются следующие показатели: время переходного процесса для мощности турбогенератора уменьшается в пять раз, для скорости вращения – в четыре раза, а для частоты в сети – в шесть раз; отсутствует перерегулирование напряжения; при этом исчезает колебательность всех регулируемых параметров.

3. При переходе системы электроснабжения в островной режим из-за потери связи с питающей ТП применение прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа улучшает следующие параметры: уменьшается время переходного процесса для скорости ротора турбогенератора ТЭЦ в шесть раз, а для частоты в сети – в одиннадцать раз; в три раза снижается провал напряжения на шинах ТЭЦ.

4. Использование вставки постоянного тока при подключении мини-ТЭЦ к СЭЖД позволяет значительно улучшить показатели качества регулирования и обеспечивает практическую нечув-

ствительность режима к возмущениям в тяговой сети. Кроме этого, использование прогностических регуляторов самонастраивающегося типа для синхронных генераторов малых ТЭЦ позволяет дополнительно улучшить показатели, характеризующие качество электроэнергии: на 50 % снижается коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности; в среднем на 8,5 % уменьшаются коэффициенты несинусоидальности; при этом отсутствует колебательность и перерегулирование напряжения и скорости вращения ротора турбогенератора

5. Применение прогностических АРВ и АРЧВ самонастраивающегося типа позволяет обеспечить устойчивую работу турбогенератора и приемлемые показатели качества регулирования для всех параметров, а также улучшает качество электроэнергии, что является подтверждением высокой эффективности применения предлагаемых регуляторов синхронных генераторов мини-ТЭЦ.

Список литературы / References

[1] Чурашев В.Н., Маркова В.М. Мини-ТЭЦ – перспективное направление развития энергетики Новосибирской области, Актуальные проблемы развития Новосибирской области и пути их решения, Часть I. Проблемы и перспективы экономического развития Новосибирской области, сборник научных трудов. Под редакцией А.С. Новоселова, А.П. Кулаева, Новосибирск, 2014, 138–161. [Churashev V.N., Markova V.M. Mini-CHP is a promising direction for the development of energy in the Novosibirsk region, Current problems of development of the Novosibirsk region and ways to solve them, Part I Problems and prospects for the economic development of the Novosibirsk region, collection of scientific papers. Edited by A.S. Novoselova, A.P. Kulaeva, Novosibirsk, 2014, 138–161 (in Rus.)].

[2] Седнин В.А., Седнин А.В., Шимукович А.А. Перевод отопительных котельных в мини-ТЭЦ (часть 1). Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2005. 5. 72–77 [Sednin V.A., Sednin A.V., Shimukovich A.A. Conversion of heating boiler houses to mini-CHP (part 1). Energy. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. 2005. 5. 72–77 (in Rus.)].

[3] Gopisetty S.; Treffinger P. Generic Combined Heat and Power (CHP) Model for the Concept Phase of Energy Planning Process. *Energies*. 2017, 10, 11. <https://doi.org/10.3390/en10010011>

[4] Бурносенко А.Ю. Мини-ТЭЦ с паровыми турбинами для повышения эффективности промышленно-отопительных котельных. Новости теплоснабжения. 2009. 1. 36–38. [Burnosenko A. Yu. Mini-CHP with steam turbines to increase the efficiency of industrial heating boiler houses. Heat supply news. 2009. 1. 36–38 (in Rus.)].

[5] Pilavachi P.A. Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power. *Appl. Therm. Eng.*, 2002, 22, 18, 2003–2014.

[6] Чичирова Н.Д., Филимонова А.А., Черкасов А.С., Ляпин А.И. Обзор возможности применения газовых турбин малой мощности. Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2023, 16(5). 584–600 [Chichirova N.D., Filimonova A.A., Cherkasov A.S., Lyapin A.I. Review of the possibility of using low-power gas turbines. *Journal Sib. federal un-ta. Engineering and Technology*, 2023, 16(5). 584–600 (in Rus.)].

[7] Samoylenko V.O., Ilyushin P.V., Pazderin A.V. Estimating distributed generation re-liability level. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 2020. 18. 70–75. DOI: 10.24084/repqj18.225.

[8] Sikorski T. and Rezmer J. Distributed Generation and Its Impact on Power Quality in Low-Voltage Distribution Networks, Power Quality Issues in Distributed Generation, Dr. Jaroslaw Luszcz (Ed.), InTech. 2015. <https://doi.org/10.5772/61172>

[9] Bulatov Y.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Solving the flicker noise origin problem by optimally controlled units of distributed generation, Proceedings of 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). 2018. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378834>

[10] Danish M.S. S., Matayoshi H., Howlader H.R., Chakraborty S., Mandal P. and Senjyu T. “Microgrid Planning and Design: Resilience to Sustainability,” 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 2019, 253–258, doi: 10.1109/GTDA.2019.8716010.

[11] Ferdous S.M., Shahnia F. and Shafiullah G.M. “Stability and robustness of a coupled microgrid cluster formed by various coupling structures,” Chinese Journal of Electrical Engineering, 7(4), 60–77, Dec. 2021, doi: 10.23919/CJEE.2021.000038.

[12] Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control, 2nd edition Springer, 2007, 405.

[13] Rodriguez J. et al. State of the Art of Finite Control Set Model Predictive Control in Power Electronics, in IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2013, 9(2), 1003–1016, <https://doi.org/10.1109/TII.2012.2221469>

[14] Petkar S.G., Eshwar K. and Thippiripati V.K. A Modified Model Predictive Current Control of Permanent Magnet Synchronous Motor Drive, in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2021, 68(2), 1025–1034, <https://doi.org/10.1109/TIE.2020.2970671>

[15] Beus M., Pandžić H. Practical Implementation of a Hydro Power Unit Active Power Regulation Based on an MPC Algorithm. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2022, 37, <https://doi.org/10.1109/TEC.2021.3094059>

[16] Pikina G.A., Pashchenko F.F., Pashchenko A.F. Synthesis, Research and Comparative Analysis of Predictive Control Algorithms, International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), 2020, 1–5, <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271646>

[17] Pikina G.A., Kuznetsov M.S. Tuning methods for typical predictive control algorithms. Therm. Eng., 2012, 59, 154–158, https://doi.org/10.1134/S_0040601512020139

[18] Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen V.H. Simulation of Gas Turbine Power Plants with Voltage and Speed Prognostic Regulators, Int. Russian Automation Conference (RusAutoCon). 2020. 160–164, <https://doi.org/10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114>

[19] Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen V.H. Automatic prognostic regulators of distributed generators, International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. Vladivostok: IEEE, 2018. 463. 1–4, <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>

[20] Bulatov Y.; Kryukov A.; Suslov K. Using Group Predictive Voltage and Frequency Regulators of Distributed Generation Plants in Cyber-Physical Power Supply Systems. Energies. 2022, 15, 1253. <https://doi.org/10.3390/en15041253>

[21] Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Прогностическое управление турбогенераторной установкой на основе самонастраивающихся регуляторов. Энергетик. 2023. 7. 9–13 [Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Predictive control of a turbogenerator installation based on self-tuning regulators. Energetic. 2023. 7. 9–13 (in Rus.)].

[22] Kryukov A. V., Kargapolcev S. K., Bulatov Y. N., Skrypnik O. N., Kuznetsov B. F. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. *Far East Journal of Electronics and Communications*. 2017. 17(5). 1127–1140.