

УДК 621.356.4

В.А. Калытка¹, А.В. Баширов², Ф.Н. Булатбаев¹, Т.А. Ханов², Б.С. Оспанов¹, Е. Божбанов¹

¹Карагандинский государственный технический университет, Казахстан;

²Карагандинский экономический университет Казпотребсоюза, Казахстан
(E-mail: kalytka@mail.ru)

Анализ технологической схемы работы автоматизированной турбины в режиме синхронного компенсатора

Выполнен анализ структуры и параметров технологической схемы работы конденсационной паровой турбины К-55-90 ЛМЗ (55 МВт — номинальная мощность; 60 МВт — максимальная мощность; 8,7 МПа — начальное давление) с развитой схемой регенеративного нагрева питательной воды (3 ПВД+5ПНД) и однопоточным конденсатором в условиях Карагандинской ГРЭС-2: с установленной мощностью 663 МВт: первая очередь — 305 МВт, вторая очередь — 358 МВт. Предложен и расчетным путем обоснован перевод турбины К-55-90 ЛМЗ (ст. № 1) в периодический автоматизированный режим синхронного компенсатора (моторный режим), с подпиткой данной турбины активной мощностью от турбины К-50-90 ЛМЗ (ст. № 2), работающей в номинальном режиме (50 МВт, 55 МВт) и подающей из регенеративных отборов (ступени № 17, 18 (ЧВД ТГ № 2) в проточную часть ЧНД ТГ № 1 пар для охлаждения ротора ТГ № 1. В общей электрической схеме станции генераторы турбин № 1, 2 включены параллельно. Приведены технические характеристики вспомогательного силового оборудования генераторов турбин первой очереди (ст. № 1 – 4), включая два обмоточных трансформатора Т3, Т4, три обмоточных трансформатора Т1, Т2 и автотрансформатор АТ. Согласно принятой расчетной электротехнической схеме определены: токи короткого замыкания (ТКЗ) в расчетных (ударных) критических точках К1, К2, К3, а также сопротивление системы, включая сопротивления элементов Т1, Т2, Т3, Т4. Из расчета эквивалентных сопротивлений установлено, что расчетные значения ТКЗ в ударных точках в схеме замещения существенно ниже, чем в исходной схеме. Из полученных результатов очевидно, что режим синхронного компенсатора для турбины № 1, при ее электрической подпитке от генераторов турбин № 2, 3, 4 первой очереди, эффективен по электрическим показателям.

Ключевые слова: конденсационная паровая турбина (КПТУ), принципиальная тепловая схема (ПТС) КПТУ, цилиндры высокого (ЦВД) и низкого (ЦНД) давления, режим синхронного компенсатора, моторный режим работы турбины, схема замещения, токи короткого замыкания (ТКЗ), автоматизированная паровая турбина модели К-55-90 ЛМЗ.

Введение

В последние 10–15 лет промышленные предприятия теплоэнергетической отрасли (ТЭЦ, ГРЭС, КЭС) Республики Казахстан, из-за технически и морально устаревшего основного силового оборудования (паровые турбины, парогенераторы и т.д.), характеризуются низкими технико-экономическими показателями (потери тепловой энергии сжигаемого топлива с уходящими дымовыми газами; потери располагаемого перепада энтальпии на сопловых и рабочих лопатках турбинных ступеней; потери тепла в конденсаторе, на регенеративных и отопительных отборах турбины) [1]. На многих ТЭС теплофикационные паровые турбины (ТПТУ) малой и средней номинальной мощности (50–120 МВт) и паровые котлы средней и высокой тепловой мощности (250 – 550 Гкал/ч) работают на фактических технических параметрах, заниженных в сравнении с установленными на 10–15 % по тепловой мощности и на 5–8 % по электрической мощности. Электрический КПД многих ТЭЦ снижен на 3–5 % [2].

Модернизация принципиальной тепловой схемы (ПТС) ПТУ — актуальная техническая задача, сопряженная с разработкой и расчетным обоснованием технических мероприятий по реконструкции

проточной части цилиндров (ЦВД, ЦСД, ЦНД) и регулированию режимов работы (конденсационный, теплофикационный, режим частичного противодавления, моторный режим) турбины, в расчете на ее номинальные показатели [3].

1. Режим синхронного компенсатора

Для конденсационных паровых турбин (КПТУ) средней мощности (50–100 МВт), устанавливаемых на конденсационных электростанциях (КЭС), эффективным методом повышения технико-экономических показателей (ТЭП) работы турбогенератора (ТГ) является периодическая разгрузка ротора турбины путем ее перевода в режим синхронного компенсатора [4], или моторный режим, когда генератор турбины подключен к внешней сети, все стопорные и регулирующие клапаны закрыты (пар не поступает из общего паропровода в «голову» турбины) и ротор турбины получает активную мощность, расходуемую на компенсацию механических и вентиляционных потерь в роторе [5]. Наиболее оптимален моторный режим для турбин типа К-50-90 ЛМЗ, К-55-90 ЛМЗ [4, 6].

2. Описание и расчет технологической схемы турбины К-55-90 ЛМЗ в моторном режиме

Выбираем в качестве объекта исследования автоматизированную паровую турбину К-55-90 ЛМЗ, установленную на Карагандинской ГРЭС-2 [7]. Предприятие «Топарская ГРЭС», или КарГРЭС-2, с установленной мощностью 663 МВт, состоит из двух очередей [5]: первая очередь мощностью 305 МВт оборудована шестью котлами ПК-10п-2, одним турбогенератором К-55-90 ЛМЗ (ст. № 1), одним турбогенератором К-50-90 ЛМЗ (ст. № 2) и двумя турбогенераторами К-100-90-7 ЛМЗ (ст. № 3, 4); вторая очередь мощностью 358 МВт оборудована девятью котлами ПК-10п-2, одним котлом ПК-14-3, одним турбогенератором К-100-90 ЛМЗ (ст. № 5) и тремя паровыми турбинами Т-86-90 (турбина К-100-90-7 ЛМЗ, реконструированная внедрением отопительного отбора пара после 18-й ступени ЦВД) — ст. № 6, 7, 8. Предмет исследования — анализ параметров тепловой и электрической схем турбины К-55-90 ЛМЗ в моторном режиме в расчете на присоединенные нагрузки Карагандинской ГРЭС-2: по электрической мощности — 663 МВт; по тепловой мощности — 362 Гкал/ч [7].

Конденсационная паровая турбина К-55-90 ЛМЗ (номинальной мощностью 55 МВт, максимальной мощностью 60 МВт), начальным давлением 8,7 МПа и температурой 535 °С — это одноцилиндровый турбоагрегат с однопоточным выхлопом в конденсатор и развитой системой регенеративного (нерегулируемого) подогрева питательной воды (3 ПВД + 5 ПНД) [3]. Турбина К-55-90 относится к современным турбинам модификации серии турбин ЛМЗ мощностью 55 МВт. Возможен дополнительный нерегулируемый отбор пара на собственные нужды станции [4].

Нами предложен и расчетным путем исследован автоматизированный моторный режим работы турбины К-55-90 ЛМЗ (ст. № 1) с подпиткой активной мощностью от турбины К-50-90 ЛМЗ (ст. № 2), работающей в номинальном режиме (50 МВт) и поставляющей из регенеративных отборов (ступени № 17, 18 (ЧВД ТГ № 2) в проточную часть ЧНД ТГ № 1 пар для охлаждения ротора ТГ № 1. В электрическую схему станции турбины № 1, 2 включены параллельно [5].

В таблицах 1, 2 приведены характеристики вспомогательного электрического оборудования генераторов № 1–4: 1) двух обмоточных трансформаторов Т3, Т4; 2) трех обмоточных трансформаторов Т1, Т2; 3) автотрансформаторов АТ.

Т а б л и ц а 1

Технические данные генераторов Г № 1-4 [6]

Номер	Тип	Мощность, МВт	Напряжение, кВ	Коэффициент мощности, cosφ	Полная мощность, МВА	Реактивность X, %
Г № 1 Г № 2 Г № 3 Г № 4	ТВ-60-2	55	6,5	0,84	60	15,55

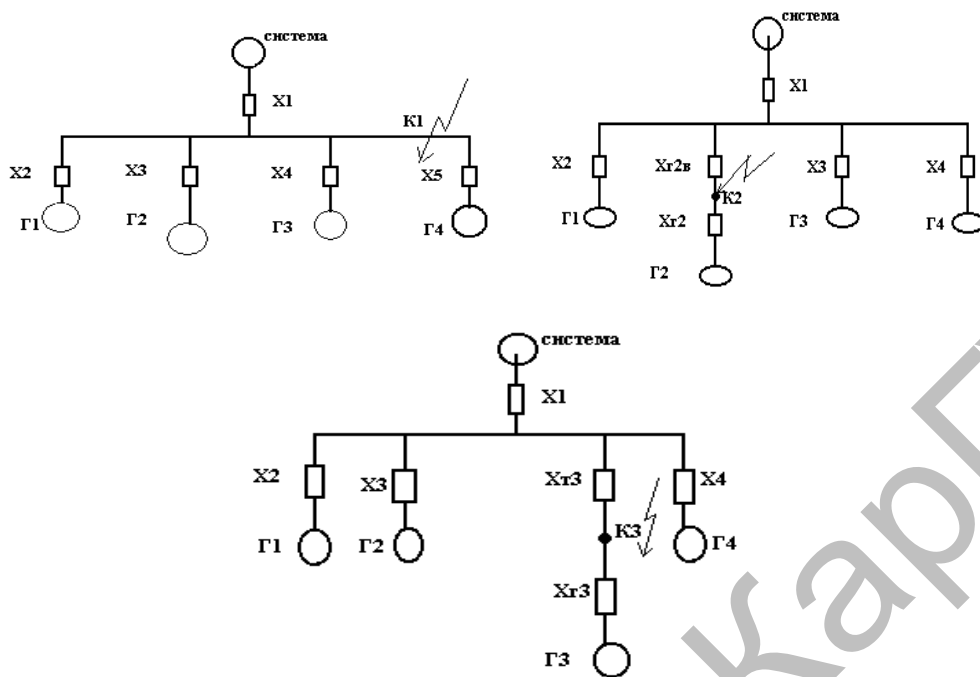


Рисунок 2. Схема замещения в ударных точках

Согласно предложенным схемам замещения элементов электрической цепи (рис. 2) расчет эквивалентных сопротивлений дает значения: $X_1 = 17,55 \text{ Ом}$; $X_2 = 56,9 \text{ Ом}$; $X_3 = 56,54 \text{ Ом}$; $X_4 = 51,8 \text{ Ом}$; $X_5 = 52,6 \text{ Ом}$; $X_6 = \frac{X_2 X_3}{X_2 + X_3} = 28,359 \text{ Ом}$; $X_7 = \frac{X_3 X_4}{X_3 + X_4} = 27,033 \text{ Ом}$; $X_8 = \frac{X_6 X_7}{X_6 + X_7} = 13,84 \text{ Ом}$, существенно превышающие исходные сопротивления схемы на рисунке 1. На основании этого, токи короткого замыкания (ТКЗ) I_x в расчетных точках ($K1, K2, K3$) в первой схеме замещения на рисунке 2 равны соответственно 9,02 кА, 75,5 кА, 82,52 кА (табл. 3) и существенно ниже рассчитанных по данным таблицы 2 ТКЗ в исходной схеме: 31,4 кА, 98,9 кА, 106,5 кА. Аналогичные результаты получаются при расчетах ТКЗ I_y, I_z (табл. 3) по второй и третьей схемам замещения (рис. 2) соответственно.

Т а б л и ц а 3

Расчетные токи короткого замыкания

Точки	$I_x, \text{ кА}$	$I_y, \text{ кА}$	$I_z, \text{ кА}$
$K1$	9,02	14,45	4,05
$K2$	75,5	104,5	85
$K3$	82,52	105,2	97,3

Из полученных результатов очевидно, что моторный режим работы генератора № 1, при включенных генераторах № 2, 3, 4, выгоден по электрическим параметрам.

На основе поверочного теплового расчета турбины К-55-90 ЛМЗ (ст. № 1) в номинальном режиме (8,7 МПа; 535 °С), с периодическим переходом в моторный режим установлено, что режим синхронного компенсатора, с подпиткой ротора турбины № 1 активной мощностью от турбины К-50-90 ЛМЗ (ст. № 2), позволяет:

- снизить механические потери в роторе турбины № 1 на 3,5 %, вентиляционные потери на 4,1 %, с повышением относительного лопаточного КПД ступеней № 17, 18 ТГ № 1 на 5 %, относительного внутреннего КПД ТГ № 1 на 2,5 %;
- повысить электрический КПД турбины № 1 на 2,2 %, при рабочей мощности 55 МВт; 3) повысить тепловую экономичность ТГ № 1 на 24 т.н.т на 1 ГДж/ч электрической мощности.

Список литературы

- 1 Усачев И.П. Технические предложения ПО ТМЗ по техническому перевооружению ТЭЦ паровыми турбинами нового поколения / И.П. Усачев, И.М. Дядькин, В.К. Балабанович и др. // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергообъединений СНГ. — 1996. — № 4. — С. 49–53.
- 2 Качан А.Д. Разработка методов анализа показателей топливоиспользования, оптимизация режимов и технологических схем ТЭЦ с целью повышения их системной эффективности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / А.Д. Качан // Белгородский политехнический институт — М., 1992. — 40 с.
- 3 Балабанович В.К. Совершенствование схем и режимов работы теплофикационных паротурбинных установок / В.К. Балабанович. — Минск: Полибиг. — 2000. — 188 с.
- 4 Трубилов М.А. Паровые и газовые турбины: учебник для вузов / М.А. Трубилов, Г.В. Арсеньев, В.В. Фролов и др. / под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.
- 5 Инструкция по эксплуатации турбинного и котельного оборудования Карагандинской ГРЭС-2. — Караганда, 2012.
- 6 Годовой отчет производственно-технического отдела КарГРЭС-2 за отопительный сезон 2016–2017 гг. — Караганда, 2017.
- 7 Технический отчет котлотурбинного цеха (КТЦ) КарГРЭС-2 за отопительный сезон 2016–2017 гг. — Караганда, 2017.

В.А. Калытка, А.В. Баширов, Ф.Н. Булатбаев, Т.А. Ханов, Б.С. Оспанов, Е. Божбанов

Синхрондық компенсатор режиміндегі автоматтандырылған турбинаның технологиялық жұмысының сұлбасын талдау

К-55-90 ЛМЗ (55 МВт — номиналды қуаты, 60 МВт — ең жоғары қуаты, 8,7 МПа — бастапқы қысым) дамыған схемасы регенеративті қыздырудың қоректік заты су болып табылатын (3 ЭҚЖ+5ПНД) және бір ағынды конденсатор, Қарағанды ГРЭС-2, белгіленген қуаты 663 МВт: бірінші кезекте — 305 МВт, екінші кезекте — 358 МВт жұмыс конденсациялық бу турбинасының құрылымын талдау және параметрлерін технологиялық схемасын жүргізу қарастырылды. К-55-90 ЛМЗ (құжат № 1) турбинаның мерзімдік автоматтандырылған синхрондық компенсатор режиміне (мотор режимі) ауыстыру ұсынылды және есептеу жолымен негізделді; К-50-90 ЛМЗ (құжат № 2), осы турбинаның қанықтыруы арқылы, белсенді қуаты турбина жұмыс істейтін номиналды режимде (50 МВт, 55 МВт) және алдағы уақытта регенеративті іріктеуі (саты № 17, 18 (ЧВД ТГ № 2) жұмыс бөлігінде ротордың ЧНД ТГ № 1 жұп салқындату үшін қарастырылды. Жалпы электр станция схемасында №№ 1, 2 генераторлар турбиналар параллель қосылған. Келтірілген техникалық сипаттамаларда қосалқы күштік жабдықтар болып генераторлар турбиналар бірінші кезек (құжат № 1–4) қоса алғанда, екі орау, трансформатордың ТЗ, Т4, үш орама трансформаторы Т1, Т2 және автотрансформатор АТ болып табылады. Сәйкес қабылданған есептік электротехникалық схемасы айқындалды: 1) токтардың қысқа тұйықталуы есептік (соқпалы) нүктелерді К1, К2, К3; 2) кедергісі жүйесін қоса алғанда кедергінің элементтері Т1, Т2, Т3, Т4. Есептеу балама кедергі мәндерін есептеу барысында, бастапқы схемаға қарағанда, АҚК-да соқпалы нүктелерінде алмастыру мәндері айтарлықтай төмен. Алынған нәтижелер барысында синхрондық компенсатор режиміне арналған бірінші кезектегі № 1 турбинаның электр көрсеткіштері оның № 2–4 электр генераторлардың қанықтыруымен, басқа турбиналарға қарағанда, тиімді екенін көрсетеді.

Кілт сөздер: конденсациялы жылу турбина, принципіалды жылу схемасы, жоғары және төмен қысымды цилиндрлер, синхрондық компенсатор режимі, турбинаның мотор жұмыс режимі, жылжыту сұлбасы, токтардың қысқа тұйықталуы, К-55-90 ЛМЗ модельді автоматтандырылған бу турбинасы.

V.A. Kalytka, A.V. Bashirov, F.N. Bulatbayev, T.A. Khanov, B.S. Ospanov, E. Bozhbanov

Analysis of technology system (scheme) of automated turbine in the operation mode of synchronous compensator

Analysis of the structure and parameters of the technology system (scheme) of the K-55-90 LMZ condensing steam turbine (55 MW — nominal power, 60 MW — maximum power, 8.7 MPa — initial pressure) with a developed diagram of a regenerative feedwater heating (3 heater high pressure (HHP) + 5 heater low pressure (HLP)) and single ended condenser under the Karaganda SDPS-2 (with installed capacity of 663 MW: first stage — 305 MW, the second stage — 358 MW) was carried out. Proposed and theoretically substantiated the transferring of the K-55-90 LMZ turbine (1st St.) to an automated periodic synchronous compensator mode (motor mode), with feeding of this turbine with active power from the K-50-90 LMZ (2nd station) turbine operating in the nominal mode (50 MW, 55 MW) and the feeder from the regenerative samplings (17, 18th stages (2nd TG)), into the flowing part of the 1st TG PND, the steam for cooling the rotor of the 1st TG. In

general circuitry station the turbine 1st and 2nd generators connected in parallel. The technical characteristics of the auxiliary power equipment of the first stage of turbine generators (1–4th St.), including two winding transformer $T3$, $T4$, three winding transformer $T1$, $T2$, and an autotransformer AT are given. According to the accepted estimated electrical circuit defined: 1) a short-circuit current (SCC) in the calculating (shock) critical points $K1$, $K2$, $K3$; 2) resistance of the system, including the resistance elements $T1$, $T2$, $T3$, $T4$. From the calculating of the equivalent resistances is determined (established) that the calculated values of SCC in shock points in the substitution scheme significantly lower than in the original scheme. From these results is clear that mode synchronous compensator for 1st turbine with its electrical recharge of turbine 2, 3, 4th generators first stage is effective for electric indicators.

Keywords: condensing steam turbine installation (CSTI), schematic flow diagram (SFD) of CSTI, high cylinder (CHP) and low cylinder (CLP) pressure, synchronous compensator mode, motor mode, the scheme of substituting (equivalent network); short circuit current (SCC), K-55-90 LMZ automated steam turbine.

References

- 1 Usachev, P.I., Dyadkin, I.M., & Balabanovich, V.K. et al. (1996). *Tekhnicheskie predlozheniia PO TMZ po tekhnicheskomu perevoorzheniiu TEC parovymi turbinami novogo pokoleniia* [The PO TMZ Technical proposals on technical re-equipment of HPP with new generation steam turbines]. *Enerhetika. Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii i enerhoobiedinenii SNG — Power Engineering. Proceedings of Higher Educational Institutions and Energy Unions of CIS*, 4, 49–53 [in Russian].
- 2 Kachan, A.D. (1992). *Razrabotka metodov analiza pokazatelei toplivoispolzovaniia, optimizatsiia rezhimov i tekhnologicheskikh skhem TEC s tseliui povysheniia ikh sistemnoi effektivnosti* [Development of methods for analysis of indicators of fuel consumption, optimization of technological schemes of HPP with the aim of improving their system efficiency]. Extended abstract of Doctor's thesis. *Belhorodskii politekhnicheskii institut — Belgorod Polytechnic Institute*. Moscow, 40 [in Russian].
- 3 Balabanovich, V.K. (2000). *Sovershenstvovanie skhem i rezhimov raboty teplofikatsionnykh paroturbinnnykh ustanovok* [Improvement of schemes and operation modes of cogeneration steam turbines]. Minsk: Polibih [in Russian].
- 4 Trubinov, M.A., Arsen'ev, G.V., & Frolov, V.V., et al. (1985). *Parovye i hazovye turbiny* [Steam and gas turbines]. Moscow: Enerhoatomizdat [in Russian].
- 5 *Instruktsiia po ekspluatatsii turbinnogo i kotelnoho oborudovaniia Karahandinskoi GRES-2* [The instruction on operation of the turbine and boiler equipment of the Karaganda SDPS-2] (2012). Karaganda [in Russian].
- 6 *Hodovoi otchet proizvodstvenno-tekhnicheskogo otdela KarGRES-2 za otopitelnyi sezon 2016–2017 hh.* [Annual report of the industrial engineering Department of the Karaganda SDPS-2 during the heating season 2016–2017] (2017). Karaganda [in Russian].
- 7 *Tekhnicheskii otchet kotlo-turbinnogo tsekha (KTC) KarGRES-2 za otopitelnyi sezon 2016–2017 hh.* [Technical report of the boiler – turbine department (BTD) of the Karaganda SDPS-2 during the heating season 2016–2017] (2017). Karaganda [in Russian].