УДК 621.165.

В.А. КАЛЫТКА, к.ф.-м.н, доктор phD (КарГТУ)
С.Н. КАМАРОВА, магистрант (КарГТУ)
г. Караганда

АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ В МОТОРНОМ РЕЖИМЕ

В последние 10-15 лет промышленные предприятия теплоэнергетической отрасли (ТЭЦ, ГРЭС, КЭС) Республики Казахстан, из– за удовлетворительного состояния 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 (ПТУ) 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].

Для конденсационных паровых турбин (КПТУ) средней мощности (50- 100 МВт), устанавливаемых на конденсационных электростанциях (КЭС), эффективным методом повышения технико - экономических показателей работы (ТЭП) 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].

Выбираем в качестве объекта исследования, 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 [7]:

1) 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);

2) 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 отборна пара после 18 – ой ступени ЦВД) - ст. № 6,7,8 [6].

Предмет исследования - анализ параметров тепловой и электрической схем турбины К -55- 90 ЛМЗ, в моторном режиме, в расчете на присоединенные нагрузки Карагандинской ГРЭС - 2:

1) по электрической мощности – 663 МВт;

2) по тепловой мощности - 362 Гкал/ч [7].

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

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.

В таблицах 1,2 приведены характеристики вспомогательного электрического оборудования генераторов 1- 4: двух обмоточные трансформаторы Т3, Т4; трех обмоточные трансформаторы Т1, Т2; автотрансформаторы АТ.

Согласно расчетной электрической схеме (рисунок 1) генераторов турбин № 1,2,3,4 первой очереди станции, в моторном режиме работы ТГ № 1, с подпиткой активной мощностью от ТГ № 2, в расчетных (ударных)

критических точках К1, К2, К3 (рисунок 2) определены токи короткого замыкания (таблица 3).

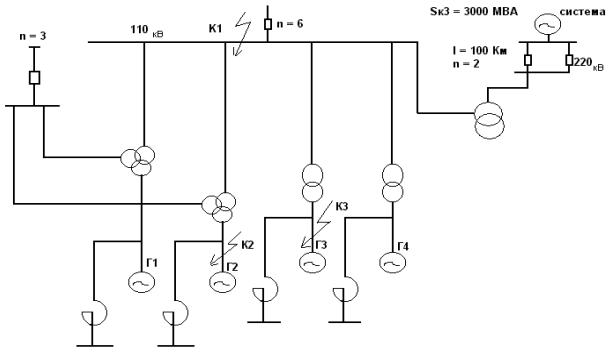

Рисунок 1 – Расчетная схема для вычисления токов короткого замыкания

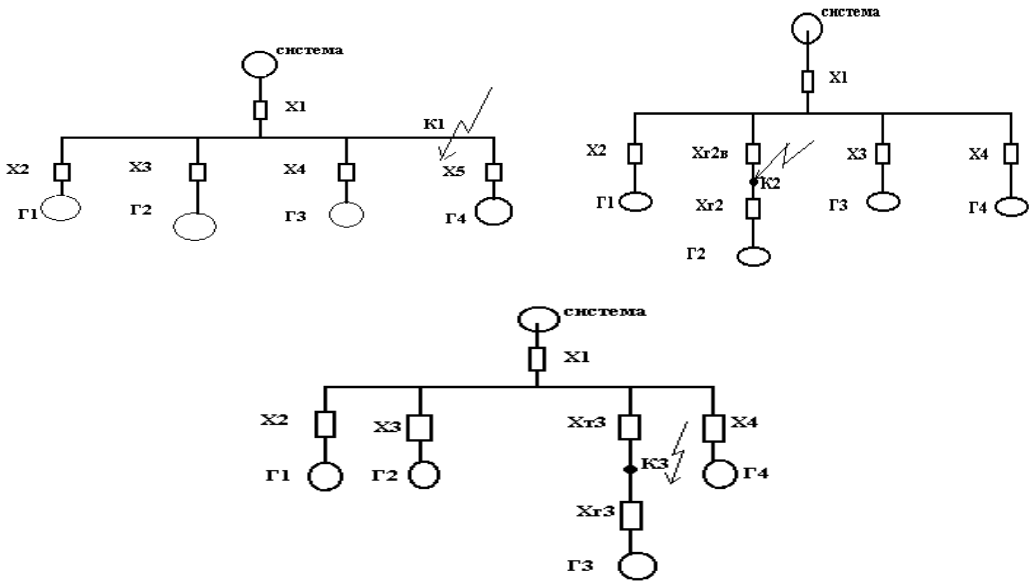

Рисунок 2 – Схема замещения в ударных точках

Таблица 1- Технические данные генераторов [7]

ст. №	Тип	Мощность, МВт	Напря-жение, кВ	Коэфф. мощности Cos φ	Полная мощность МВА	Реакти в-ность X_d %
Г1; Г2; Г3; Г4.	ТВ-60-2	55	6,5	0,84	60	15,55

Таблица 2- Технические данные трансформаторов [7]

ст. №	Тип	Мощность МВА	Напряжение короткого замыкания		
			В-С	В-Н	С-Н
Т1, Т2	ТДТНГ	75	20	12	7,5
Т3	ТДНГУ	80	-	10,2	-
Т4	ТДНГУ	80	-	10,9	-
АТ	ТДЦГА	240	13,46	12,56	18,8

Таблица 3 – Расчетные токи короткого замыкания

Точки	$\sum I_{по}$ кА	$i_у$ кА	$i_{ат\,с}$ кА
К-1	9,02	9,02	14,45
К-2	75,5	75,5	104,5
К-3	82,52	82,52	105,2
точки		$\sum I_{по}$ кА	$i_у$ кА

Расчет сопротивлений электрической схемы (рисунок 1) дает:

1) Сопротивление системы: базисное напряжение = 120 кВ; сверхпереходная мощность (К-3) = 3500 МВт. Итого, $X_c = 4{,}114$ Ом.

2) Сопротивление генератора: сверхпереходное сопротивление генератора в относительных единицах = 0,1585; номинальная мощность = 55 МВт. Итого, $X_{ген} = 41{,}5$ Ом.

3) Сопротивление трех обмоточных трансформаторов Т1, Т2: X1 = $22{,}1\,\text{Ом}$, $X2 = 13{,}9\,\text{Ом}$, $X3 \to 0\,\text{Ом}$.

4) Сопротивление двух обмоточного трансформатора Т3 $X_{т3}$ = $17{,}2\,\text{Ом}$.

5) Сопротивление двух обмоточного трансформатора Т4 $X_{т4}$ = $18{,}5\,\text{Ом}$.

Согласно предложенным схемам замещения элементов электрической цепи (рисунок 2) расчет эквивалентных сопротивлений дает значения: X_1 =17,55 Ом; X_2 = 56,9 Ом; X_3 = 56,54 Ом; X_4 = 51,8 Ом;

X_5 = 52,6Ом; $X_6 = \dfrac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3} = 28{,}359\,\text{Ом}$; $X_7 = \dfrac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} = 27{,}033\,\text{Ом}$;

$X_8 = \dfrac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7} = 13{,}84\,\text{Ом}$, существенно превышающих исходные сопротивления схемы на рисунке 1, на основании чего, токи короткого замыкания ТКЗ в расчетных точках (К1, К2, К3), в схемах замещения (рисунок 2) равны соответственно 9,02 кА; 75,5 кА; 82,52 кА (таблица 3) и существенно ниже ТКЗ в исходной схеме 31,4 кА; 98,9 кА; 106,5 кА

(таблица 2). 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; 535ºС), 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: 1) 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 %; 2) 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 использованных источников

1. Годовой отчет производственно – технического отдела КарГРЭС – 2, за отопительный сезон 2013- 2014 г.г., - г. Караганда. – 2014 г.

2. Технический отчет котло - турбинного цеха (КТЦ) КарГРЭС – 2, за отопительный сезон 2013- 2014 г.г., - г. Караганда. – 2014 г.

3. Усачев, И.П., Дядькин, И.М., Балабанович, В.К. и др.Технические предложения ПО ТМЗ по техперевооружеию ТЭЦ паровыми турбинами нового поколения // Известия высших учебных заведений и энергобъединений СНГ. - 1996. - № 4. - С. 49 - 53.

4. Качан, А.Д. Разработка методов анализа показателей топливоиспользования, оптимизация режимов и технологических схем ТЭЦ с целью повышения их системной эффективности// Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук//Белгородский политехнический институт. - М., 1992. - 40 с.

5. Балабанович, В.К. Совершенствование схем и режимов работы теплофикационных паротурбинных установок. - Мн.: Полибиг, 2000.-188 с.

6. Трубилов, М. А., Арсеньев, Г. В., Фролов В. В. и др. Паровые и газовые турбины: учебник для вузов. Под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фролова. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.

7. Инструкция по эксплуатации турбинного и котельного оборудования Карагандинской ГРЭС - 2. - 2012 г.