

УДК 621.321

Экспериментальное определение сетки поправок к мощности турбины ТП-115/125-130-1ТП УТМЗ на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе

Ледуховский Г.В., Поспелов А.А., Зорин М.Ю., кандидаты техн. наук,
Добров С.В., Асташов Н.С., инженеры, Зорина Е.М., студ.

Приведены результаты натурных испытаний турбоустановки с турбиной Тп-115/125-130-1тп УТМЗ Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 в целях определения сетки поправок к мощности на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе¹.

Ключевые слова: паровая турбина, конденсационная установка, давление отработавшего пара, натурные испытания оборудования.

Experimental determination of loading correction grid for changing pressure of exhausted steam in condenser of the turbine TP-115/125-130-1TP UTMZ

G.V. LEDUKHOVSKY, A.A. POSPELOV, M.Yu. ZORIN, Candidates of Engineering,
S.V. DOBROV, N.S. ASTASHOV, Engineers, E.M. ZORINA, Student

The authors present the results of actual tests of turbo-installation with the turbine TP-115/125-130-1tp UTMZ located at Yoshkar-Ola Heat Power Plant 2. The purpose is to determinate loading correction grid for changing pressure of exhausted steam in condenser.

Key words: steam turbine, condensation structure, pressure of exhausted steam, actual tests of equipment.

Давление отработавшего в турбине пара является одним из важнейших режимных параметров, существенно влияющим на экономичность работы турбоустановки в целом. Это влияние может быть выражено либо изменением вырабатываемой турбогенератором электрической мощности при постоянных значениях расхода свежего пара на турбину и тепловой нагрузки регулируемых отборов, либо изменением расхода свежего пара, необходимым для поддержания постоянной электрической и тепловой нагрузок при отклонении давления отработавшего пара в конденсаторе. Наиболее употребительным является первый способ учета рассматриваемой поправки.

Для турбоагрегатов различных типов изменение вырабатываемой электрической мощности при изменении давления отработавшего пара на одну и ту же величину различно [1, 2]. Это обусловлено, главным образом, различием конструктивных характеристик проточной части низкого давления (ЧНД) турбины и связанных с ними различий в характере изменения внутреннего относительного КПД ЧНД при изменении объемных пропусков пара. Например, при изменении давления отработавшего пара на 1 кПа усредненная поправка к электрической мощности для турбоагрегата типа ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ составляет

450 кВт, а для турбоагрегата типа Т-110/120-130 УТМЗ – 730 кВт.

Для конкретного турбоагрегата влияние давления отработавшего пара на вырабатываемую электрическую мощность неоднозначно при различных значениях расхода пара в конденсатор. При учете технико-экономических показателей работы турбоагрегатов используют специальные характеристики, учитывающие эту неоднозначность. В качестве примера рассмотрим поправку к электрической мощности на отклонение давления пара в конденсаторе для турбоагрегата типа Т-100/120-130 УТМЗ [3] (рис. 1). Существует область (заключенная между линиями I – I и II – II (рис. 1)), в которой вне зависимости от расхода пара в конденсатор (в данном случае расход пара в конденсатор равен расходу пара на входе в ЧНД) поправка к мощности одинакова при изменении давления пара в конденсаторе на одну и ту же величину. Эта область соответствует режимам с докритической скоростью истечения пара из рабочей решетки последней ступени турбоагрегата [1].

В режимах со сверхкритическими скоростями истечения пара из рабочей решетки последней ступени изменение давления в конденсаторе на параметрах пара перед последней ступенью не сказывается. Мощность всех

¹ Настоящая статья является первой из цикла статей, в которых авторы планируют изложить основные результаты балансовых испытаний турбины во всех исследуемых режимах ее работы. Авторы считают своим долгом выразить благодарность всем специалистам, принимавшим участие в работе, и в особенности сотрудникам Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 И.Б. Волкову, Г.Б. Комиссару, Ф.М. Гатиятуллину, С.А. Попову, Н.В. Ветошкину, В.Л. Грибову, В.В. Падыганову, В.И. Васеневу, а также оперативному персоналу котлотурбинного цеха и дежурным инженерам станции.

ступеней турбины, кроме последней, остается постоянной, а мощность турбины изменяется только за счет изменения окружной составляющей скорости выхода пара из рабочей решетки последней ступени. В таких условиях (в области ниже линии I – I (рис. 1)) прямая зависимость между приращением теплоперепада и мощностью нарушается. При очень высоком противодавлении (в области выше линии II – II (рис. 1)) зависимость также имеет изгиб, обусловленный снижением влияния режима последней ступени, на которой при высоких противодавлениях срабатывает очень малый тепловой перепад.

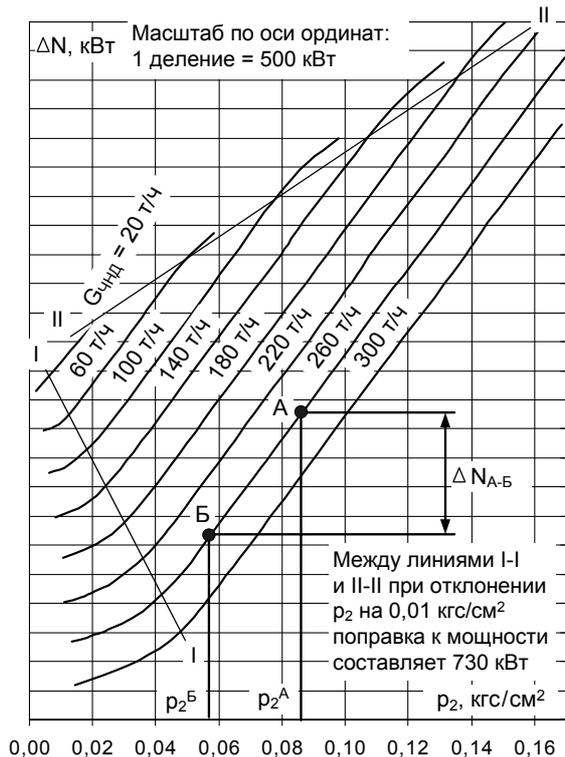


Рис. 1. Поправка к вырабатываемой электрической мощности турбоагрегата типа Т-100/120-130 УТМЗ на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе: ΔN – поправка к мощности, кВт; p_2 – абсолютное давление пара в конденсаторе, кгс/см²; $G_{\text{ЧНД}}$ – расход пара на входе в ЧНД турбоагрегата, т/ч

Порядок использования таких характеристик состоит в следующем. Предположим, необходимо определить изменение вырабатываемой турбоагрегатом электрической мощности при постоянном расходе пара в конденсаторе (в ЧНД) при переходе от режима «А» к режиму «Б» (рис. 1). Для этого следует определить точки пересечения вертикалей, соответствующих значениям давления пара в конденсаторе для рассматриваемых режимов (p_2^A и p_2^B) с линией постоянного заданного расхода пара в конденсатор (точки «А» и «Б»). Разность между ординатами точек «А» и «Б» в соответствующем масштабе представляет собой изменение вырабатываемой электрической мощности. Учитывая, что при переходе от режима «А» к режиму «Б» в рассматриваемом

примере давление пара в конденсаторе уменьшилось, поправка к мощности будет положительной, т. е. электрическая мощность турбоагрегата возрастет.

На практике получение подобных графических зависимостей возможно только по результатам специальных натурных испытаний турбины. Такие испытания и опыты, их составление, называются вакуумными.

Ниже приводятся результаты вакуумных испытаний, проведенных для турбоагрегата типа Тп-115/125-130-1тп УТМЗ, установленного на Йошкар-Олинской ТЭЦ-2. Вакуумные опыты реализованы в рамках тепловых балансовых испытаний данной турбины по первой категории сложности. Поскольку турбина указанного типа является относительно новой разработкой Уральского турбомоторного завода и не получила еще широкого распространения на электростанциях России, опубликованные результаты ее натурных испытаний отсутствуют. Это обстоятельство существенно затрудняет разработку диаграмм режимов работы турбины, характеристик ее экономичности и эксплуатацию установки в целом.

В рамках проведенных нами испытаний, длившихся более ста часов, в девяноста двух опытах получены показатели, необходимые для построения всех необходимых характеристик по турбоустановке при ее работе в конденсационном режиме, теплофикационных режимах по тепловому и электрическому графикам нагрузки при одно и двухступенчатом подогреве сетевой воды. Поэтому эти испытания являются, по существу, первыми полномасштабными испытаниями турбин такого типа.

Стационарная паровая теплофикационная турбина Тп-115/125-130-1тп производства Уральского турбомоторного завода с регулируемым двухступенчатым теплофикационным и ограниченным регулируемым производственным отборами пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока и отпуска пара на нужды производства и отопления. Турбина укомплектована синхронным электрическим генератором типа ТФП-110-2ЕУ номинальной активной мощностью 110 МВт, номинальной частотой вращения 3000 об/мин с воздушным охлаждением.

Турбина предназначена для замены отработавших ресурс теплофикационных турбин с использованием существующих ячеек под установку в турбинных отделениях. Это обуславливает существенные схемные и конструктивные отличия данной турбины от аналогичных теплофикационных турбин: турбина выполнена двухцилиндровой, с ограниченной поверхностью охлаждения конденсатора и усеченной системой регенерации.

Парораспределение цилиндра высокого давления сопловое, осуществляется четырьмя регулирующими клапанами. Парораспреде-

ние части низкого давления дроссельное, осуществляется регулирующей диафрагмой.

Из проточной части, включающей 25 ступеней, предусмотрены следующие нерегулируемые отборы пара: на ПВД-5 – за 9 ступенью (выхлоп ЦВД), на ПВД-4 и деаэрактор питательной воды – за 13 ступенью, на ПНД-3 – за 17 ступенью, на ПНД-2 – за 19 ступенью, на ПНД-1 – за 21 ступенью.

В условиях Йошкар-Олинской ТЭЦ-2 отбор пара на деаэрактор питательной воды непосредственно от турбины отсутствует, турбина работает при питании деаэратора паром стороннего источника.

Ограниченный регулируемый производственный отбор пара осуществляется с выхлопа ЦВД. Регулирование давления в этом отборе предусмотрено в диапазоне от 12,0 до 18,0 кгс/см² и выполняется с помощью стопорно-регулирующего клапана, установленного непосредственно на трубопроводе отбора. Номинальный расход пара в производственный отбор составляет 70 т/ч.

Регулируемый теплофикационный отбор выполнен двухступенчатым. Отборы пара на подогреватели теплофикационной установки организованы из проточной части за 21 и 23 ступенями (на ПСГ-2 и ПСГ-1 соответственно). Пределы регулирования давления: от 0,5 до 2,0 кгс/см² в нижнем теплофикационном отборе; от 0,6 до 2,5 кгс/см² в верхнем теплофикационном отборе. Регулирование давления осуществляется с помощью поворотной диафрагмы.

Схема слива конденсата греющего пара ПВД – типовая. Конденсат греющего пара ПНД-3 направлен в ПНД-2, откуда сливным насосом закачивается в трубопровод основного конденсата за ПНД-2. Для работы на малых нагрузках имеется возможность отдельного слива конденсата греющего пара ПНД-3 и ПНД-2 в расширитель дренажей турбины. Единственно возможной схемой слива конденсата греющего пара ПНД-1 является его слив в ПСГ-2, поэтому ПНД-1 может находиться в работе только в теплофикационном режиме с двухступенчатым подогревом сетевой воды.

Слив конденсата греющего пара ПСГ-2 и ПСГ-1 отдельный, с индивидуальными конденсатными насосами и подачей конденсата в линию основного конденсата соответственно до ПНД-2 и до ПНД-1. Также предусмотрен каскадный слив конденсата греющего пара ПСГ-2 в ПСГ-1.

Методика проведения и обработки результатов вакуумных испытаний паровых турбин предложена и проверена А.С. Зильберманом и М.А. Ухоботинным [4, 5]. Основная идея методики сводится к тому, чтобы исключить влияние на мощность турбоагрегата при проведении вакуумных опытов всех факторов, кроме искусственно изменяемого давления отработавшего пара. Для этого во время проведения вакуумных опытов отключается боль-

шинство регенеративных подогревателей и фиксируется положение органов парораспределения. Необходимо также максимально уменьшить колебания параметров свежего пара от опыта к опыту.

Изменение давления отработавшего пара от опыта к опыту производится либо путем изменения расхода охлаждающей воды через конденсатор, либо за счет впуска воздуха в вакуумную систему через пусковой эжектор конденсационной установки.

При такой организации испытаний обработки их результатов сводится к следующему [4, 5]:

– вводится поправка к мощности турбины на отклонение давления свежего пара. Поскольку органы парораспределения в вакуумных опытах фиксированы, отклонение начального давления от опыта к опыту ведет к изменению расхода свежего пара на турбину и, как следствие, к отклонению давления пара в контрольной ступени. Контрольная ступень для вакуумных опытов выбирается из условия, чтобы при отклонении давления пара в конденсаторе давление пара в камере этой ступени не изменялось. Обычно контрольной является ступень, предшествующая отбору пара на ПНД-2 или ПНД-3. Таким образом, отклонение давления свежего пара выражается поправкой на отклонение давления пара в контрольной ступени α_{p_k} , %, рассчитываемой по выражению

$$\alpha_{p_k} = \frac{p_k^H - p_k \sqrt{\frac{T_0^H}{T_0}}}{p_k \sqrt{\frac{T_0^H}{T_0}}} 100, \quad (1)$$

где p_k и p_k^H – давление в контрольной ступени турбины в условиях опытов и принятое за номинальное (обычно в качестве номинального принимается среднее значение по серии опытов), кгс/см²; T_0 и T_0^H – абсолютная температура свежего пара в условиях опытов и номинальная, °С;

– учитывается поправка к мощности на отклонение температуры свежего пара. При неподвижных органах парораспределения отклонение начальной температуры пара приводит к изменению расхода свежего пара и используемого теплоперепада турбины, причем эти отклонения имеют противоположные знаки. Тогда поправка к мощности, учитывающая отклонение начальной температуры пара α_{t_0} , %, может быть определена по выражению

$$\alpha_{t_0} = \left(\frac{\delta H_0}{H_0} - \frac{\delta G_0}{G_0} \right) (T_0^H - T_0), \quad (2)$$

где $\delta H_0/H_0$ – удельное изменение теплоперепада турбины при отклонении начальной температуры на 1 °С, с достаточной точностью определяемое путем построения ориентировочного процесса расширения пара в турбине в h_s -диаграмме, %/°С; $\delta G_0/G_0$ – удельное изменение расхода свежего пара на турбину при

отклонении начальной температуры на 1 °С, приблизительно определяемое через начальную абсолютную температуру пара в условиях опытов T_0 , К, как $100/(2T_0)$, %/°С;

– по характеристике электрических потерь в генераторе рассчитывается поправка к мощности, обусловленная отклонением коэффициента мощности генератора в условиях опытов от номинального значения, $\Delta N_{\cos(\varphi)}$, кВт;

– вводится поправка к давлению отработавшего пара в условиях опытов, обусловленная отклонением расхода свежего пара из-за отклонения начальных параметров пара перед турбиной:

$$\alpha_{P2} = \alpha_{PK} - \frac{100}{2T_0} (T_0^H - T_0). \quad (3)$$

С учетом этого пересчет измеренных в каждом опыте значений электрической мощности и давления отработавшего пара к номинальным условиям производится по следующим формулам:

$$N_m^{np} = N_m \left(1 + \frac{\alpha_{PK} + \alpha_{to}}{100} \right) + \Delta N_{\cos(\varphi)}; \quad (4)$$

$$p_2^{np} = p_2 \left(1 + \frac{\alpha_{P2}}{100} \right), \quad (5)$$

где N_m и N_m^{np} – активная электрическая нагрузка турбогенератора в условиях опытов и приведенная к номинальным условиям, кВт; p_2 и p_2^{np} – абсолютное давление пара в конденсаторе в условиях опытов и приведенное к номинальным условиям, кгс/см².

Далее, принимая на начало отсчета опыт с минимальным давлением пара в конденсаторе, т. е. с максимальной электрической мощностью N_m^{np0} , можно определить изменение мощности турбины ΔN_i , вычитая из N_m^{np0} значение $N_m^{np_i}$ для каждого i -го опыта. В завершение расчета полученные значения ΔN_i и $p_2^{np_i}$ относятся к среднему по серии опытов расходу пара в часть низкого давления турбоагрегата $G_{чнд}$, т/ч. Таким образом, для каждого i -го опыта определяется пара отношений: $\Delta N_i / G_{чнд}$, кВт·ч/т, и $p_2^{np_i} / G_{чнд}$, кгс·ч/(т·см²).

По полученным данным в координатах $(\Delta N_i / G_{чнд}) - (p_2^{np_i} / G_{чнд})$ строится универсальная вакуумная кривая, которая затем пересчитывается в искомую сетку поправок к мощности турбины на отклонение давления отработавшего пара, аналогичную представленной на рис. 1.

Рассмотрим пример применения указанной методики к обработке результатов испытаний вакуумных опытов, проведенных на турбине Тп-115/125-130-1тп УТМЗ. В рамках вакуумных испытаний проведено две серии опытов при различных положениях органов парораспределения части высокого давления.

Рабочая тепловая схема турбоустановки на период проведения испытаний характеризовалась следующим: ПВД-5, ПВД-4 и ПНД-1

отключены; ПНД-3 и ПНД-2 – в работе (для обеспечения необходимого подогрева основного конденсата перед деаэратором питательной воды) с отдельной подачей конденсата греющего пара из ПНД-3 и ПНД-2 в расширитель дренажей турбины; производственный отбор пара отсутствовал; теплофикационная установка турбины отключена; регулирующая диафрагма ЧНД полностью открыта; регулятор давления пара теплофикационного отбора отключен. В деаэратор питательной воды подавался греющий пар от стороннего источника. Регулятор уровня в конденсаторе находился в режиме автоматического регулирования. Изменение давления отработавшего пара осуществлялось путем изменения расхода охлаждающей воды через конденсатор турбины.

В ходе предварительных опытов выявлено, что отклонение давления пара в конденсаторе практически не сказывается на давлении пара в камере третьего отбора турбины (на ПНД-3), однако результаты измерения давления в камере этого отбора при обработке основных вакуумных опытов были признаны ошибочными по причине несоблюдения требований к установке образцового манометра. Поэтому в качестве контрольной была выбрана тринадцатая ступень, предшествующая камере второго отбора турбины (на ПВД-4).

Кроме указанных давлений в ходе вакуумных опытов контролировались следующие параметры: атмосферное давление на площадке обслуживания турбины, активная и реактивная электрическая нагрузка турбогенератора, длительность опыта, температура свежего пара перед стопорным клапаном, давление пара в камере четвертого отбора турбины, вакуум в переходном патрубке конденсатора (в двух точках). В испытаниях использовались образцовые приборы контроля: барометранероид контрольный М-67, манометры и вакуумметры образцовые серий МО и ВО с условной шкалой и др.

Первичная обработка результатов испытаний в соответствии с действующими нормативными документами в области метрологии [6–8] включала тестирование массивов данных на выбеги с использованием критерия Кохрена с последующим введением известных систематических погрешностей (шкаловых и температурных поправок к показаниям приборов, а также поправок на относительную высоту установки манометров) и определением окончательных результатов измерения параметров в опытах (средних арифметических значений или медиан всех результатов измерений параметра в опыте). Пример окончательной обработки результатов вакуумных испытаний для одной из серий опытов представлен в таблице.

Пример обработки результатов вакуумных опытов

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Метод определения	Значение показателя в опытах серии				
			1	2	3	4	5
Мощность турбогенератора активная, основное измерение, кВт	N_T	Первичная обработка результатов измерений	40696	39375	39130	38954	38327
Мощность турбогенератора активная, дублирующее измерение, кВт	N_T'	То же	40500	39400	39180	38960	38300
Мощность турбогенератора реактивная, кВАр	Q_T	То же	23200	24540	26600	27700	27700
Температура пара перед стопорным клапаном, °С	t_0	То же	550,6	550,8	552,0	550,8	549,0
Давление пара в камере второго отбора турбины, абсолютное, кгс/см ²	$p_{2 \text{ отб}}$	То же	5,279	5,193	5,193	5,254	5,253
Давление пара в камере четвертого отбора турбины, абсолютное, кгс/см ²	$p_{4 \text{ отб}}$	То же	1,269	1,255	1,252	1,265	1,268
Давление пара в переходном патрубке конденсатора, среднее по двум зондам, абсолютное, кгс/см ²	p_2	То же	0,0798	0,0897	0,0946	0,1052	0,1249
Расход пара в ЧНД турбоагрегата в условиях опытов	$G_{\text{ЧНД}}^{\text{оп}}$	$f(p_{4 \text{ отб}})$ – по характеристике, полученной при испытаниях в конденсационном режиме работы турбины	128,97	127,66	127,40	128,58	128,96
Расход пара в ЧНД турбоагрегата, средний по серии опытов	$G_{\text{ЧНД}}$	Среднеарифметическое из $G_{\text{ЧНД}}^{\text{оп}}$ для серии опытов	128,31				
Давление пара в контрольной ступени турбины, абсолютное, кгс/см ²	p_k	$p_{2 \text{ отб}}$	5,279	5,193	5,193	5,254	5,253
Давление пара в контрольной ступени турбины, среднее по серии опытов, абсолютное, кгс/см ²	p_k^{H}	Среднеарифметическое из p_k для серии опытов	5,234				
Удельная поправка к мощности на отклонение начального давления пара, %	α_{p_k}	Уравнение (1) при $T_0^{\text{H}} = 823,15 \text{ K}$, $T_0 = 273,15 + t_0$	-0,8719	0,7424	0,6699	-0,4121	-0,2996
Удельная поправка к мощности на отклонение начальной температуры пара, %	α_{t_0}	Уравнение (2) при $\delta H_0/H_0 = 0,111 \text{ \%}/^\circ\text{C}$	-0,0302	-0,0403	-0,1008	-0,0403	0,0502
Удельная поправка к давлению отработавшего пара на отклонение расхода свежего пара, %	α_{p_2}	Уравнение (3)	-0,8355	0,7909	0,7911	-0,3636	-0,3605
Коэффициент мощности генератора в условиях опытов, ед.	$\cos(\varphi)$	$\frac{N_m'}{\sqrt{(N_m')^2 + (Q_m)^2}}$	0,87	0,85	0,83	0,82	0,81
Поправка к мощности на отклонение коэффициента мощности генератора, кВт	$\Delta N_{\cos(\varphi)}$	$f(\cos(\varphi); \cos(\varphi)^{\text{H}}; N_T)$ – по характеристике электрических потерь в генераторе при $\cos(\varphi)^{\text{H}} = 0,8$	26,00	18,29	10,25	5,63	3,84
Мощность турбогенератора активная, приведенная к номинальным условиям, кВт	N_T^{np}	Уравнение (4)	40355	39670	39363	38783	38235
Давление отработавшего пара, приведенное к номинальным условиям, кгс/см ²	p_2^{np}	Уравнение (5)	0,0791	0,0904	0,0953	0,1048	0,1244
Первый параметр универсальной вакуумной кривой, кВт·ч/т	Π_1	$\Delta N / G_{\text{ЧНД}}$, где $\Delta N = N_T^{\text{np}0} - N_T^{\text{np}}$	0	5,34	7,72	12,24	16,52
Второй параметр универсальной вакуумной кривой, кгс·ч/(т·см ²)	Π_2	$p_2^{\text{np}} / G_{\text{ЧНД}}$	6,16	7,05	7,43	8,17	9,70

По данным таблицы построена универсальная вакуумная кривая (рис. 2). Из-за наличия технических ограничений, связанных с работой системы циркуляционного водоснабжения с градирнями, в испытаниях не удалось достичь абсолютного давления пара в конденсаторе ме-

нее 0,08 кгс/см², поэтому вакуумная кривая в области, соответствующей $(\Delta N / G_{\text{ЧНД}}) < 0$, включая зону сверхкритического истечения пара из рабочей решетки последней ступени, построена на основании оценочного расчета последних ступеней ЧНД.

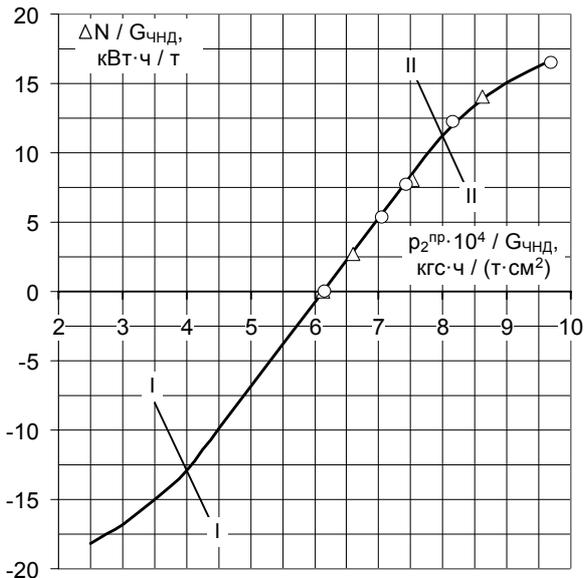


Рис. 2. Универсальная вакуумная кривая для турбоагрегата типа Тп-115/125-130-1тп УТМЗ: Δ – первая серия опытов; ○ – вторая серия опытов (обозначения параметров указаны в тексте)

Для построения сетки поправок к мощности турбины на отклонение давления отработавшего пара (рис. 3) задается ряд значений расхода пара в ЧНД $G_{чнд}$, для каждого из которых (рис. 2) для различных значений $p_2^{пр} / G_{чнд}$ определяются необходимые параметры.

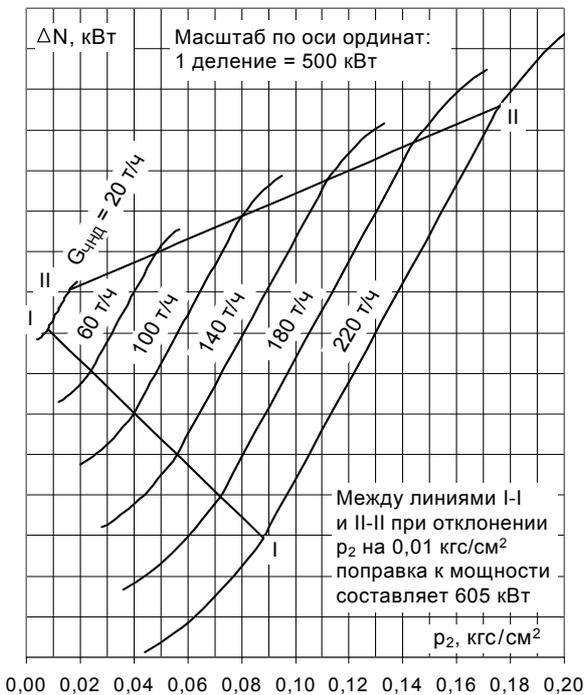


Рис. 3. Поправка к вырабатываемой электрической мощности турбоагрегата типа Тп-115/125-130-1тп УТМЗ на отклонение давления отработавшего пара в конденсаторе (обозначения см. на рис. 1)

Сопоставление данных, представленных на рис. 1 и 3, косвенно подтверждает рекомендации специалистов Уральского турбомоторного завода относительно области применения турбоагрегатов типа Тп-115/125-130-1тп. Поскольку турбина выполнена с недостаточной поверхностью охлаждения конденсатора (для обеспечения возможности установки ее в существующие ячейки турбинных отделений электростанций) и неразвитой, по сравнению с аналогичными турбинами, проточной частью низкого давления, она не рассчитана на эффективную выработку электроэнергии по конденсационному циклу и позиционируется как турбина, предназначенная для обеспечения базовой части графиков тепловой нагрузки теплоэлектроцентралей.

Полученная характеристика предназначена для анализа технико-экономических показателей работы турбоагрегата, в частности для расчета резерва тепловой экономичности по показателям «давление отработавшего пара в конденсаторе» и «температурный напор конденсатора».

Список литературы

1. **Теплообменники** энергетических установок: учебник для вузов / К.Э. Аронсон и др.; под ред. проф., д-ра техн. наук Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: изд-во «Сократ», 2002.
2. **Методические** указания по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций: РД 34.30.501: утв. Глав. техн. управлением по эксплуатации энергосистем 04.06.1985; введ. в действие с 01.07.1986. – М.: изд-во стандартов, 1986.
3. **Типовая** энергетическая характеристика турбоагрегата Т-100/120-130-3 ТМЗ: офиц. текст: утв. зам. начальника Глав. техн. управления по эксплуатации энергосистем Мин. энергетики и электрификации СССР. – М.: Служба передового опыта и информации Союзтехэнерго, 1984.
4. **Ухоботин М.А.** Испытание паровых турбогенераторов. – М.: Госэнергоиздат, 1952.
5. **Сахаров А.М.** Тепловые испытания паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
6. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. В 6 ч. Ч. 2. Основной метод определения повторяемости и воспроизводимости стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-2-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: изд-во стандартов, 2002. – 43 с.
7. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. В 6 ч. Ч. 4. Основные методы определения правильности стандартного метода измерений: Р ИСО 5725-4-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: изд-во стандартов, 2002.
8. **ГОСТ Р ИСО 5725-2002.** Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. В 6 ч. Ч. 6. Использование значений точности на практике: Р ИСО 5725-6-2002. – Введ. 23.04.02. – М.: Госстандарт России; М.: изд-во стандартов, 2002.

Ледуховский Григорий Васильевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: lgv83@yandex.ru

Поспелов Анатолий Алексеевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Зорин Михаил Юрьевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Добров Сергей Вячеславович,
Филиал ОАО «ТГК-5» «Марий Эл и Чувашии»,
директор,
адрес: Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, д.4/4
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Асташов Николай Сергеевич,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
ассистент кафедры тепловых электрических станций,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru

Зорина Евгения Михайловна,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
студент,
адрес: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, кор. В, ауд. 408,
e-mail: admin@tes.ispu.ru