

УДК 621.311

СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

Артимена А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Пантелей Н.В.

В теплофикационных турбинах возможно получение дополнительной мощности сверх номинальной величины при неизменном расходе свежего пара. Дополнительная мощность может быть использована постоянно ввиду имеющегося дефицита по выработке электроэнергии на ТЭЦ, а также для покрытия пиковой или полупиковой частей графика электрических нагрузок.

При рассмотрении возможности и экономической целесообразности получения дополнительной мощности определяющими критериями являются: конструктивная возможность рассматриваемого решения и необходимые для этого дополнительные капиталовложения, надежность работы оборудования, величина и тепловая экономичность дополнительной мощности.

Дополнительная мощность при увеличении расхода пара сетевой воды на турбоустановку

Современные теплофикационные турбины спроектированы исходя из работы ТЭЦ с коэффициентом теплофикации $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$. Это значит, что при минимальной температуре наружного воздуха тепловые нагрузки установленных на ТЭЦ теплофикационных турбин и водогрейных котлов равны.

В настоящее время по ряду причин, например, при отставании роста тепловой мощности турбин ТЭЦ от повышения такой тепловой нагрузки присоединенного района теплоснабжения или при ограничении числа турбин ТЭЦ (по сравнению с требуемым), с целью уменьшения расхода или органического топлива и/или по экологическим соображениям для обеспечения тепловой нагрузки на ТЭЦ устанавливаются дополнительные водогрейные котлы. Они могут быть установлены по двум конкурентным схемам: отдельной группой, не связанной с турбинами ТЭЦ и с независимым подводом дополнительной сетевой воды (в этом случае условия работы турбин не изменяются); с включением в общую схему ТЭЦ параллельно остальным водогрейным котлам. В последнем случае дополнительная сетевая вода проходит через подогреватель сетевой воды ПСГ турбины, после чего поступает в основные и дополнительные водогрейные котлы. При новом соотношении тепловой нагрузки турбин и водогрейных котлов $\alpha_{ТЭЦ}$ снижается до 0,30–0,35 и соответственно расход сетевой воды W через ПСГ возрастает в 1,4–1,6 раза по сравнению с минимальным.

При увеличении расхода сетевой воды W температура ее на входе в ПСГ остается неизменной, а на выходе снижается, что позволяет уменьшить давление в верхнем по ходу сетевой воды регулируемом отборе пара и в результате этого увеличить электрическую мощность турбины на величину ΔN_c при неизменном расходе теплоты на турбоустановку.

По данным исследований, выполненных применительно к турбинам Т-100-130 и Т-250/300-240, снижение давления в регулируемом отборе пара при уменьшении $\alpha_{ТЭЦ}$ приводит к увеличению энтальпийных теплоперепадов на ступени предотборного среднего отсека (СО) и к уменьшению – на ступени промежуточного отсека (ПО), расположенного между отопительными отборами пара, в результате чего снижается их КПД. Одновременно происходит увеличение расхода пара на подогреватель второй ступени (ПСГ-2), что приводит к увеличению потерь давления в трубопроводе подвода пара к ПСГ-2. В связи с этим величина увеличения электрической мощности ΔN_c будет ниже указанного значения.

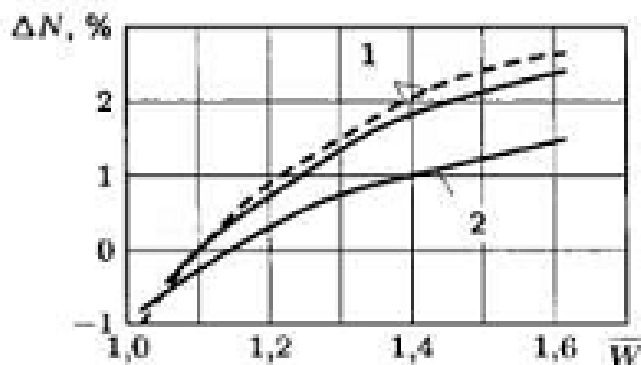


Рисунок 1 – Изменение мощности турбины при увеличении расхода сетевой воды $W_{ср}$ на среднезимнем режиме номинальном расходе пара в результате перестановки предотборных ступеней: 1 – турбина Т-250/300-240; 2 – турбина Т-100-130: _____ – облопачивание переставляемой ступени не меняется; - - - - - облопачивание переставляемой ступени оптимальное: $W_{ср}$ – отношение сетевой воды через ПСГ к величине номинального расхода ($8000 \text{ м}^3/\text{ч}$)

Дополнительная мощность при работе турбины с увеличенным пропуском пара в ЦНД и охлаждением конденсатора захолаженной сетевой водой

При охлаждении конденсатора обратной сетевой водой на теплофикационных режимах работы турбины по тепловому графику топливо экономится вследствие утилизации теплоты вентиляционного расхода пара ступеней ЦНД, теплоты пара эжектора, сбрасываемого через линию рециркуляции в конденсатор, а также теплоты пара концевых уплотнений ЦНД.

Из-за повышенной до $70 \text{ }^\circ\text{C}$ температуры обратной сетевой воды и увеличенного до 50 кПа давления в конденсаторе для турбин Т-250/300-240 и Т-185/220-130 режим работы с пропуском сетевой воды через конденсатор недопустим и поэтому конструкцией турбоустановки не предусмотрен, в связи с чем для теплофикационных режимов работы турбины характерны дополнительные потери теплоты в цикле. Однако при реконструкции турбоустановок в условиях ТЭЦ имеется возможность осуществить подвод сетевой воды и пропуск ее в два хода через встроенный пучок конденсатора.

Исходным режимом, относительно которого рассмотрено изменение мощности турбины, принят режим работы по тепловому графику с номинальным расходом пара, номинальной тепловой нагрузкой и минимальным расходом пара в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой. При изменении расхода пара в ЦНД температура прямой сетевой воды не изменялась.

Повышение мощности турбины реализуется за счет увеличения расхода пара в ЦНД при открытии регулирующих диафрагм ЦНД. При некотором расходе пара в ЦНД регулирующие диафрагмы полностью открываются, и дальнейшее увеличение расхода пара в ЦНД, как известно, возможно только при повышении давления в камерах отопительных отборов, т.е. при работе в режимах с естественным повышением давления (ЕПД). При переходе к режимам с ЕПД изменяется не только давление в камерах отопительных отборов, но и зависимость дополнительной мощности $\Delta N = f(G)$. Режим работы турбоагрегата с пропуском пара в ЦНД имеет две характерные области: без и при наличии ЕПД. Начало режима ЕПД, соответствующее полному открытию регулирующих диафрагм ЦНД, определяется давлением в регулируемом отборе пара: чем ниже давление в отборе, тем меньший расход пара могут пропустить полностью открытые регулирующие диафрагмы ЦНД.

Дополнительная мощность при отключении теплообменных аппаратов в системе регенеративного подогрева питательной воды

Одним из путей повышения эффективности теплофикационных турбин и улучшения экологии окружающей среды является использование их в составе ТЭЦ и ПГУ, разрабатываемых по сбросной схеме с низконапорным парогенератором. В этом случае возможно частично или полностью отключить систему регенерации низкого и высокого давлений с утилизацией теплоты отработавших газов турбин питательной водой в теплообменниках низкого (ГВП НД) и высокого (ГВП ВД) давлений, а также получить дополнительную мощность и тепловую нагрузку.

Отключение системы регенерации, как и при отключении ПВД, связано с перегрузкой расположенных после соответствующих отборов пара ступеней турбины, в особенности предшествующих отопительным отборам, а на конденсационных режимах – ступеней части низкого давления. Кроме того, в этом случае повышается давление пара в камерах отборов на ПВД и ПНД, изменяется осевое усилие, воспринимаемое упорным подшипником турбины. В связи с этим наряду с вопросами экономичности необходимо рассмотреть проблему надежности элементов турбоагрегата, генератора, ряда элементов вспомогательного оборудования и т.д.

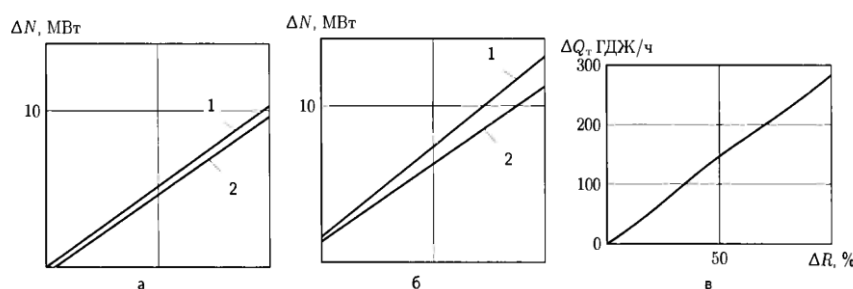


Рисунок 2 – Зависимость увеличения электрической мощности и тепловой нагрузки турбины от степени отключения системы регенерации ΔR : а – вариант № 1 проточной части СД; б – вариант № 2 проточной части СД; в – для обоих вариантов; 1 – расход сетевой воды через ПСГ 8000 м³/ч; 2 – расход сетевой воды через ПСГ 6000 м³/ч

Дополнительная мощность при отключении теплообменных аппаратов в системе регенеративного подогрева питательной воды

В теплофикационных турбинах с регулируемым отбором пара пропускная способность ЧВД выбирается по расходу пара на режиме работы турбины (ПГУ) с номинальной тепловой нагрузкой, а пропускная способность ЧНД – по конденсационному режиму. Поэтому в турбинах с регулируемым отбором пара возможно получение электрической мощности, превышающей номинальную, за счет увеличения пропуска пара в ЧНД при одновременном уменьшении регулируемого отбора пара.

Максимальная электрическая мощность в турбинах с одним регулируемым отбором пара достигается на режиме работы турбины с одновременным максимальным расходом пара через оба отсека: ЧВД и ЧНД, а в турбинах с двумя регулируемым отборами пара – на режиме с полными расходами пара через каждые из трех отсеков: ЧВД, ЧСД, ЧНД. Для современных теплофикационных турбин максимальная мощность при уменьшении тепловой нагрузки до нуля составляет 110–125 % от номинальной и определяется конструкцией турбины, параметрами свежего пара и давлением пара в регулируемом отборе, а также допустимой нагрузкой генератора.

Дополнительная мощность может быть использована для покрытия пиковой или полупиковой части графика электрических нагрузок энергосистемы, а также в качестве аварийного и оперативного резерва. При получении дополнительной мощности уменьшение тепловой нагрузки турбоагрегата не должно, как правило, отражаться на тепловом потребителе. Поэтому если по условиям ТЭЦ турбоагрегат работает полной тепловой нагрузкой, для получения максимальной электрической мощности требуется установка дополнительного оборудования для отпуска теплоты потребителю помимо турбины.

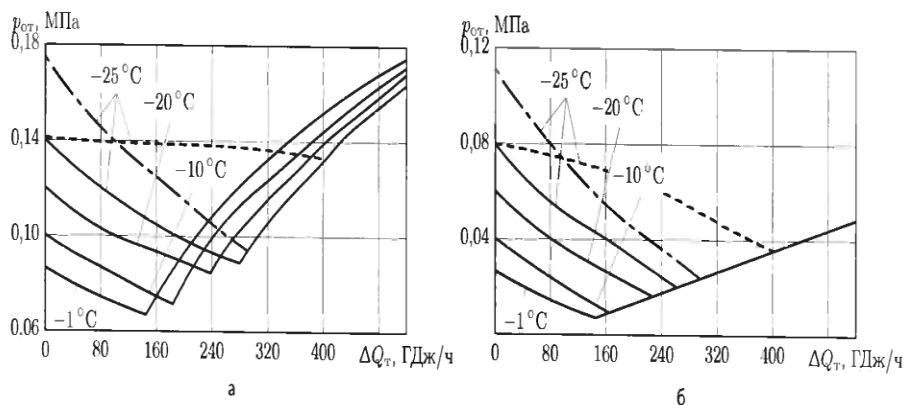


Рисунок 3 – Изменение давления $p_{от}$ в верхней и нижней камерах отборов турбины Т-100-130 в зависимости от снижения тепловой нагрузки: а – верхняя камера отбора; б – нижняя камера отбора; — — — — — $W = const, \alpha_{мэц} = 0,5$; - - - - - $W = const, \alpha_{мэц} = 0,59$; - · - · - $\tau_1 = const, \alpha_{мэц} = 0,5$; цифры на кривых – температура наружного воздуха.

Литература

1. Баринберг Г.Д., Бродов М.Ю. и др. Паровые турбины и турбоустановки УТЗ. – Екатеринбург, 2010.
2. Бененсон Е.И., Иоффе Л.С. Теплофикационные паровые турбины. – Энергоатомиздат, 1986.
3. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: учебное пособие для вузов. – МЭИ, 2002.