

УДК 621.165

К ПЕРЕВОДУ НА УХУДШЕННЫЙ ВАКУУМ ТУРБИНЫ ПТ-60-130/13 СО СВОБОДНЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПАРА В НПЧ И ЧАСТИЧНЫМ ОБВОДОМ ПО СЕТЕВОЙ ВОДЕ ОСНОВНОГО СЕТЕВОГО ПОДОГРЕВАТЕЛЯ

Канд. техн. наук БАЛАБАНОВИЧ В. К., асп. СЕДНИН А. В.

Белорусская государственная политехническая академия

Дефицит топливно-энергетических ресурсов в Республике Беларусь, изменившиеся условия работы и значительный износ генерирующего оборудования ТЭЦ требуют пересмотра технических решений задач по повышению эффективности использования турбин. Настоящее исследование выполнено применительно к условиям Гродненской ТЭЦ-2, на которой установлены две турбины ПТ-60-130/13. Они работают круглогодично по тепловому графику с полностью закрытой поворотной диафрагмой (ПД) части низкого давления (ЧНД). Потеря топлива в низкопотенциальной части (НПЧ) турбин с вентиляционным пропуском пара в ЧНД D_k^{\min} , рециркуляцией конденсата и сбрасываемыми в конденсатор горячими дренажами составляет не менее 10 тыс. т у. т./год. Возврат в цикл ТЭЦ этой потери представляет собой важную задачу и в этой связи потребовал проведения исследований режимов работы турбоустановки как штатной схемы, так и для различных вариантов с организацией подогрева в конденсаторе сетевой воды. Результаты этой работы излагаются ниже.

На первом этапе исследования рассматривалась модернизация ЧНД турбины с организацией двухступенчатого подогрева сетевой воды в конденсаторе и сетевом подогревателе со свободным распределением пара между ними. Для этого были рассчитаны четыре различных варианта, тепловые схемы которых представлены на рис. 1: а — вариант 1 (исходная проточная часть низкого давления); б — вариант 2 (удалена 30-я ступень); в — вариант 3 (удалены 29 и 30 ступени); г — вариант 4 (удалена 30-я ступень, отбор на верхний сетевой подогреватель выполнен за 27-й ступенью).

Во всех схемах организован двухступенчатый подогрев сетевой воды. Первая ступень — конденсатор (подогреватель сетевой нижней — ПСН (К)), вторая — существующий сетевой подогреватель верхний (ПСВ). Распределение подогрева по ступеням — свободное. Это значит, что поворотная диафрагма, расположенная перед 27-й ступенью, находится в полностью открытом состоянии. Расчет производился при различных температурах обратной сетевой воды (по температурному графику

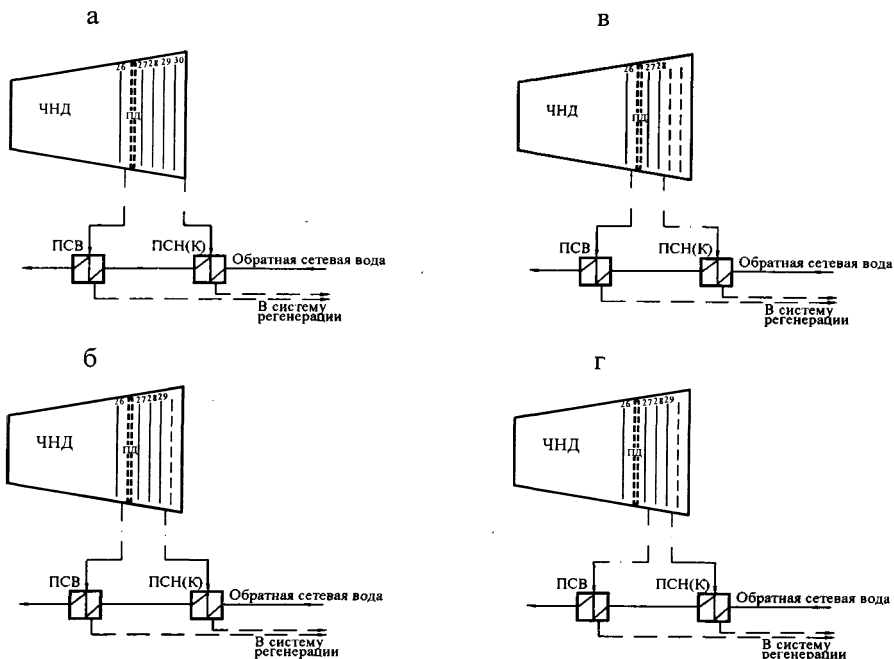


Рис. 1. Схемы модернизации ЧНД турбины ПТ-60-130/13 с организацией свободного парораспределения

Гродненской ТЭЦ-2). Расход сетевой воды также изменялся в пределах от 2000 до 3500 т/ч.

Анализ полученных результатов для вариантов 1–3 показал, что организация двухступенчатого подогрева в конденсаторе и сетевом подогревателе турбоустановки ПТ-60-130/13, используя свободное парораспределение, не улучшит экономичность и не обеспечит надежность работы турбины, так как практически на всех режимах давление за 26-й ступенью находится на уровне менее 0,7 бар – давления минимально допустимого заводом-изготовителем (ЛМЗ). Это объясняется малым сопротивлением ЧНД вследствие повышенных расходов сетевой воды. Лишь на режимах работы с малым расходом сетевой воды (2000 т/ч) и при высокой температуре обратной сетевой воды давление в Т-отборе будет выше 0,7 бар. Расход пара в ЧНД при этом для большинства режимов составляет около 20–40 т/ч, что практически соответствует расходу вентиляционного пропуска (рис. 2). Естественно, ЧНД при таком расходе будет работать с КПД, близким к нулевому.

Для варианта 4 характерно относительно благоприятное распределение подогрева воды по ступеням, что заслуживает дальнейшего внимания. Однако при его практической реализации возникнут трудности с организацией отбора за 27-й ступенью. Кроме того, на некоторых режимах работы давление за 29-й ступенью находится в пределах 0,35–0,6 бар (при расчетном 0,167 бар), что существенно уменьшит приходящийся на ЧНД теплоперепад, а следовательно, ухудшит работу 29-й ступени.

Как отмечалось выше, главная проблема для схем со свободным парораспределением – это низкий уровень давления в существующем

Т-отборе, устанавливающийся при естественном распределении подогрева. Поднять давление можно двумя способами: частичным прикрытием поворотной диафрагмы или выполнением частичного обвода сетевого подогревателя по сетевой воде.

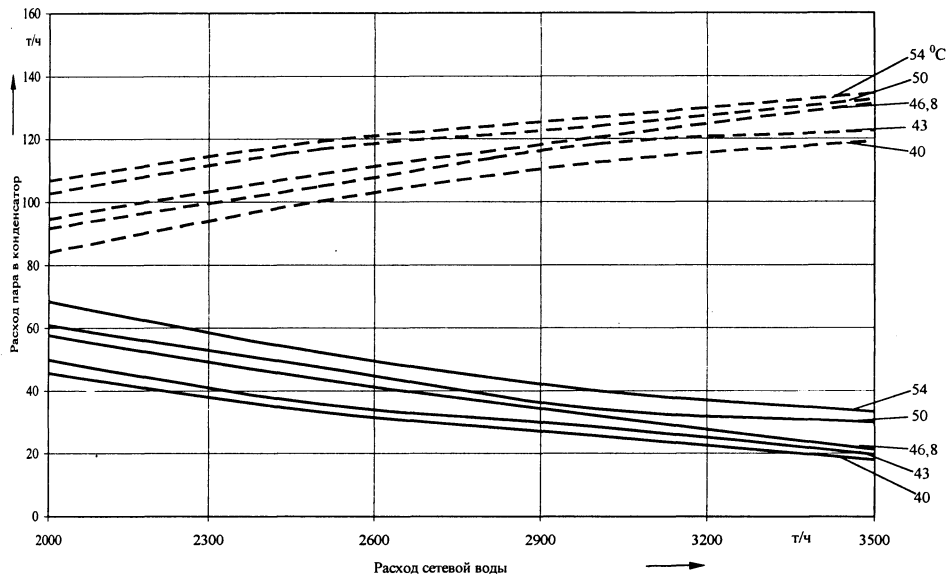


Рис. 2. Зависимость расходов пара в конденсатор и сетевой подогреватель от расхода и температуры обратной сетевой воды для вариантов 1–3: — — расход пара в конденсатор; ---- — то же, в сетевой подогреватель

При прикрытии поворотной диафрагмы (способ, применяемый в данное время на станциях) неизбежны потери, связанные с дросселированием. Второй способ — обвод некоторого количества сетевой воды, помимо верхнего сетевого подогревателя, по байпасной линии. Это естественным образом поднимет давление в камере верхнего отопительного отбора до уровня, обеспечивающего безопасную работу 26-й ступени.

Схема с частичным обводом существующего сетевого подогревателя по сетевой воде представлена на рис. 3. Первая ступень подогрева организуется в конденсаторе. После него на трубопроводе сетевой воды выполняется обводная линия с соответствующей арматурой. Расход сетевой воды через байпасную линию и основной сетевой подогреватель зависит от температуры обратной сетевой воды и определяется таким образом, чтобы поддерживать в существующем теплофикационном отборе турбины давление не менее 0,7 бар — минимально допустимое по условиям завода-изготовителя.

Расчет режимов работы модернизированной ЧНД для данной схемы производился по двум вариантам (рис. 3): вариант 5 (ЧНД турбины состоит из 27–29 ступеней) и вариант 6 (ЧНД турбины состоит из 27–28 ступеней).

Расчеты осуществлялись по методике, приведенной в [1]. При этом изменялись: температура от 40 до 54 °C, расход обратной сетевой воды от 2000 до 3500 т/ч и величина пропуска пара в конденсатор. Расход пара в ЧСД принимался равным 170 т/ч, что соответствует расчетному режиму.

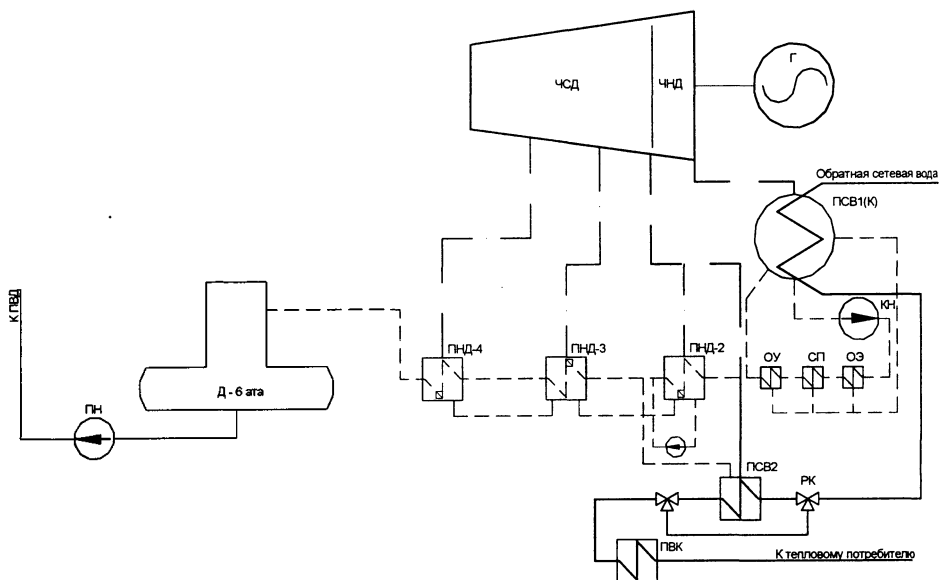


Рис. 3. Схема ЧНД с частичным обводом сетевого подогревателя турбоустановки ПТ-60-130/13: вариант 5 (ЧНД – 27–29 ступени); вариант 6 (ЧНД – 27–28 ступени)

На всех режимах расход пара в ПСН (К) составил 60 т/ч. При этом давление в камере верхнего теплофикационного отбора (за 26-й ступенью) находилось в пределах 0,7 бар, что соответствовало минимально допустимому. При $G_k < 60$ т/ч давление в 6-м отборе устанавливалось ниже допустимого уровня.

Для варианта 5 актуальной является работа 29-й ступени, которая на ряде режимов работает с отрицательным КПД. Особенно это заметно при высокой температуре обратной сетевой воды и расходах 2000–2500 т/ч. При расходе сетевой воды, равном 3500 т/ч и более, картина будет противоположной, т. е. 29-я ступень будет работать с положительным КПД вследствие меньшего нагрева сетевой воды в ПСН (К).

На рис. 4 показаны кривые мощности ЧНД для обоих вариантов в зависимости от расхода пара в ЧНД и температуры обратной сетевой воды. Видно, что при высокой температуре сетевой воды (зимнее время года) мощность ЧНД в варианте 6 больше. Это объясняется уже упомянутым выше отрицательным КПД 29-й ступени, характерным для варианта 5. При низкой температуре сетевой воды (осень, весна) мощность будет большей уже в варианте 5, так как 29-я ступень работает с нормальным КПД.

Вопрос о том, какой из вариантов схем с частичным обводом пара лучше, необходимо решать применительно к каждой станции отдельно. Это зависит от режимов эксплуатации турбины, продолжительности отопительный период определенных значений температур наружного воздуха, расхода сетевой воды. Кроме того, нужно учесть тот факт, что на многих станциях РБ турбины ПТ-60-130/13 без 30-й ступени могут эксплуатироваться в чисто конденсационном режиме из-за наличия дефицита охлаждающей воды, что не позволяет достигнуть глубокого вакуума в конденсаторе.

В заключение проведем сравнение экономичности работы базового и модернизированного (вариант 5) вариантов турбоустановки для усло-

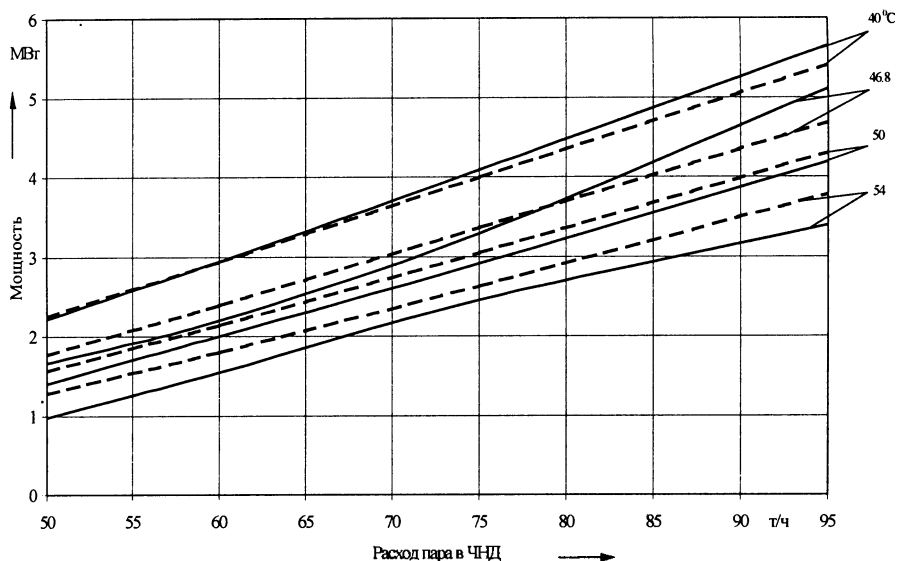


Рис. 4. Зависимость мощности ЧНД (варианты 5, 6) от расхода пара в конденсаторе и температуры обратной сетевой воды: — — вариант 5; ---- — вариант 6

вий Гродненской ТЭЦ-2. Расход пара на ЧСД принимаем равным 170 т/ч (расход на расчетном режиме), расход сетевой воды — 3500 т/ч. Результаты расчетов обобщены в табл. 1.

Таблица 1
Основные результаты расчетов экономичности работы базовой и модернизированной (вариант 5) турбоустановки ПТ-60-130/13

Параметр	Базовый вариант	Вариант 5
Число часов работы, ч	5000	5000
Энергия, вырабатываемая ЧСД в течение отопительного периода, МВт.ч	77500	94147,2
Энергия, вырабатываемая ЧНД в течение отопительного периода, МВт.ч	-615	10933
Суммарная энергия, вырабатываемая ЦНД турбины ПТ-60-130/13 за отопительный период	76885	105080,2
Экономия условного топлива за отопительный период, т у. т.	—	4370,22

ВЫВОД

Приоритетным направлением реконструкции турбоустановки ПТ-60-130/13 является перевод ее на ухудшенный вакуум путем организации схемы двухступенчатого подогрева сетевой воды в конденсаторе и сетевом подогревателе с выполнением частичного обвода по сетевой воде сетевого подогревателя и одновременным удалением одной или двух ступеней ЧНД. Это позволит сэкономить до 4500 т у. т./год при работе турбины в отопительный период.

ЛИТЕРАТУРА

1. Расчетный метод сравнения конструкций проточной части турбомашин / В. К. Балабанович, Н. Б. Карницкий, В. М. Неуймин, И. П. Усачев // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 1995. – № 5–6. – С. 77–82.

Представлена
кафедрой ТЭС

Поступила 20.09.1999

УДК 621. 311

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕРМОПОДГОТОВКИ ТОПЛИВА ДЛЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС

Канд. техн. наук ЩИННИКОВ П. А.

Новосибирский государственный технический университет

Работа современного энергообъекта (энергоблока) не может рассматриваться без учета большого числа системных факторов, которые условно можно разделить на две группы. К первой относятся инфраструктурные факторы (создание и поддержание в эксплуатационно-пригодном состоянии производственной инфраструктуры, обеспечивающей работу энергоблока; обеспечение социальной инфраструктуры; обеспечение экологической инфраструктуры, удовлетворяющей санитарным нормам, и при необходимости – ее восстановление и др.). Вторую группу составляют факторы, учитывающие включение энергоблока в единую энергосистему (готовность к несению нагрузки; резервирование установленной мощности; заполнение графика нагрузки и соответственно вытеснение базовых или пиковых мощностей; возможности работы на переменных режимах и др.). Следует учитывать также и то, что изменение условий сжигания топлива для снижения вредных выбросов и получения лучших экологических показателей может не только изменить конструкцию котлоагрегата, но и повлиять на оптимальные с технико-экономической точки зрения параметры термодинамического цикла. В последнем случае может измениться оптимальный профиль энергоблока. При таком системном исследовании энергоблоков с новыми технологиями их перспективность будет определяться не только и не столько экологическими требованиями, сколько комплексным влиянием большого количества факторов и всеми видами системных ограничений.

В то же время вне зависимости от вида экономики и формы собственности анализ экономической эффективности хозяйственных решений осуществляется путем сопоставления расходов и доходов, связанных с их реализацией. Поэтому для оценки эффективности новой технологии используется механизм коммерческой оценки, в основе которого лежит оптимизационная балансовая модель функционирования энергоблока с применением имитационной модели финансирования капиталовложений [1].

В общем случае критерием эффективности (функцией цели) функционирования энергоблока ТЭС является отношение полученных от продаж за отпущенную энергопродукцию сумм к полным затратам за тот же период