

УДК 621.3

О РЕЖИМАХ РАБОТЫ МОЗЫРСКОЙ ТЭЦ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ПУСКА БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Лихута А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Тарасевич Л.А.

Режимы работы электростанций объединенной энергосистемы Беларуси определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают. Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

В настоящее время основной проблемой Белорусской энергосистемы является прохождение ночных минимумов нагрузок в отопительный период. Выработка электроэнергии зависит от температуры наружного воздуха и меняется незначительно. При этом суточное электропотребление неравномерное и имеет часы максимума около 6200 МВт, а в часы минимума около 3970 МВт. Разница, на которую должны разгрузиться электростанции ОЭС Беларуси, составляет 2230 МВт.

В межотопительный период в связи с малыми теплофикационными нагрузками ТЭЦ проблем с прохождением ночных минимумов нагрузок нет. Однако в этот период наблюдается дефицит конденсационных мощностей (3385 МВт при максимальном потреблении 4750 МВт), которые обеспечиваются за счет конденсационных электростанций (Лукомльская ГРЭС – 2429,5 МВт, Минская ТЭЦ-5 – 320 МВт, Березовской ГРЭС – 1060 МВт), импорта электроэнергии или путем включения оборудования ТЭЦ в неэкономичном конденсационном режиме до 1 ГВт.

Мозырская ТЭЦ работает в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсатор работающей турбины (ПТ-70-130/40/13 ст №1 или ПТ-135/165-130/15 ст №2), обеспечивая тепловые нагрузки предприятий крупного промышленного узла (в т.ч. Мозырского нефтеперерабатывающего завода – потребителя 1-й категории) и отопительных нагрузок жилищно-коммунального сектора г. Мозыря. Режим работы по тепловому графику является наиболее экономичным благодаря минимальному пропуску пара в конденсатор. При таком режиме электрическая мощность определяется отпущенным теплом. При работе турбины в режимах с полностью загруженными отборами пара имеет наименьший удельный расход топлива. В настоящее время, при покрытии электрического графика нагрузки энергосистемы, Мозырская ТЭЦ занимает его базовую часть и не участвует в нормированном первичном регулировании и вторичном регулировании, а принимает участие лишь в общем первичном регулировании в соответствии со статическими характеристиками турбин и при необходимости, по диспетчерскому графику, незначительно снижает нагрузку в часы очных провалов или повышает нагрузку при дефиците мощности в энергосистеме.

При работе ТЭЦ в одной энергосистеме с Белорусской АЭС, на первый план выходят такие параметры ТЭЦ, как минимально и максимально возможные нагрузки ТЭЦ (регулируемый диапазон), возможность работы оборудования ТЭЦ ниже теплового графика вплоть до технического минимума в ночное время (часы провала) и набора максимальной нагрузки (в межотопительный период или при аварийном отключении АЭС). Поскольку мощностей ТЭС оперативного регулирования (Лукомльская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5, Березовской ГРЭС) не хватает, к выравниванию графиков электрических нагрузок привлекаются ТЭЦ, турбоагрегаты которых работают по тепловому графику нагрузки с полностью закрытыми диафрагмами теплофикационных отборов. Для участия в регулировании графика электрических нагрузок определено заранее в зависимости от периода года. В случае Мозырской ТЭЦ осуществляется разгрузкой производственных и теплофикационных отборов турбин с передачей их на РОУ/БРОУ и пиковые бойлеры.

Таблица 1 – Характерные тепловые нагрузки ТЭЦ за 2015 год

	Значение			
	Пар 10 ата	Пар 14 ата	Пар 40 ата	Пар 1,2 ата (Т-отбор)
	Межотопительный период (данные за июль 2015 г. При $t_{o.c.} = +12...+27^{\circ}\text{C}$)			
Давление Р, Мпа	1,07	1,37	3,9	-
Температура Т, °С	270	280	400	-
Расход G, т/ч	31-52	62-65	32-38	-
Расход тепла на отопление и ГВС Q, Гкал/ч	-	-	-	От 16 (прито.с.=+26,4°С) До 18 (прито.с.=+14,6°С)
	Отопительный период (данные за январь 2015 г. При $t_{o.c.} = -13...+4,7^{\circ}\text{C}$)			
Давление Р, Мпа	1,1	1,4	3,9	-
Температура Т, °С	255	275	400	-
Расход G, т/ч	93-126	62-66	34-44	-
Расход тепла на отопление и ГВС Q, Гкал/ч	-	-	-	От 73 (прито.с.=+4,7°С) До 129 (прито.с.=-13 °С)

При выполнении переменного суточного графика электрической нагрузки на первый план выходит такое понятие, как маневренность ТЭС. Это комплекс свойств энергетического оборудования, определяющих его способность быстро откликаться на требования энергосистемы изменять свою мощность, быстро пускаться и останавливаться без снижения надежности.

Основными показателями маневренности являются:

1. Диапазон регулирования нагрузки
2. Скорость изменения нагрузки
3. Пусковые характеристики энергоблока
4. Мобильность (подхват нагрузки вращающимся резервом при падении частоты в сети)
5. Инерционность переходных процессов изменения нагрузки разных видов оборудования.

На Мозырской ТЭЦ представлено следующее основное оборудование:

1. ПТ-135/165-130/15

Время пуска и взятия полной нагрузки турбины из холодного состояния (4,4-5,5 часов), так и из неостывшего (4,4-2,1 часа) и горячего состояния (2,1-1,3 часа) является значительным и не позволяет в дальнейшем рассматривать в отопительный период для данной турбины режим регулярных пусков и остановов, с ежедневным остановом турбины на ночь в горячий резерв и пуск турбины утром для покрытия базовой части нагрузки энергосистемы. На Мозырской ТЭЦ данный режим также не может быть реализован по условиям надежности энерго- и теплоснабжения потребителя первой категории ОАО «Мозырский НПЗ», так как в этом случае пропадает резервирование его по теплоснабжению паром 10,14 и 40 ата и электроэнергии при отключении ТЭЦ от всех источников электрической сети. По этой же причине не может быть применен вариант работы турбины в моторном режиме. Поэтому основным вариантом прохождения часов ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме в отопительный период является глубокая разгрузка турбины до минимально возможной электрической нагрузки.

Важной характеристикой маневренности турбины является также допустимая скорость нагружения и разгружения. Согласно заводской инструкции по эксплуатации разгрузка

турбины производится одновременно со скоростью 2-4 МВт/мин с сохранением номинальной температуры свежего пара.

Основными ограничивающими факторами времени пуска, а также разгрузки и нагружения турбины являются необходимость соблюдения основных критериальных величин по турбине: относительное расширение и осевой сдвиг ротора, искривление вала, скорости прогрева металла ЦВД, РК, АСК и перепускных труб, соблюдение разностей температур по верху-низу ЦВД, фланец-шпилька и др.

Кроме соблюдения основных критериальных величин на турбине при пусках из различных состояний и изменениях нагрузки значительное влияние оказывает масса ручных операций. Из-за отсутствия автоматизации процессов на турбине, дистанционного управления регуляторами отборов пара, а также ручных операций, связанных с переключениями по РОУ/БРОУ время, затраченное на пуск, скорость нагружения или разгрузки турбины может превышать нормативные значения.

2. ПТ-70-130/40/13

Время пуска и взятия полной нагрузки турбиной из холодного состояния (около 5,5 часов), так и из горячего/неостывшего состояния (около 3,75 часа) является значительным и также, как и в случае с ПТ-135/165-130/15 не позволяет в дальнейшем рассматривать в межотопительный период времени, когда в работе находится турбина ПТ-70-130/40/13. Режим регулярных пусков и остановов с ежедневным остановом турбины на ночь в горячий резерв (на часы ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме) и пуск турбины утром для покрытия базовой части нагрузки энергосистемы. На Мозырской ТЭЦ данный режим также не может быть реализован по условиям надежности энерго- и теплоснабжения потребителя первой категории ОАО «Мозырский НПЗ», так как в этом случае пропадает резервирование его по теплоснабжению паром 10,14 и 40 ата и электроэнергии при отключении ТЭЦ от всех источников электрической сети. По той же причине в межотопительный период времени моторный режим тоже не может быть применен на данной турбине в ночное время суток. В этой связи основным вариантом прохождения часов ночных провалов электрической нагрузки в энергосистеме в межотопительный период времени является глубокая разгрузка турбины ПТ-70-130/40/13 до минимально возможной электрической нагрузки.

Согласно инструкции по эксплуатации турбины, при ее работе в различных режимах должны соблюдаться основные критерии:

- Работа турбины в конденсационном режиме.

После длительной работы турбины скорость изменения нагрузки в интервале от 60% до 100% номинальной мощности не должна превышать $3\%N_{\text{ном}}$ в минуту (1,8 МВт/мин). При отсутствии каких-либо других ограничений, турбину можно разгрузить с номинальной мощности в конденсационном режиме 61,6 МВт до нагрузки 37 МВт за 14 минут, а нагрузить с 37 МВт до 61,6 МВт за 20,5 минут.

- Работа турбины в режимах с отборами пара на производство и отопление.

Скорость нагружения и разгрузки турбины производственными и теплофикационными отборами не должна превышать 5т/ч в минуту, что приблизительно соответствует скорости нагружения и разгрузки турбины не выше 1 МВт/мин. Включение производственного и теплофикационного отборов разрешается производить при нагрузке турбины 15 МВт. Стоит отметить, что возможности стабильной работы регуляторов отборов при низких нагрузках турбины (ниже 15 МВт, вплоть до минимальной 5-10 МВт) до конца не изучены.

Кроме того, при пусках из различных состояний и изменениях нагрузки значительное влияние оказывает масса ручных операций, связанных с переключением по РОУ/БРОУ/РУ, которые в настоящее время не автоматизированы и имеют ряд существенных недостатков (поддержание температуры пара и давления в ряде случаев ведется в ручном режиме, существующие подсистемы регулирования являются устаревшими и не имеют возможности

внесения в них изменений, большая пропускная способность регулирующих клапанов впрыска).

3. Котельное оборудование. Паровые котлы ТГМ-84Б ст.№1, 2, 3, 4.

Котельные агрегаты типа Е-420/140 ГМ ст.№1, 2, 3, 4 однобарабанные с естественной циркуляцией, выполненные по П-образной схеме с параметрами свежего пара за котлом 420 т/ч, 14 Мпа, 560 С°, смонтированные в 1974-1975 гг. Пароперегреватель котла выполнен радиационно-конвективным, двухпоточным, четырёхступенчатым, с трехступенчатым регулированием температуры перегретого пара впрыском «собственного» конденсата.

В 2006-2007 гг. котлоагрегаты ст.№1, 2, 3 переведены на сжигание природного газа. После реализации проекта основным топливом является природный газ, резервным – мазут. Также осуществлен перевод на управление технологическим процессом от АСУ ТП. Данные котлоагрегаты в целом находятся в удовлетворительном состоянии и обладают в своем диапазоне регулирования (130-420 т/ч) достаточной маневренностью для поддержания необходимых параметров пара перед турбинами в стационарных и переходных процессах.

Котлоагрегат №4 работает на сжигании мазута и не управляется от АСУ ТП. Используется как резервный в отопительный период и работает крайне редко. Котлоагрегат №5 в настоящее время находится в неудовлетворительном состоянии и к пуску не пригоден, поэтому в данной работе не рассматривается.

Важными характеристиками маневренности котла являются также допустимая скорость нагружения и разгружения. Согласно инструкции по эксплуатации скорость снижения и набора нагрузки на котле не должна превышать 30 т/ч за минуту.

Система регулирования котлов построена таким образом, что один из работающих котлов работает в «режиме главного регулятора», поддерживая заданное давление в одной из трех секций главной паровой магистрали в соответствии с заданием, а остальные котлы работают в «базовом» режиме, поддерживая заданный расход газа на котел и давление в барабане. При изменениях нагрузки на турбине сначала изменяется давление в главной паровой магистрали, а затем уже в барабане котлов, поэтому котлоагрегат, установленный в «режиме главного регулятора», изменяет нагрузку первым.

По результатам наладочных работ на котлоагрегатах ст.№1, 2, 3 при набросе электрической нагрузки (возмущений) ан турбине в размере 10-15 МВт максимальное падение давления в главной паровой магистрали составило 0,2-0,3 Мпа, регулятор плавно восстановил давление в главном паровом паропроводе до первоначального значения в течение 5-7 минут.

Основные ограничивающие факторы, влияющие на набор нагрузки ТЭЦ, являются:

- Низкий уровень (расход) производственного отбора.

Недостаточный отпуск пара в производственный отбор приводит к естественному росту давления в П-отборе турбины.

- Недостаточная пропускная способность циркуляционных насосов.

Недостаточная пропускная способность циркуляционных насосов в летний период в совокупности с низким уровнем производственного отбора при совместной работе двух турбоагрегатов приводят к ограничению мощности на турбоагрегате ПТ-135/165-130/15 от 4 до 49 МВт.

- Состояние градирен №1, 2

Градирня №2 в настоящий момент находится в крайне неудовлетворительном состоянии. У градирни существует крен, а также проблемы с несущей конструкцией. Градирня №1 тоже требует ремонта.

Основные ограничивающие факторы, влияющие на снижение нагрузки ТЭЦ являются:

- Зависимость электрической нагрузки от температурного графика отпуска тепловой энергии.

В межотопительный период минимальная электрическая нагрузка составляет около 30 МВт и по большей части зависит от отпуска тепла на горячее водоснабжение и технического

минимума котлов. В отопительный период минимальная электрическая нагрузка составляет 60 МВт и по большей части зависит от отпуска тепла на отопление и ГВС и в основном определяется температурой наружного воздуха.

Из трех параметров, которые определяют режим теплофикационной турбины, один – температура обратной сетевой воды – является неуправляемым и определяется режимом работы всей системы теплоснабжения; два других параметра – тепловая нагрузка отбора и расход сетевой воды – являются управляемыми и поддерживаются на ТЭЦ на заданном уровне для поддержания температуры прямой сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха.

В отопительный период определяющей является температура сетевой воды на город в подающем трубопроводе от котельной ОАО «Мозырьсоль» (2-ой контур). При этом для поддержания заданной температуры во 2-ом контуре и соблюдения температурного графика, температура прямой сетевой воды от Мозырской ТЭЦ до котельной ОАО «Мозырьсоль» (1-й контур) поддерживается на величину около 20 С° выше, чем во 2-ом контуре.

Тепловая нагрузка ГВС меняется в течение суток в соответствии с разбором горячей воды абонентами: утренний пик, вечерний пик и ночной провал. Поэтому с графиком тепловой нагрузки ГВС меняется и температура обратной сетевой воды после абонентов, но до ТЭЦ с учетом двухконтурной системы сетевой воды эти изменения доходят с большим запаздыванием из-за большой протяженности и емкости тепловой сети. При работе ТЭЦ по тепловому графику повышение температуры обратной сетевой воды в конечном счете приводит к разгрузке турбины, как по отпуску теплоты, так и по электроэнергии.

Одним из возможных методов для стабилизации температуры обратной сетевой воды и увеличения степени разгрузки турбины ночью возможен переход к суточному регулированию температуры сетевой воды, а именно снижение ее ночью. При этом тепловая нагрузка ТЭЦ в течение суток остается постоянной, а изменение температуры внутри помещений при снижении температуры сетевой воды в подающей линии от ТЭЦ с учетом большой протяженности и емкости тепловой сети будет незначительным. Однако это требует расчетов и согласований нового температурного графика.

Для турбоагрегата ПТ-70-130/40/15 можно выделить следующее. При пусках, нагружениях и разгрузках турбины возникают проблемы с увеличенным значением относительных тепловых расширений ротора ВД и разности верх-низ ЦВД. Пусковые операции растянуты во времени в связи с проблемами, возникающими при прогреве ЦВД, т.к. верх цилиндра прогревается гораздо быстрее низа. Это обусловлено не плотностью разъема ЦВД, нестандартный порядок открытия регулирующих клапанов ЦВД из-за расположения кулачков, заниженный диаметр дренажного трубопровода из корпуса ЦВД, а также самой конструкции ЦВД.

Для турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 отметим следующие факторы.

Имеет физический износ и ряд недостатков, которые оказывают значительное влияние на маневренные характеристики и надежность работы. Оборваны штоки двух регулирующих клапанов ЦВД. Поэтому турбина работает в щадящем режиме на нагрузке около 95 МВт без разгрузок и нагрузок. Т.к. первый регулирующий клапан оборван, турбина не имеет возможности взять номинальную нагрузку, максимальный расход пара на турбину в такой ситуации составляет 700 т/ч.

Имеется износ ротора низкого давления. Согласно предписанию «Уральского турбинного завода» от 2006 г. РНД должен быть реконструирован в части замены цельнокованных дисков 18 и 19 ступеней насадными. В случае обнаружения трещин от 10 до 13 мм ротор будет допущен к эксплуатации на срок не более 18 месяцев последующей заменой. Вероятность появления трещины в канавках составляет 80%. Вероятность того, что ротор будет забракован при реконструкции более 50%. Простой турбины составит от 14 до 15 месяцев.

Увеличенная конденсационная выработка электроэнергии («на конденсационном хвосте») при работе на тепловом графике.

Все операции по переключениям выполняются в ручном режиме с устаревших панелей управления и приборов КИП, расположенных на ЦГЩ по месту установки турбины. Дистанционное управление регуляторами отборов турбины в настоящий момент отсутствует.

Также отсутствует АСУ ТП схема резервирования выдачи пара тепловому потребителю (РОУ/БРОУ/РУ).

Для паровых котлов ТГМ-84Б ст.№1, 2, 3, 4 важно отметить, что минимальная нагрузка котла составляет 130 т/ч, что оказывает влияние на технический минимум ТЭЦ в межотопительный период при работе турбины ПТ-70-130/40/15, когда в работе по условиям надежности теплоснабжения потребителя 1-ой категории (ОАО «МНПЗ») должны находиться в работе минимум два коагрегата. В данном случае общий минимальный расход пара составляет 260 т/ч.

В настоящий момент запланированы работы по модернизации горелочных устройств на котлоагрегате №3. Будут произведены работы по определению расчетного технического минимума котлоагрегата №3 и расчету возможности его работы на пониженных параметрах пара 10 Мпа и 535 °С и оценена возможность перевода турбин и оборудования ТЭЦ на пониженные параметры пара.

После перевода котлов на работу при пониженных параметрах пара, минимальная нагрузка котлоагрегата №1, 2, 3 уменьшится со 130 т/ч до 90 т/ч. Это даст снижение общей паропроизводительности от котлов с 260 т/ч до 180 т/ч, что позволит уменьшить минимальную нагрузку турбины ПТ-70-130/40/15 в этот период с 25-30 МВт до 5-10 МВт и даст возможность разгружать Мозырскую ТЭЦ в межотопительный период до 5-10 МВт в часы ночных провалов в энергосистеме. Однако это потребует перенастройку определенного числа регуляторов, расходомеров и т.д.

Также, при переводе котлов на работу при пониженных параметрах потребует решения вопроса уменьшения перепада давления на регулирующем клапане регулятора уровня в барабане (РПК). В настоящий момент перепад на клапане 15-25 бар. Один из способов решения – применение гидромфты на ПЭН №4, проект установки которой уже есть.

Недостаточное давление газа на горелки котлоагрегата №2. При определенных нагрузках не хватает давления газа, при его подачи к горелкам. Оперативный персонал вынужден увеличивать давление газа от ГРП и переставлять защиту по повышению газа, а затем ее возвращать.

При работе на газе и снижении паровой нагрузки на котлоагрегатах №1, 2, 3 до 180-160 т/ч в работе остается 6 форсунок. При этом наблюдается недостаточный перегрев свежего пара. Для увеличения перегрева свежего пара увеличивают избыток воздуха на отключенные горелки. В случае перевода котлов на пониженные параметры, это проблема перегрева пара усугубится, что скажется на маневренных характеристиках.

При регулировании температуры перегретого пара, поступающего от котлоагрегатов к турбинам возникают проблемы. Установка впрыска собственного конденсата состоит из 8 конденсаторов, которые в настоящий момент имеют не плотности, что приводит к тому, что в конечном счёте сказывается на температуре впрыскиваемого конденсата в пароперегреватель и плохом регулировании температуры перегретого пара.

Проблемы регулирования производительности дутьевых вентиляторов и дымососов котлоагрегатов. В настоящий момент при работе котлоагрегатов на техническом минимуме 130 т/ч направляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымососа практически закрыты (7-8%) и имеют неконтролируемый пропуск газов, что влияет на величину и глубины разгрузки котлов и величину нижней границы технического минимума их производительности.

Устранение указанных проблем позволит осуществлять глубокую разгрузку энергоблоков на Мозырской ТЭЦ и при этом осуществлять энерго- и теплоснабжение потребителю 1-ой категории «Мозырский НПЗ».