

Энергоаудит систем теплоснабжения. О некоторых аспектах

Интернет - Доклад

Автор: В.А. Кожевников, МЭИ (ТУ)

Дата опубликования: сентябрь, 2008 г.

Адрес почты: energomagazine@mail.ru

<http://groups.google.com/group/energomagazine-/files?&sort=author>

<http://groups.google.com/group/energomagazine/files?hl=ru&upload=1>

Содержание

Об электрохозяйстве систем теплоснабжения	1
О насосном хозяйстве систем теплоснабжения	10
Ещё немного экономики	17

Из опыта обследования систем теплоснабжения городов и районов нашей страны в последние годы наблюдается тенденция роста потребления электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии и теплоносителя. Эта тенденция выражена в показателях роста удельных расходов электроэнергии и электрической мощности. Накопленный материал энергетических обследований позволяет констатировать факты и требует глубокого анализа этой ситуации, причём в каждом конкретном случае индивидуально.

Об электрохозяйстве систем теплоснабжения

Динамика роста удельных расходов электроэнергии в последние годы в системах теплоснабжения составила от 5 до 8 % в год. Так на множестве объектов разных регионов замечено, что за три года, 2005-2007, этот прирост составил от 17 до 27 %. Конечно, рост удельного показателя небезграничен, однако, сам факт роста потребления электроэнергии в системах теплоснабжения уже настораживает. Эта тенденция сопровождается и ростом потребления электрической мощности, выраженной снижением коэффициента мощности у потребителя и в энергосистеме.

На фоне роста цен на топливо и повышения тарифов на электроэнергию в 2,5-3,0 раза, запланированных Правительством РФ в ближайшие 4 года, можно предположить, что доля затрат на оплату первичных ресурсов в структуре цен на тепло будет увеличиваться в нарастающей прогрессии. Это будет сказываться не только в тарифах на тепло, чей рост может достигнуть 3,5-4,0 раз, но и на его покупательную способность, а соответственно и на доходную часть структур централизованного теплоснабжения (потребитель вынужден отказываться от услуг системы ЦТС полностью или частично), что влечёт неблагоприятные последствия.

Причин сложившейся ситуации довольно много, но некоторые элементы имеют общие черты. В их числе:

- изменение или несоблюдение нормальных режимов эксплуатации самих объектов теплоснабжения (например, отсутствие планов подготовки объектов на неотапительный период и экономически обоснованных схем переключения тепловых сетей и источников),
- износ электроприёмников и электрических сетей, некачественное обслуживание,
- ошибочный выбор электроприёмников и неверная настройка автоматики,
- ошибки учёта потребления электроэнергии и её распределения, причём как в энергосистеме, так и у потребителя электроэнергии,
- отсутствие нормального учёта электрической мощности и утрата контроля заявки на электрическую мощность,
- изменение структуры потребления тепловой энергии, тепловых и гидравлических нагрузок сетей;
- нарушения в управлении электрохозяйством объектов (отсутствие сезонных электрических схем переключения, отключение компенсаторных установок, дисбаланс сборок, изменения и просчёты в конфигурации схем электроснабжения),
- изменение климатических условий.

В структурах теплоснабжения чаще бытует мнение о первостепенности задач теплоснабжения потребителей, что местами привело к игнорированию нарастающих проблем в электрохозяйстве объектов теплоснабжения и к роспуску квалифицированного электротехнического персонала. Этому способствует

несовершенство нормативно-правовой базы целого комплекса проблем и застойное представления об электропотреблении объектов теплоснабжения.

Наиболее распространённые меры повышения эффективности использования электроэнергии, получившие широкое распространение в последние годы, это её экономия на замене освещения, установке устройств частотно-регулируемого привода и автоматизации технологических процессов. Следует отметить, что доля освещения в балансе потребления электроэнергии очень мала (до 5%), устройства ЧРП не всегда себя оправдывают, а автоматизация требует квалифицированного обслуживания. Поэтому, чаще приходится сталкиваться с ситуацией, когда персонал следит только за своевременным отключением освещения, ЧРП выходит из рабочего режима и персонал осуществляет переключения на прямое питание электродвигателей, в АСУТП не используются все возможности, АСКУЭ не введено в эксплуатацию или носит формальный вид, об управлении нагрузками и переключениями групп представление отсутствует.

Как ни парадоксально, но в системах теплоснабжения потенциал нерационального использования электрической мощности можно оценить в треть объёма всего её потребления, т.е. более 30 %, из которых на электродвигатели приходится 22 % (см. технико-экономический анализ ниже), на освещение – до 3 % и выше, в управлении электроснабжением – 7-10 %.

Объём потребления электроэнергии коммунальными системами теплоснабжения (кроме сетей запитанных от ТЭЦ АО-Энерго) по оценкам разных институтов в стране составляет от 61,5 до 70,0 млрд. кВтч в год на 01.07.2007г. и продолжает расти. К 2010 году он составит 84,0 млрд. кВтч. Если принять указанный потенциал, соответствующий трети объёма потребления в электроэнергии, то он оценивается в 23,3 млрд. кВтч., в 2008г. превысит 25,2 млрд. кВтч, а в 2010г. достигнет 28,0 млрд. кВтч. Для сравнения, страны с населением до 10 млн. человек имеют суммарное годовое потребление электроэнергии в балансе ВВП менее 25,0 млрд. кВтч. Конечно, Россия – страна северная, с холодным климатом, тем не менее, над такими цифрами стоит задуматься... Понятно, что

далеко не весь потенциал может быть реализован на практике, но сократить его вдвое вполне реально выполнимая задача.

В тоже время, следует заметить, что снижение удельного потребления электроэнергии и мощности и нормализация электроснабжения сопровождаются снижением тепловых потерь, выраженных экономией топлива в котельных и на источниках генерации электроэнергии. Полезный эффект может дать комплекс организационных мероприятий по совершенствованию учёта потребления топлива, электроэнергии и отпуску тепла. Для контроля данных учёта энергоресурсов, нагрузок и мощностей в комплексе схемных решений, несомненно, способствуют системы АСКУЭ, но и не стоит упускать и возможности АСУТП.

ОАО «ВНИПИэнергопром» разрабатывает довольно широкий спектр мероприятий по снижению потребления электроэнергии. Отдельные методы, требуют согласованного взаимодействия структур теплоснабжения, электроснабжения и администрации городов, районов.

Так, модель компенсации реактивной мощности (КРМ) на напряжениях питания 0,4 кВ объектов теплоснабжения на примере «энергетической сетки», позволила оценить потребление реактивной составляющей электрической мощности в пределах 23,3-33,7 %, что соответствует уровням нормализации $\cos\varphi$ в пограничных пределах от 0,945 до 1,0, сопоставимо с выводами других институтов и результатами, приведёнными ниже технико-экономического анализа. Безусловно, наибольший вклад в снижение коэффициента электрической мощности вносят неэкономичные насосы.

Реализация метода «энергетической сетки» для компенсации реактивной мощности в энергосистеме непосредственно увязана с тарифным планом района потребителя и подразумевает использование электрических вводов котельных и ЦТП в качестве масштабной сетки, покрывающей весь город или район, как правило, находящихся в управлении одной или ограниченного состава структур энергоснабжения. Но задачи компенсации реактивной мощности целесообразно рассматривать одновременно с задачами высвобождения электрической мощности.

Превалирующими способами высвобождения мощности являются замена насосов и электродвигателей на энергоэффективные, замена освещения на энергосберегающее и установка автоматических КРМ, что выполняется в завершающий момент, а сами эти мероприятия должны сопровождаться дополнительным комплексом мер и процедур. Так как современные объекты оборудуются приборами учета, частотными преобразователями и устройствами плавного пуска, технологическими контроллерами, диспетчерскими блоками, компьютеризированными АСУТП и АСКУЭ, автоматикой горения, современной осветительной аппаратурой, и пр., электронная база которых требует электропитания высокого качества, сбалансированной нагрузки фаз, выровненного напряжения и чистых гармоник, компенсаторы реактивной мощности целесообразно дооснащать электрическими фильтрами.

В качестве примера на рисунке 1 приведён график $\cos\varphi$, показания сняты на трансформаторе тепловой станции на стороне 10 кВ. Режим компенсации реактивной мощности не включён, но были выполнены технические мероприятия и переключения для устранения дисбаланса в сети станции, до которых показания $\cos\varphi$ находились в жёлтой зоне, в диапазоне $0,76 \div 0,86$.

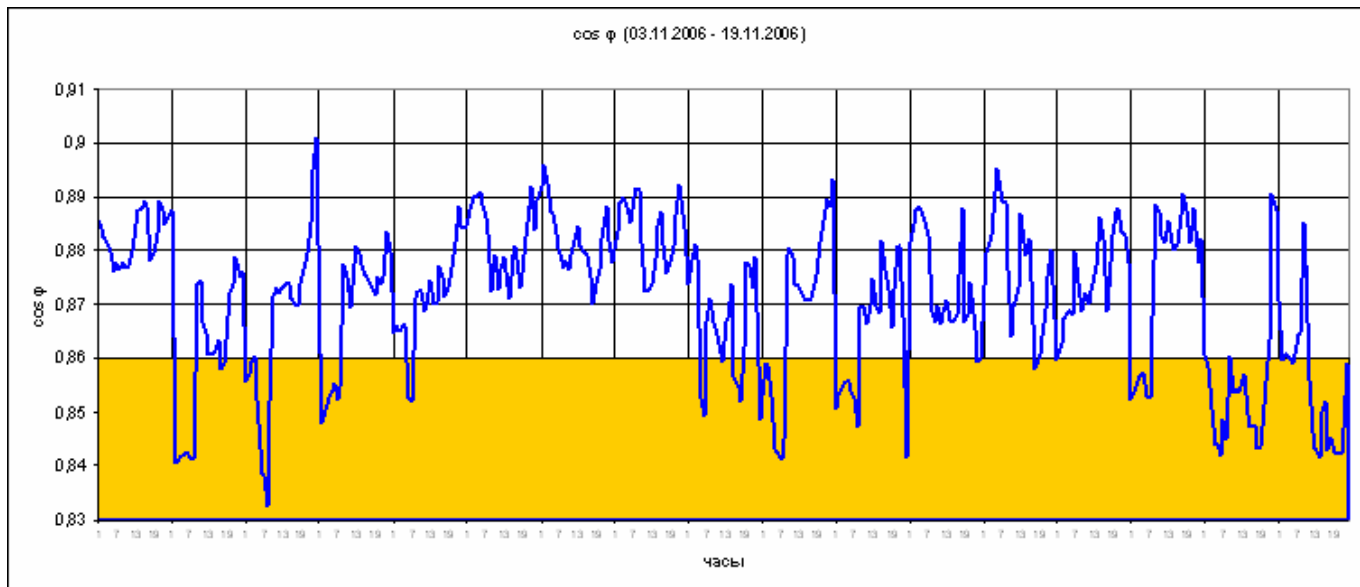


Рисунок 1 – График $\cos\varphi$ трансформатора на стороне 10 кВ

Другой момент, достойный серьёзного внимания: трансформаторные подстанции объектов теплоснабжения на 6 и 10 кВ, как правило, имеют завышенную установленную мощность, о чём часто свидетельствуют и их

коэффициенты загрузки – 5-20 %, мощности которых способны принять на себя нагрузки и быть использованы с большей пользой для нужд городов и поселений. Но вот догрузка трансформаторов за счёт субабонентов запрещена, что делает эти объекты бременем эксплуатации. Такая ситуация сложилась в системах теплоснабжения всей страны и может быть «развязана» разными способами от замены трансформаторов на современные с меньшей установленной мощностью и схем перераспределения мощности, до принятия нормативно-правовых актов, позволяющих содержать субабонентов и регламентирующих формы расчётов и учёта потребления электроэнергии и мощности.

Взглянем на проблему роста удельных расходов электроэнергии и потребления электрической мощности систем централизованного теплоснабжения с другой стороны. Отслеживая тенденции последнего десятилетия, можно сказать, что к этому результату привела чрезмерная централизация систем теплоснабжения и частый отказ от принципов развития децентрализованных систем, а точнее, неверная их трактовка и определение принципов развития, сочетания и взаимодействия обеих систем. Одновременно этот этап сопровождался передачей абонентов теплоснабжения с сетей, запитанных от ТЭЦ АО-Энерго, сетям структур централизованного теплоснабжения коммунальной энергетики, к которым присоединялись ещё и источники промышленных предприятий. Перераспределение финансовых потоков и реформы электроэнергетики повлекли к перераспределению нагрузок и мощностей, что в большинстве случаев создало серьёзные проблемы:

- режимы работы источников промышленного теплоснабжения не соответствует режимам теплоснабжения коммунальной энергетики, и как следствие, это привело к нарушениям температурных графиков, перетокам или недотопам, дисбалансу сетей гидравлическому и тепловому;
- тепло, выработанное на ТЭЦ не находит своего потребителя, и как следствие, подлежит сбросу, дисбаланс в выработке электроэнергии и тепла на ТЭЦ привёл к перерасходам топлива и увеличению удельных расходов на выработку электроэнергии, к снижению КПД и качественных показателей ресурсов выработки, к росту тарифов как на электроэнергию, так и на тепло ТЭЦ;

- рост объёмов потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения потребовал строительства новых котельных и увеличения производительности существующих мощностей, и как следствие, это привело к росту потребления топлива и электроэнергии на выработку тепла;
- отказ от децентрализации систем теплоснабжения, даже частичный, привёл к укрупнению тепловых сетей и росту потерь тепла и теплоносителя в них;
- изменение схем тепловых сетей (как правило, сети коммунальных предприятий не связаны с сетями ТЭЦ АО-Энерго) и присоединение новых тепловых источников повлекло перераспределение нагрузок и укрупнение сетей, что потребовало повышения насосной мощности на циркуляцию теплоносителя, а значит увеличение потребления электроэнергии на производство и передачу тепла.

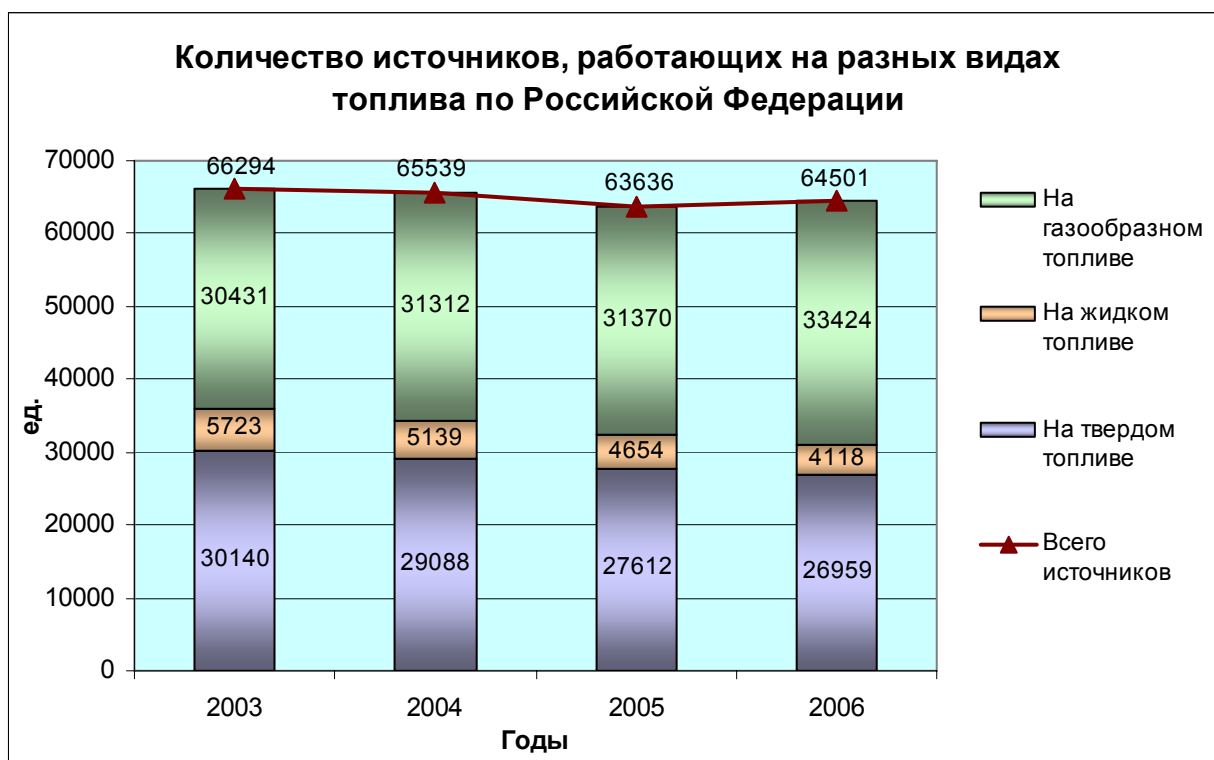


Рисунок 2 – Динамика изменения состава котельных в стране

Приведённая диаграмма изменения состава котельных в стране наглядно отражает описанную ситуацию. Если учесть, что коммунальными котельными вырабатывается 1,3 млрд. Гкал тепла в год, а ТЭЦ – 1,5 млрд. Гкал, то следует и учесть, что сбросу тепла с ТЭЦ подлежит до 40 % (в отдельных случаях, до 60 %) от выработанного объёма, что составляет 0,5-0,6 млрд. Гкал, или 38,5-46,2 % тепла, вырабатываемого коммунальными котельными. Полагаем, что в стране, имеющей

стабильный рост потребления электроэнергии и электрической мощности, будут расти тепловые потери и сбросы тепла, которые не нашли себе применения...

Помимо этого, усилилась дисгармония в производственных показателях систем теплоснабжения отопительного и неотопительного периодов, что выражается в высокой разнице тех же удельных показателей потребления топлива и электроэнергии. Летом тепловая мощность задействованных котлоагрегатов иногда в 30 раз и более превышает расчётную мощность, достаточную для обеспечения тепловой нагрузки, т.е. котёл работает в недопустимом режиме, что свидетельствует о его завышенной установленной мощности либо об отсутствии в схеме котельной котлов для обеспечения летних режимов теплопотребления. Причём, автоматизированные горелки с широким диапазоном регулирования далеко не всегда способны обеспечить надлежащий режим теплопроизводительности. Это влечёт к тепловым потерям на источнике, выраженным в завышенных расходах на собственные нужды или низкими КПД агрегатов, и в тепловых сетях. При этом, на выработку и транспорт тепла в летний период задействовано электрической мощности гораздо больше, чем в зимний, в удельном весе: удельные расходы электроэнергии увеличиваются в 3-6 раз, в большей степени потребляемые на циркуляцию теплоносителя и его охлаждение. Существующие системы учёта ресурсов и отчётности на предприятиях теплоснабжения позволяют отразить вполне приемлемые показатели удельных расходов топлива на выработку и отпуск тепла потребителям, но упускают из виду анализ электрической составляющей.

К таким выводам привёл анализ удельных расходов электроэнергии и потребляемой электрической мощности систем теплоснабжения, рост которых свидетельствует о серьёзном снижении энергетической эффективности систем централизованного теплоснабжения. Отсутствие реальной картинки о системах энергоснабжения, несоответствие и недостаток информации о соответствии имеющихся мощностей фактическим нагрузкам, под час, не позволяет оптимизировать эти же системы на местах, а администрациям городов и районов и руководителям разного уровня принять верные решения и благоприятные планы развития как систем теплоснабжения, так и систем электроснабжения.

Стоимость ТЭР перекладывается на стоимость услуг и продукции потребления и отражается на их качестве. Само производство продукции в нашей стране довольно энергоёмко, и по ряду отраслей в несколько раз превышает энергоёмкость аналогичной продукции других стран, что снижает её инвестиционную привлекательность и конкурентоспособность, а значит и приток денег в город или регион.

Создавшаяся ситуация в структурах теплоснабжения на сегодня потворствует неуклонному росту потребления топлива и электроэнергии, как в количественных, так и в удельных величинах. Судите сами, картинка событий такова: чем выше зависимость систем централизованного теплоснабжения от котельных источников коммунальной энергетики, тем больше тепла они вырабатывают и распределяют, тем больше затрат электроэнергии и электрической мощности на производство тепла, тем больше тепла выбрасывается с ТЭЦ, тем выше топливные затраты, тем выше тарифы... Эта тенденция усугубляется ростом потребления газа и снижением возможности использования других ресурсов. В свою очередь, на поставку газа затрачивается та же электроэнергия и топливо, и т.д.

Согласитесь, в приведённых примерах многие мероприятия требуют согласованного взаимодействия структур теплоснабжения и электроснабжения. Увеличение доли сброса тепла снижает энергетическую эффективность ТЭЦ, для предотвращения чего необходимо выполнить оптимизацию систем теплоснабжения.

Как известно, в структурах теплоснабжения оценка деятельности предприятий и тарификация производятся по удельным показателям расхода топлива, а вот удельные расходы электроэнергии и показатели мощности практически не нормируются и не отслеживаются. Этот факт является существенной недоработкой нормативной базы, тогда как удельные показатели потребления электроэнергии и электрической мощности могут служить значимыми индикаторами систем теплоснабжения, снижение которых и будет определяющим критерием оценки эффективности систем энергоснабжения. Поэтому, разработка и введение удельных электрических регуляторов и ограничений по коэффициентам использования электрической мощности сегодня целесообразно, обосновано и необходимо.

О насосном хозяйстве систем теплоснабжения

В поле особого внимания попадают насосы, необходимость оценки эффективности которых обоснована высокой долей потребления электроэнергии и мощности в электрическом балансе объектов теплоснабжения (до 85% и выше), и, как следствие, существенной долей финансовых затрат в структуре платежей.

Материал ОАО «ВНИПИЭнергопром», наработанный в течение 2-х последних лет, уже представляет собой статистику, которая позволяет сделать некоторые выводы о применении и эксплуатации насосного оборудования.

По результатам обследования более 300 объектов систем теплоснабжения городов Московского региона, которые включают: 10% - центральные теплопункты (ЦТП), 25% - тепловые станции (РТС и КТС), 65% - малые котельные с установленной тепловой мощностью до 10 Гкал/ч, а также учитывая состав модельного ряда и длительный срок эксплуатации установленных насосов, достигающий 35 лет и более, можно сказать следующее.

1. По данным предприятий были выполнены поверочные процедуры анализа для насосов, которые показали, что часто имеют место расхождения между фактическими характеристиками насосов и их учётными данными, не всегда соответствующим маркировке насосов. Если учесть, что технологии производства корпусов насосов, рабочих колёс, электродвигателей, уплотнений и пр. постоянно совершенствуются, то очевидно, что насосы 60-80-х годов прошлого века, никак не могут иметь более высокие показатели энергоэффективности, нежели современные насосы. Причин такого состояния в расхождении данных о насосах может быть много: ошибочная комплектация насосных пар при поставке и монтаже, неверная учётная запись, естественный износ, замена электродвигателя, некачественный ремонт и обслуживание, некачественное изготовление насосов и двигателей, срезка рабочего колеса, неверный подбор патрубков и т.д.

В связи с чем, представляется целесообразным предлагать предприятиям теплоснабжения произвести инвентаризацию насосного хозяйства, сверить технические характеристики с маркировкой насосов и электродвигателей. Если вопрос инвентаризации разрешим, то выверка технических характеристик

представляется более сложной процедурой, для которой может потребоваться организация режимно-наладочных испытаний (РНИ) основного насосного парка. При этом следует обратить внимание на режимы эксплуатации и расхождения паспортных данных насосов с фактическим КПД насосов, с мощностью установленных электродвигателей и коэффициентом использования электрической мощности, сверить измеренные данные гидравлической характеристики насосов с их паспортными данными.

Предлагаемые меры позволят не только точно оценить фактические параметры насосного оборудования, но и грамотно оптимизировать работу насосов и управление ими, сократить плату за электрическую мощность, а при необходимости – заменить электродвигатель, механическую часть или насосную пару в целом, либо принять иное решение.

Как показали результаты обследований, неверный учёт потребляемой мощности, часов наработки и коэффициента загрузки может серьёзно изменить картинку параметров заявленной электрической мощности объектов, учёт потребления мощности и электроэнергии, и особенно в неотапительный период, когда параметры факта отличаются от заявки не в 10-ки, а порой в 100-ни раз. По показателям режимных дней меры практически не принимаются.



Критерии необходимости выполнения РНИ и диагностики насосов могут быть назначены в обязательном порядке, исходя из состава и структуры насосного парка, возможностей эксплуатирующего предприятия, особенностей организации ремонтов и технического обслуживания.

РНИ могут быть выполнены и выборочно, если выявлены какие-либо признаки несоответствия.

2. Техничко-экономический анализ применения насосов был построен на сравнении показателей потребления электроэнергии и мощности, а также технологий изготовления насосов разных производителей.

По ряду технико-экономических показателей и опыту внедрения, выбор насосов WILO обусловлен преимуществами. Главные из них: повышенные КПД, меньшие габаритно-весовые характеристики, длиннее сроки службы, длиннее межремонтные периоды и периоды между регламентными обслуживаниями, отсутствие текущего ремонта в первые 3÷7 лет эксплуатации и затрат на него, ниже эксплуатационные расходы в последующие годы, меньшее электропотребление на единицу мощности, наличие устройств электронного управления и защит (электронные насосы и насосы с электронно-коммутируемым двигателем), разнообразие вариантов конструктивного исполнения и проектных решений.



Качество исполнения насосной пары этого производителя обеспечено передовыми технологиями, подтверждено гидродинамическими показателями механической части насосов (геометрия каналов, уплотнения, металлообработка, покрытия и пр.) и характеристиками электропривода, что свидетельствует о технологических преимуществах производства перед другими производителями.

Сведения о брэндах производителя WILO представлены в Справке.

Для технико-экономического анализа сопоставление насосов осуществлено на соответствии технических характеристик: за основу аналога приняты рабочая точка (равный напор) и производительность насоса, затем частота вращения вала, мощность на валу, КПД и мощность электропривода.

Многообразие моделей насосов и технологий разных производителей всегда осложняет любой процесс сравнения. Результатом анализа принята разница в потреблении электроэнергии и в мощности. Тариф на электроэнергию принимался по действующему плану города на 2008 год, либо условным – 2,0 руб. за 1 кВтч.

По ряду причин в расчёте приняты некоторые допущения, которые принципиально занижают экономическую эффективность замещения насосов:

- фактический КПД обычных двигателей отечественного производства на 0,4 кВ ниже 85 % ($45 \div 85$ %), а для насосов WIL0 составляет $87 \div 94$ %; при отсутствии данных о КПД двигателя эти величины не сравниваются, т.е. приравнены;
- фактический КПД энергоэффективных электродвигателей по классу EFF1 соответствует $94 \div 98$ %, что существенно выше КПД обычных электродвигателей, сравнение производилось по данным на электродвигатели каталога Сафоновского завода «СЭМЗ», а при отсутствии данных, в расчёте использовался – 90 %;
- расчётное время эксплуатации принято 2920 часов в год (уточнённые данные свидетельствуют, что сетевые и циркуляционные насосы чаще работали по $5 \div 7$ тыс. часов в год и более, что примерно в 2 раза снижает расчётную величину ожидаемой экономии электроэнергии);
- преимущества КПД механической части насосов WIL0, что составляет $2 \div 3$ % в электрической мощности ($94 \div 98$ % в натуральной величине), не учитываются в случае, когда сравнение ведётся по установленной мощности двигателей.

Коэффициенты загрузки приравнены для существующего насоса и сопоставляемого. Следует учесть, что установленные насосы чаще имеют завышенную мощность – соответственно коэффициент загрузки у них должен быть ниже, чем у сопоставляемых. Итогом замещения насосов, следовательно, будет разгрузка электрической схемы, снижение реактивной составляющей, увеличение коэффициента электрической мощности в энергосистеме, повышение эффективности использования электроэнергии и снижение её потребления.

Характеристики насосов были даны предприятиями, при их отсутствии использовались данные каталогов отечественных и иностранных производителей насосов. Для отражения результатов анализа была осуществлена выборка насосов по

типам (маркам). Всего оценке подлежало около 2-х тысяч насосов, в таблице 1 приведены наиболее распространённые установленные модели:

Таблица 1 – Насосы, подлежащие оценке эффективности

Тип (марка) наиболее распространённых насосов, подлежащих оценке						
K150-125	KM150-125	KM50-50	KTM427	ДЗ20-50	ПМЛ1-50	UPS50-30F
K200-150	KM100-80	KM290-18	KTM415	ЦН400-105	ПМЛ2-50	MAKO65-315
K290-30	KM100-125	KM20-18	KXM20-30	ЦНС4-60	ПМЛ2-65	NB100-200
K160-20	KM100-50	KM40-32	KMP65-50	ЦНСГ13-105	ПМЛ2-80	NB65-125
K160-30	KM80-50	KM50-325	KMШ80-65	ЦНСГ38-110	АЦМЛ80-160	AKN50/4
K65-125	KM160-20	ЗКМ-6	KMШ65-50	ЦНСГ38-176	АЦМЛ100-160	AKL50/160
K90-20	KM160-30	ЗКМ-8	KC20-50	ЦНСГ38-220	АЦМС2-20	FCE100-200
K90-55	KM65-50	4КМ-12	KC12-50	ЦНТ80	АЦМС2-30	CP2-60
K90-85	KM50-32	6КМ-12	KC10-110	ЦНШ80	АЦМС4-40	CR4-40
K100-80	KM65-45	KML65-125	KC12-110	MXH405	АЦМС45-3	CR4-20
K100-65	KM8-18	KML50-125	KC20-110	MXH205	АЦМС64-2	CR3-8
K80-60	KM27-27	KML2-50-160	KC50-110	ОНЦ1М	СЭ1250-140	CR2-70
K80-50	KM100-65	KML80-50	KC80-50	1,5К-6	СЭ500-70	CRE16-30
K65-50	KM25-32	KML40-160	НКУ250	2К-6	СМ80-50-200	CR13
K20-32	KM90-30	KML2-40-130	НКУ140	2К-9	UPD50-120	TP50-570
K45-30	KM45-30	KML2-40-160	НКУ90	3К-6	UPD65-120	TP50-290
K45-55	KM20-30	KML2-50-125	10НКУ7-2	3К-9	UPD80-120	TP40-180
K8-18	KM28-35	KML80-160	6НДВ-60	4К9У	UPED65-125	TR32-180
K100-32	KM90-20	KML65-160	Д1250-125	4К-12	UPS80-300S	TR40-120
K12,5-20	KM90-34	KML80-125	Д500-65	4К-6	UPS80/120F	TR32-120
K20-30	KM55-50	KML2-65-125	Д315-71	4К-8	UPS32/80 B180	TR100-360
K20-50	KM200-20	KML20-30	Д200-36	6К-8	UPS65-180	ТЕКМО25-100
KM80-65	KM290-20	KML2-80	Д630-90	6К-12	UPS80-30	ТЕКМО100-230

Данные по насосам разных объектов для удобства сравнения сводились в единые таблицы групповых расчётов. Таким образом, получив результаты технико-экономического расчёта, мы можем использовать их итоги, как среднестатистические данные для оценки эффективности замещения насосов, оценки затрат и потерь электроэнергии в системах теплоснабжения.

Такой подход позволяет дать некоторые преимущества уже установленным насосам перед сопоставляемыми, что, конечно, занижает результаты сравнения эффективности насосов и электродвигателей, но и минимизирует ошибку. Ожидаемый фактический экономический эффект, в среднем должен быть выше в 1,5 раза, что следует из принятых допущений, по соотношениям:

$$(90,5/65) * (96/90) * 1,02 = 1,515 \text{ раз.}$$

С учётом наличия эксплуатационных затрат и времени уточнённой наработки насосов за год сроки окупаемости замены ожидаются в 2,0-2,5 раза ниже, что в

денежном выражении компенсируется затратами на монтажно-наладочные работы. Результаты оценки экономической эффективности замещения насосов с применением энергоэффективных электродвигателей позволяют минимизировать ошибки расчётов, они приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Результаты оценки эффективности замещения насосов

	Наименование показателя оценки эффективности	Размерность	Величина
1	Экономия электрической мощности при замене насосов с применением энергоэффективных электродвигателей	%	10,53 ÷ 26,16
2	Экономия электроэнергии при замене насосов с применением энергоэффективных электродвигателей	%	22,36 ÷ 26,16
3	Удельная стоимость замены существующей мощности на новые насосы	руб./кВт	4 561,4 ÷ 4 998,0
4	Удельная экономия электроэнергии на 1 кВт мощности нового насоса (в год)	кВтч/кВт	825,0 ÷ 1 034,3
5	Средний срок окупаемости затрат на замену насосов без учёта эксплуатационных затрат	лет	2,39 ÷ 3,62

Сопоставив существующие и современные насосы с энергоэффективными двигателями, можно наглядно представить потери электроэнергии в процентном отношении. Если предположить, что электродвигатели в системах теплоснабжения потребляют до 85% электроэнергии и более, то потенциал экономии электроэнергии можно оценить пропорционально, например как:

$$26,16 \times 0,85 = 22,236 \%, \text{ т.е. более } 22,0 \%.$$

Коэффициенты мощности в энергосистеме при использовании насосов с энергоэффективными электродвигателями, без учёта возможной компенсации реактивной мощности, достигают 0,96 на уровне 0,4 кВ и 0,98 – на 10 кВ.

Этот анализ выполнен для насосов по характеристикам и ценам принятым на дату 01.07.2008г. При капитальном ремонте, к расходной части прибавляется сумма затрат капитального ремонта, тогда замена насосов окупается менее чем за 1 год. Высвобождённое оборудование может быть применено на других объектах, в обменном фонде, что дополнительно снижает категорию затрат и сроки окупаемости мероприятий по замене насосов и электродвигателей на современные энергоэффективные модели.

Справка. Официальная информация концерна **WILO SE**

О качестве продукции производителя можно судить по его брэндам.

Концерн **WILO SE** продаёт насосы в мире под следующими брэндами собственного производства:

1. **WILO**, насосы в зелёном цвете с логотипом **WILO**:

- насосы и установки для отопления, вентиляции, холодоснабжения, водоснабжения и отвода стоков.

2. **Salmson**, насосы в красном цвете с логотипом **Salmson**:

- насосы и установки для отопления, вентиляции, холодоснабжения, водоснабжения и отвода стоков.

3. **EMU**, насосы в цветном исполнении с логотипом **EMU**:

- насосы для водоснабжения и отвода стоков.

Концерн **WILO SE** также производит насосы для различных производителей инженерного оборудования, встраиваемые в систему производителем, либо продаваемые этим производителем под своим брэндом (открытая информация):

- насосы охлаждения двигателей автомобилей **BMW**,
- насосного оборудования **KSB** (США) и отопительного оборудования фирм:



Представленные данные – далеко не полный перечень брэндов концерна **WILO SE**

Ещё немного экономики

Этот раздел, вероятно, будет интересен не только энергетикам, но и проектировщикам, застройщикам, инвесторам... Дело в том, что хороший энергоаудит – это не только сбережение энергоресурсов, приходится сталкиваться с разными интересными выводами и решениями. Приведём примеры оценки объектов теплоснабжения, полученные с применением методов систем качества.

Известно, что экономический эффект от внедрения мероприятий по энергосбережению, и иных, можно увеличить методами систем качества на основе анализа, посредством планирования и управления затратами, моментом и сроками внедрения, другими приёмами. Так, на примере малых котельных Москвы и области была выполнена оценка эффективности использования помещений по теплопроизводительности, приведенной на 1 м^2 и 1 м^3 в системе Gemba Kaizen.

Gemba Kaizen – японская система оценки приёмов качества, которые помогают добиться лучших показателей эффективности предпринимаемых мер при сравнении параметров, не всегда связанных с назначением объекта, что позволяет выявить место, определить ограничения, устранить проблемы в кратчайшие сроки и сконцентрировать финансовые и иные ресурсы на достижении поставленной задачи.

Итак, сравниваем:

- установочные размеры котлов класса DNAL, или ТКН, по 2,5 МВт (2,15 Гкал/ч), эксплуатируемых в микрорайоне Куркино, примерно схожи с УН-6 по 0,46 Гкал/ч, причем теплопроизводительность УН-6 в 4,7 раз меньше, а эффективность использования топлива у DNAL, или ТКН, на 25÷35% выше Универсала,
- установочные габариты энергоэффективных насосов WILO в 1,5 раза меньше насосов марок «К», «КМ», «КМЛ» и др. при одинаковой мощности, а весовые характеристики и конструктивное исполнение позволяют применять вертикальное расположение или крепление на стеллажах и стойках.

Эффективность использования площади котельных на отпуск 1 Гкал теплоты увеличивается при этом в 7,9 раз, коэффициент использования топлива увеличивается в 1,35 раз. Причем, средние годовые удельные расходы электроэнергии при этом не должны превысить 12 кВтч/Гкал на отпуск тепла и 11

кВтч/Гкал на выработку (для сравнения, часто встречаются котельные с показателями, превышающими 150 и 100 кВтч/Гкал соответственно). Затраты при реконструкции мощности на 1 Гкал отпуска тепла в настоящем варианте также существенно меньше, чем при замене и реконструкции идентичных котлов; уменьшается сумма эксплуатационных расходов и т.д. И это не всё...



Два котла DHAL, или ТКН, оснащённые горелками с моделируемыми режимами, могут заменить 9 УН-6, одновременно сократив занимаемую площадь насосами пропорционально. Автоматизированная котельная не требует постоянного присутствия оперативного персонала: экономия на площади, освещении и т.д.

Учитывая опыт внедрения и эксплуатации современных автоматизированных котельных, реконструкция отдельно выбранных котельных с их переводом на класс котлов DHAL, или ТКН, позволит повысить резерв тепловой мощности существующих котельных и дополнительно принять нагрузки, высвободив устаревшие котельные мощности в резерв или ликвидировав их.

При сравнении 1-ой котельной в центре Москвы, занимаемой площадью более 2-сот м², обустроенной 8-ми котлами УН-6, с автоматизированной котельной района Куркино, удалось просчитать высвобождаемую площадь, которая составила бы 155 м², т.е. равноценно 8-ми гаражным машино-местам (для легковых авто).

Стоимость высвобождённого помещения можно просчитать пропорционально стоимости одного машино-места (равнозначная площадь котельной,

трансформаторной подстанции, насосной станции, ЦТП и пр.), за аренду которого платит хозяйствующий субъект, по степени удалённости от центра Москвы, в ценах на 01.07.2008 г. оценивается:

- в пределах Садового кольца: от 3,6 до 7,2 млн. руб.
- в пределах ТТ-кольца: от 1,6 до 2,4 млн. руб.
- в пределах МКАД: от 1,2 до 1,8 млн. руб.
- за пределами МКАД (города-спутники): от 0,8 до 1,2 млн. руб.
- в других городах Московской области: от 0,3 до 0,9 млн. руб.

В итоге, стоимость 8-ми машино-мест при средней цене в центре Москвы составляет 43,2 млн. руб., а экономия энергоресурсов в год составляет сумму менее 1,0 млн. руб. (цены без НДС). На вырученные и сэкономленные деньги можно построить 8 автоматизированных современных котельных. Вот такая экономика!

Такие результаты получены без экологической оценки, которая может раскрыть очень широкий спектр вопросов. Следует добавить, что уже выпускаются котлы с конденсационным циклом утилизации газовых выбросов с повышенным КПД, соответственно и показатели эффективности использования помещений и земельных территорий возрастут. В промышленности известны случаи установки котлов реакторного типа: 1 водогрейный реактор равноценный производительности ДКВР-10/13 занимает объём 3 м³, автоматизированный комплекс которого занимает площадь на порядок меньше тепловой схемы водогрейного ДКВР.

Вывод: анализ схем компоновки котельной, теплопункта, насосной станции или иного объекта, конструктивного исполнения и габаритно-весовых показателей оборудования может существенно сократить занимаемые площади объектов, что позволяет оптимизировать затраты и получать наибольшую выгоду при эксплуатации и в новом строительстве объектов недвижимости.

Если учесть, что за десятки лет изменилась структура потребления тепла и состав потребителей, сами нагрузки, то целесообразно пересматривать схемы теплоснабжения городов и районов в целом комплексе энергетического обследования, тем более, что этот сектор разнообразен и имеет высокую инвестиционную привлекательность.