СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3

1 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 5

1.1 Размещение ТЭЦ и ТЭС. 5

1.2 Существующее положение теплового хозяйства 5

1.3 Основные принципы теплоснабжения 6

1.4 Перспективные уровни теплопотребления. 8

1.5 Эффективность теплоснабжающих систем 10

1.6 Вопросы реконструкции и модернизации оборудования действующих тэц 12

1.7 Возможные варианты перспективного развития теплоснабжения региона 14

1.8 Основные задачи НТП в теплоснабжении 20

2 РАСЧЕТНО-ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ 23

2.1 Экономическое обоснование схемы комбинированного энергоснабжения района 23

2.2 Выбор мощности основного оборудования проектируемой ТЭЦ 25

2.3 Выбор парогенераторов и пиковых котлов 28

2.4 Планирование режимов работы энергетического оборудования ТЭЦ . 30

2.5 Определение годового расхода топлива на ТЭЦ 35

2.6 Определение инвестиций и затрат на производство продукции ТЭЦ .. 38

2.7 Экономическое обоснование схемы раздельного энергоснабжения района 40

3 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 46

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 59

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 60

ния преимущественно государственного управления его функционированием и развитием. К ним относятся :

- особая важность для населения и всей экономики обеспечения надежного энергоснабжения:

- высокая капиталоемкость и сильная инерционность развития электроэнергетики;

- монопольное положение отдельных предприятий и систем по технологическим условиям, а также вследствие сложившейся в нашей стране высокой концентрации мощностей эектроэнергетики:

- отсутствие необходимых для рыночной экономики резервов в производстве и транспорте энергоресурсов:

- высокий уровень опасности объектов эектроэнергетики для населения и природы.

Целью данного курсового проекта является выбор схемы энергоснабжения района. Работа выполнена на примере города Санкт-Петербург.

а) ТЭС

Суммарная установленная электрическая мощность теплофикационных турбин превышает 20 млн. кВт, что с учетом конденсационных турбоагрегатов позволило выработать более 180 млрд. кВт ч. электроэнергии. Установленная мощность ТЭС колеблется от единиц до 600-800 Мвт, из них почти 97% мощностей ТЭС принадлежат РОСЭНЕРГО, расход условного топлива на которых в среднем составляет 319 г/(кВт ч.) и 42,2 кг/Дж. Однако более трети оборудования ТЭС имеют параметры острого пара менее 9,0 ÌÏÀ, что резко снижает эффективность теплофикации, а срок их эксплуатации близок к предельному или превышает его.

Основные недостатки в развитии теплового хозяйства во многом объясняются отсутствием государственной политики и четкого руководства развитием теплоснабжающих систем, в результате чего: продолжается стихийное строительство мелких неэкономичных промышленных и отопительных котельных, связанное с отставанием ввода мощностей на ТЭС и прокладки тепловых сетей; не достигается необходимый уровень демонтажа и обновления оборудования малоэкономичных ТЭЦ, что приводит к увеличению затрат и времени на его ремонт, а также снижению надежности работы оборудования и систем теплоснабжения в целом; конденсационная выработка энергии на ТЭЦ, оборудованных турбинами на параметры острого пара менее 9,0 МПа, снижает эффективность телофикации, что особенно имело место при недовыработке электроэнергии на ГЭС в маловодные годы, техническая оснащенность систем теплоснабжения и технические решения при строительстве тепловых сетей осталась на уровне 60-х годов, в то время как резко увеличились радиусы теплоснабжения и произошел переход на новые типоразмеры диаметров труб.

1.3 Основные принципы теплоснабжения

Разработка концепции развития ТХ в и с учетом требований представляет сложную проблему, связанную с характером ориентации экономики,

и целенаправленное строительство отопительных котельных с системами очистки дымовых газов:

- внедрение новых технологий преобразования топлива и, в первую очередь, конденционных отопительных котлов, газотурбинных и парогазовых установок, котлов с кипящим слоем.

Обеспечение экономичности вариантов теплоснабжения возможно различными способами: от пересмотра и оптимизации схем и параметров до внедрения новых термодиамических циклов и технологий.

1.4 Перспективные уровни теплопотребления.

Теплопотребление по России в целом и отдельно по экономическим регионам на перспективу до 2008-2010 гг. существенно зависит от принимаемых стратегий развития экономики и темпов входа в рыночную систему. В этих условиях был принят подход, в котором оценка возможных граничных условий развития городов и населенных пунктов проводилась по след. правилам: для рассматриваемых временных уровней построен прогноз численности городского и сельского населения в областях и краях, который в дальнейшем уточняется по отдельным населенным пунктам, и определены уровни теплопотребления ЖКХ; прогноз промышленного теплопотребления сделан в основном для городов со сложившейся промышленной структурой.

Изменение экономической ситуации уже оказывает влияние на темпы роста уровней теплопотребления в результате:

а)падение прироста промышленных производств и соответственно выпуска народохозяйственных товаров и сокращения объема различных социальных услуг;

б)изменения показателей прироста численности населения. В этих условиях до следует ожидать снижение теплопотребления, что позволит использовать этот период для реконструкции и модернизации основного оборудовании источников теплоснабжения и тепловых сетей (при наличии соответсвующих денежных и трудовых ресурсов). Несмотря на то, что на развитие

несмотря на в целом неуклонный рост уровней теплопотребления требуют очень внимательного рассмотрения в динамике и увязке с тепловыми нагрузками;

- весьма сложная ситуация складывается с малыми и средними городами, для которых период до 2000 года характеризуется неустойчивыми колебаниями, плохо поддающимися оценке.

1.5 Эффективность теплоснабжающих систем

Наличие достаточных природных ресурсов позволяет в принципе развивать любые схемы теплоснабжения на базе ТЭЦ и котельных. Однако необходимо учитывать проводимую политику сокращения использования нефти в энергетических установках, трудности в освоении

Исследования по отдельным городам позволили сделать следующие выводы об экономической эффективности систем теплоснабжения:

а) наиболее продуктивное использование газа в ГТУ с котлами - утилизаторами при размещении в котельных; б) ТЭЦ на газе и угле менее целесообразны по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения на базе котельных при низкой стоимости газа и электроэнергии:

в)при тепловых нагрузках 1500-2900 МДж/с угольные котельные могут быть вынесены могут быть вынесены угольными ТЭЦ только при высоких значениях затрат на замещаемую электроэнергию: ТЭЦ на газе эффективны при нагрузках начиная от 700-800 МДж/с и более, а парогзовые ТЭЦ на газе при тепловых нагрузках более 1500-1800 МДж/с: г) для района Тюмени дешевый газ вытесняет уголь во всем диапазоне нагрузок;

д) для средних городов с нагрузкой отопления, вентиляции и горячего водоснабжения на уровне 700-930 МДж/с наиболее перспективны ГТУ в котельных;

е) для крупных городов предпочтительны котельные на газе и ГТУ надстройка.

крупных городов в средние. В условиях растущей неопределенности технико-экономических показателей были проведены дополнительные исследования по анализу граничных условий применимости комбинировванной и раздельной схем энергоснабжения. Анализу были подвергнуты пять вариантов схем энергоснабжения, для которых предварительно был выбран оптимальный состав оборудования. Это три варианта комбинированной (ГТУ ТЭЦ, ТЭЦ на угле и ТЭЦ на газе) и два варианта раздельной (с которой на угле и газе) схем энергоснабжения. Анализ отличается от обычного, называемого сенситивитетным (когда поведение критерия оптимальности прослеживается в зависимости от изменения величины одного, в лучшем случае - двух показателей), тем, что позволяет увидеть зоны устойчивости оптимальности вариантов в динамике изменения величин сразу многих показателей. Из рассмотренных вариантов энергоснабжения наиболее экономичны (по критерию минимума приведенных затрат) вариант с ГТУ ТЭЦ - при низких показателях стоимости газа и капиталовложений (хотя последние играют важную роль, чем стоимость топлива), и вариант с котельной на угле - для высоких значений стоимости газа и капиталовложений в ТЭЦ. Остальные варианты должны анализироваться дополнительно.

Таким образом, резкий рост стоимости энергоресурсов создает неприятные условия для развития комбинированного энергоснабжения на базе ТЭЦ практически на всей территории Сибири при относительно низкой стоимости электроэнергии. Однако при росте ее стоимости на 60-70% раздельная схема энергоснабжения начинает уступать ТЭЦ и ГТУ ТЭЦ.

1.6 Вопросы реконструкции и модернизации оборудования действующих тэц

Анализ оборудования ТЭЦ показывает:

- на начало 2005 г. в России в эксплуатации находилось оборудование суммарной мощностью более 1600 МВт, введенное до 1945 г.

пов развития электропотребления; в) сроков ввода, модернизации, реконструкции и демонтажа основного оборудования ТЭЦ.

1.7 Возможные варианты перспективного развития теплоснабжения региона

Выполненные проработки (5,6,7) позволяют сформулировать основные концептуальные положения для формирования энергетической политики в развитии теплоснабжающих систем:

- концепция развития теплового хозяйства в дальнейшем должна разрабатываться на базе промышленно - жилых агломераций, объединяющих живущих в них людей для решения общих (для агломераций) социальных и народнохозяйственных задач с соответствующей разработкой методического аппарата и расчетного инструментария;

- она должна учитывать основные стратегические направления развития энергетики республики в целом и восточных регионов особенно;

- обеспечение надежности теплоснабжения на современном этапе возможно только путем ограничения развития крупных систем теплоснабжения с концентрированными энергоисточниками;

- снижение экологической напряженности в крупных городах возможно путем сокращения наращивания энергетических мощностей на угольных ТЭЦ с существующим оборудованием или переводом их работы на газ:

- покрытие потребностей в электроэнергии желательно осуществлять за счет строительства новых промышленно-отопительных ТЭЦ в малых и средних городах (по данным переписи населения за 1989 г. таких городов с населением от 20 до 50 тыс. чел - 68) и проведения незамедлительной реконструкции (или модернизации) действующих ТЭЦ с учетом экологических ограничений;

- добиваться повсеместного вовлечения в сферу теплоснабжения природного газа рентабельных (а в некоторых случаях и нерентабельных) нефте-

- после 2015 г. наращивание темпов строительства ТЭЦ с сегодняшним составом оборудования представляется спорным и требующим дополнительного обоснования;

- уровни развития крупных угольных котельных во многом будут определяться системами комплексной очистки дымовых газов, освоением в широком масштабе технологий сжигания угля в кипящем слое, работоспособностью котлов на водоугольной суспензии;

- проблемы повышения эффективности газа в Сибири аналогичны его использованию в других районах страны;

- после 2008-2010 гг. возможно использование искусственного топлива (метанола, газа) из дешевых углей КАТЭК в качестве топлива для мелких ТЭЦ (электрической мощностью 1-20 МВт и тепловой 2-70 Гкал/ч) и для индивидуального отопления и горячего водоснабжения, если это будет экономически оправдано.

Изложенные основные концептуальные положения позволяют выделить для рассматриваемых агломераций наиболее важные сценарии, которые в дальнейшем необходимо расширить и детализировать. Это прежде всего:

- обоснование эффективности использования газа крупных и локальных месторождений в системах теплоснабжения в увязке с перспективными направлениями развития энергетического оборудования;

- выявление необходимых объемов реконструкции и модернизации систем теплоснабжения в условиях перехода к финансированию из местных бюджетов и неплатежеспособности потребителей тепловой энергии, особенно в сфере коммунального хозяйства;

- формирование стратегии развития систем теплоснабжения и теплофикации в малых городах и населенных пунктах;

- изучение перспективности использования газогенераторных установок на отходах лесной, химической и угольной промышленности;

вии с этим тепловые сети систем централизованного теплоснабжения (принадлежащие Минтопэнерго и ведомствам ЖКХ) должны были полностью муниципализироваться. .Это имело бы свои положительные стороны, поскольку способствовало бы созданию в городах единых предприятий тепловых сетей, включающих магистральные и распределительные сети от источников тепла до потребителей, что упростило бы организацию режимов эксплуатации систем. Однако опыт показывает, что передача собственности из одних рук в другие встречает практически непреодолимые трудности. В связ^ с этим можно ожидать, что процессы акционирования и приватизации будут проходить в рамках сложившейся ведомственной принадлежности. Магистральные тепловые сети (там, где они находились в ведении Минтопэнерго) будут акционироваться вместе с ТЭЦ и перейдут в областные энергетические объединения. В муниципальной же собственности останутся мелкие отопительные котельные и распределительные сети, имеющие крайне низкий технический уровень.

2. Создание правовых основ для обеспечения равноправных отношений производителей и потребителей тепловой энергии и для реализации индикативных методов управления ТХ со стороны государства. Основным условием, делающим договорные отношения реальными, является обеспечение измерений на границах собственности. Наибольшая трудность при этом возникает в тех системах, где магистральные и распределительные сети принадлежат разным сторонам. Потребуется устройство узлов измерения в местах сопряжения сетей. Необходимо законодательное закрепление равноправных отношений производителей и потребителей тепловой энергии на основе договоров, предусматривающих взаимные обязательства сторон и санкции при их невыполнении. Необходимо усиление роли и расширение прав местных администраций при проведении координации во взаимоотношениях всех сторон, участвующих в теплоснабжении населенного пункта. Кроме того, местные администрации должны нести ответственность за организацию своевременного проектирования, поиск финансирования и строительство

ты, для чего необходимы: - гидравлическая регулировка всех систем централизованного теплоснабжения при рассмотрении системы в целом - от источника тепла до потребителей;

- обследование технического состояния тепловых сетей и разработка программ их реконструкции и замены ветхих участков и оборудования (при этом надо учитывать не только существующие ветхие участки, но и постепенную выработку нормативного срока службы остальными теплопроводами, а основой для разработки программ реконструкции тепловых сетей должны послужить задания на разработку новых или уточнение предложенных схем теплоснабжения городов, при этом ссылки на необходимость дополнительных денежных затрат не должны служить поводом для их отклонения);

- обследование технического состояния всех котельных, разработка реальных программ их реконструкции и технического переоснащения;

- организация специальных аварийно-восстановительных служб в тепловых сетях, позволяющих снизить время ликвидации аварийных ситуаций.

Специальной проработки заслуживает вопрос об использовании в качестве резервных передвижных источников теплоснабжения.

1.8 Основные задачи НТП в теплоснабжении

Практически - это второй этап процесса реализации политики развития ТХ и он связан с переходом к. сооружению ТЭЦ средней и малой мощности на принципиально новых технологиях сжигания топлива (ПГУ и ГТУ ТЭЦ с внутрицикловой газификацией угля и на газе) и к внедрению современных котельных с новыми экологически чистыми технологиями сжигания топлива (со стационарным, циркулирующим и расширяющимся кипящим слоем), а также современного котельного оборудования на ТЭЦ (котлоагрегаты с вихревыми и кольцевыми топками) с усовершенствованными системами очистки газов (фильтры-эмульгаторы).

Представляется целесообразным рассматривать следующие основные технические направления в теплоснабжении С: создание и освоение нового котельного оборудования для ТЭЦ на твердом топливе производительностью 420 т/ч и более, в первую очередь, котлов с кипящим слоем и парогазовых установок с внутрицикловой газификацией твердого топлива; разработку и внедрение в газопотребляющих районах, автоматизированных источников тепла на природном газе (котельные, ПГУ и малые ГТУ ТЭЦ и т.п.); разработку и внедрение автоматизированных паровых котлов низкого давления с кипящим слоем производительностью 100-300 т/ч и менее для замены мелких неэкономичных котельных; широкое внедрение новых конструкций (бесканальных прокладок, опор "качающегося" типа и ò.ï.)

Δt – температура (t_x), длительность стояния которой определяется (n_x), выражается в относительных единицах.

$$\Delta t = \frac{t_н^{макс} - t_x}{t_н^{макс} - t_н^{р}} \qquad (3)$$

где $t_н^{макс}$ – температура, при которой начинается отопительный период; условно принимается для всех районов $t_н^{макс} = +8\ ^0$С.

$$t_x = t_н^{макс} - \Delta t \cdot \left(t_н^{макс} - t_н^{р}\right) \qquad (4)$$

Расчеты производятся в табличной форме (табл. 2).

Таблица 2

Годовой график отопительной нагрузки района по продолжительности.

Искомая величина / Точки на графике	Δn	n_x, часы	Δt	t_x, ^{0}С	Q_x, Гкал/час
1	0	3200	1	25	1400
2	0,2	1820	0,56	28	980
3	0,4	1752	0,4	15	840
4	0,6	1632	0,29	0	680
5	0,8	324	0,16	-2	170
6	1	32	0	-12	150

По значениям n_x и Q_x производится построение графика $Q_x = f(n_x)$ (рис. 1).

Годовой график отопительной нагрузки по продолжительности дополняется годовым графиком горячего водоснабжения, исходя из средней за год нагрузки горячего водоснабжения, определяемой:

$$Q_{ср}^{г.в.} = \frac{Q_{год}^{г.в.}}{8760}\ \text{,Гкал/час} \qquad (5)$$

где $Q_{год}^{г.в.}$ – годовой отпуск тепла от ТЭЦ на горячее водоснабжение, Гкал/год;

8760 – число часов в календарном году, час/год.

$$Q_{ср}^{г.в.} = \frac{Q_{год}^{г.в.}}{8760} = 57890/8760 = 6.60\ \text{Гкал/час}$$

1. Связь проектируемой ТЭЦ с энергетической системой определяется из предположения свободы выбора электрической мощности ТЭЦ.

2. Оборудование должно быть по возможности однотипным и иметь в пределах стандарта более высокие начальные параметры пара и большую мощность.

3. ТЭЦ с агрегатами мощностью 50МВт и выше и начальными параметрами пара 130 ата и выше проектируются по блочной схеме

4. Значение часового коэффициента теплофикации ($\alpha_{ТЭЦ}^{час}$) выбирается с учетом района размещения ТЭЦ: верхний предел $\alpha_{ТЭЦ}^{час}$ = 0,6-0,8 - при размещении ТЭЦ в районах с наибольшей продолжительностью отопительного сезона и низкой температурой наружного воздуха (1-ый климатический район); нижний: 0,4-0,5 – для районов с наименьшей продолжительностью отопительного сезона и теплым климатом (3-ий климатический район); среднее значение: 0,5-0,6 – при размещении ТЭЦ во 2-ом климатическом районе.

На начальном этапе целесообразно выбирать среднее значение часового коэффициента теплофикации в пределах указанного для района диапазона.

4. Максимальная технологическая нагрузка должна по возможности полностью покрываться из отборов турбин с $p_{отб}$ = 10 ата.

5. Средняя за год часовая нагрузка горячего водоснабжения полностью покрывается из отборов с $p_{отб}$ = 1,2 ата.

6. В целях экономии топлива максимальная отопительная нагрузка покрывается из отборов с $p_{отб}$ = 1,2 ата частично, в доле оптимального часового коэффициента теплофикации ТЭЦ ($\alpha_{ТЭЦ}^{час}$).

Далее определяется расчетный часовой отпуск тепла из отборов турбин давлением 1,2 ата на отопление и горячее водоснабжение:

$$Q_{отб\ 1,2}^{час} = \alpha_{ТЭЦ}^{час} \cdot Q_{макс}^{отоп} + Q_{г.в.}^{ср} \quad ,\text{Гкал/час} \qquad (6)$$

где $Q_{макс}^{отоп}$ – максимальная (часовая) отопительная нагрузка района, Гкал/час;

$$\alpha_{ТЭЦ}^{час}{}' = \frac{Q_{отоп}^{I}}{Q_{макс}^{отоп}} = \frac{\sum_{1}^{n} Q_{отб\,1,2}^{ном} - Q_{ср}^{г.в.}}{Q_{макс}^{отоп}}$$

где n – количество турбин с отборами давлением 1,2 ата.

$$\alpha_{ТЭЦ}^{час}{}' = \frac{Q_{отоп}^{I}}{Q_{макс}^{отоп}} = \frac{\sum_{1}^{n} Q_{отб\,1,2}^{ном} - Q_{ср}^{г.в.}}{Q_{макс}^{отоп}} = 1286/2149 = 0.61$$

Следовательно $\alpha_{ТЭЦ}^{час}{}'$ находится в диапазоне оптимальных значений для данного района - оборудование на ТЭЦ выбрано правильно.

После выбора основного оборудования ТЭЦ значение $\alpha_{ТЭЦ}^{час}{}'$ наносится на годовой график отопительной нагрузки по продолжительности (рис 1).

2.3 Выбор парогенераторов и пиковых котлов

Мощные ТЭЦ проектируются по блочной схеме с установкой моно- или дубль блоков. Производительность парогенераторов выбирается исходя из максимального расхода пара на турбину и расхода пара на собственные нужды котельного цеха ($K_{сн}^{q}$) и определяется как:

$$Д_{ПГ} = \cdot Д_{\max}^{турб} / (1 - K_{сн}^{q}) \quad , т/час$$

$$Д_{ПГ} = \cdot Д_{\max}^{турб} / (1 - K_{сн}^{q}) = 189/(1\text{-}0{,}75) = 758 \quad , т/час$$

Параметры свежего пара, вырабатываемого парогенераторами, должны соответствовать параметрам пара перед турбинами, а тип парогенератора – виду топлива, сжигаемому на ТЭЦ. Результаты выбора фиксируются в табл.3.

Пиковая (кратковременная) часть отопительной нагрузки ($Q_{пик}^{час}$) покрывается из пиковых водогрейных котлов типа КВГМ:

$$Q_{пик}^{час} = (1 - \alpha_{ТЭЦ}^{час}{}') \cdot Q_{макс}^{отоп} \quad ,Гкал/час \qquad (7)$$

$$Q_{пик}^{час} = (1 - \alpha_{ТЭЦ}^{час}{}') \cdot Q_{макс}^{отоп} = (1\text{-}0{,}6)*2149 = 859{,}6 \quad ,Гкал/час$$

$$n_{ПГ} = n_{ПГ}^{раб} + 1 = 2+1 = 3 \qquad (12)$$

2.4 Планирование режимов работы энергетического оборудования ТЭЦ

Определение годовой выработки электроэнергии

Электроэнергия на ТЭЦ производится по теплофикационному $Э_т$ и конденсационному $Э_к$ режимам.

$$Э_{год}^{ТЭЦ} = Э_{год}^{т} + Э_{год}^{к} = 1850+3450=5300 \quad ,кВт \cdot ч/год \qquad (13)$$

$$Э_{год}^{т} = \overline{Э}_{10} \cdot Д_{год}^{отб} + \overline{Э}_{1,2} \cdot Q_{год}^{отб\ 1,2} \quad ,кВт \cdot ч/год \qquad (14)$$

где $\overline{Э}_{10}$, $\overline{Э}_{1,2}$ – удельная выработка электрической энергии на отпуске тепла соответственно: из отборов 10 ата (кВт · ч/т пара) и из отборов 1,2 ата (кВт · ч/Гкал);

$Д_{год}^{отб\ 10}$ – годовой отпуск пара из отборов с $p_{отб}$ = 10 ата, т пара/год;

$Q_{год}^{отб\ 1,2}$ – годовой отпуск тепла из отборов с $p_{отб}$ = 1,2 ата, Гкал/год;

$$Э_{год}^{т} = \overline{Э}_{10} \cdot Д_{год}^{отб} + \overline{Э}_{1,2} \cdot Q_{год}^{отб\ 1,2} = 128*3651+111*3654=872922 \ ,кВт \cdot ч/год \qquad (15)$$

Годовой отпуск пара из отборов $p_{отб}$ = 10 ата определяется:

$$Д_{год}^{отб\ 10} = Д_{макс}^{отб\ 10} \cdot h_{т}^{10} \quad ,т\ пара/год \qquad (16)$$

где $Д_{макс}^{отб\ 10}$ – максимальный отпуск пара из производственного отбора турбин, т пара/час;

$h_{т}^{10}$ – число часов использования максимальной нагрузки отборов 10 ата, час/год

$$Д_{год}^{отб\ 10} = Д_{макс}^{отб\ 10} \cdot h_{т}^{10} = 3651*5800=211758, т\ пара/год$$

Максимальный отпуск пара из отборов 10 ата равен номинальному значению отбора, если максимум технологической нагрузки равен или больше величины номинального отбора, т.е. $Д_{макс}^{техн} \geq Д_{ном}^{отб\ 10}$; либо равен мак-

Из отборов давлением 1,2 ата турбин типа "ПТ" покрывается нагрузка отопления и горячего водоснабжения. Число часов использования отборов 1,2 ата турбин "ПТ" составит:

$$h_m^{отб1,2} = h_{о+г.в} \cdot \alpha_{ТЭЦ}^{год\ (с\ учетом\ г.в.)} / \alpha_{ТЭЦ}^{час\ (с\ учетом\ г.в.)}, \text{час/год} \qquad (18)$$

$$h_m^{отб1,2} = h_{о+г.в} \cdot \alpha_{ТЭЦ}^{год\ (с\ учетом\ г.в.)} / \alpha_{ТЭЦ}^{час\ (с\ учетом\ г.в.)} = 5650*0,65/0,78=10633$$

где $h_{о+г.в.} = \dfrac{Q_{год}^{отоп} + Q_{год}^{г.в.}}{Q_{макс}^{отоп} + Q_{макс}^{г.в.}}$ – средневзвешенное число часов использования максимальной нагрузки отопления и горячего водоснабжения, час/год;

$$h_{о+г.в.} = \frac{Q_{год}^{отоп} + Q_{год}^{г.в.}}{Q_{макс}^{отоп} + Q_{макс}^{г.в.}} = (123400+321400)/1246+5621)=5650$$

$\alpha_{ТЭЦ}^{час\ (с\ учетом\ г.в.)} = \dfrac{\sum Q_{отб\,1,2}^{ном}}{Q_{макс}^{отоп} + Q_{ср}^{г.в.}}$ – часовой коэффициент теплофикации ТЭЦ, рассчитанный с учетом покрытия из отборов 1,2 ата нагрузки горячего водоснабжения и отопления.

$$\alpha_{ТЭЦ}^{час\ (с\ учетом\ г.в.)} = \frac{\sum Q_{отб\,1,2}^{ном}}{Q_{макс}^{отоп} + Q_{ср}^{г.в.}} = 5948/(1246+2621)=0,65$$

Годовой отпуск тепла из отборов всех турбин в паре 1,2 ата определяется как:

$$\sum_1^n Q_{год}^{отб\,1,2} = \alpha_{ТЭЦ}^{год}{}' \cdot Q_{год}^{отоп} + Q_{год}^{г.в.}, \text{Гкал/год} \qquad (19)$$

где n – число турбин.

По одной из турбин необходимо свести баланс тепла из отборов 1,2 ата (желательно с большим отбором 1,2 ата). Для этого из $\sum_1^n Q_{год}^{отб1,2}$ следует вычесть годовой отпуск тепла из отборов 1,2 ата всех турбин, кроме одной, по которой сводится баланс, т.е. $\left(\sum_1^n Q_{год}^{отб\,1,2} - \sum_1^{n-1} Q_{год}^{отб\,1,2}\right)$ и отнести этот отпуск тепла на отбор той турбины, по которой сводится баланс тепла 1,2 ата, при этом

Расчет $Э_m$ по агрегатам и в целом по ТЭЦ удобнее производить в табл. 5.

Таблица 5

Определение теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ

Турбоагрегаты ТЭЦ	$Д_{макс\text{-}отб}$	$Q_{макс\ отб}$	h_m		$Д_{отб}^{год}$	$Q_{отб}^{год}$	$\bar{Э}$		$Э_{год}^{m}$		$\sum Э_{год}^{m}$
	максимальный отпуск тепла из отборов		число часов использования макси-мума тепловых отборов		годовой отпуск из отборов		удельная выработка электроэнергии		годовая теплофикационная выработка		
					пара	тепла					
	т/час	Гкал/час	час/год		10^3 т/год	10^3 Гкал/год	кВт·ч/т	кВт·ч/Гкал	10^6 кВт·ч/год		10^6 кВт·ч/год
	10 ата	1,2 ата	10 ата	1,2 ата	10 ата	1,2 ата	10 ата	1,2 ата	10 ата	1,2 ата	
Wilo-DPg 80/120-2,2/2	123	256	2564	3254	282	324	1230	3650	1280	3680	3265
Wilo-DPg 90/120-2,2/2	235	281	3654	3869	369	387	1268	3987	1258	3987	4568
Wilo-DPg 180/120-2,2/2	325	384	2564	3254	282	324	1230	3650	1280	3680	3265
Итого по ТЭЦ	683	921	8782	10377	933	1035	728	1287	818	11347	11098

Годовая выработка электроэнергии ТЭЦ определяется исходя из заданного числа часов использования установленной мощности $h_y^{ТЭЦ}$:

$$Э_{год}^{ТЭЦ} = N_{ТЭЦ} \cdot h_y^{ТЭЦ}, \text{кВт} \cdot \text{ч/год} \qquad (24)$$

Число часов использования установленной мощности ТЭЦ принимается для районов Сибири – 6200; для Европейской части России – 5800 час/год.

где $Q_{год}^{техн}$ – годовой отпуск тепла из отборов турбин 10 ата и РОУ на технологические нужды, Гкал/год;

$$B_{год}^{q} = Q_{год}^{техн} \cdot b_q' + Q_{год}^{отб1,2} \cdot b_q'' + Q_{год}^{пик} \cdot b_q^{пик} = 112285*0,184+56214*0,184+32124*0,78=56061$$

$$Q_{год}^{техн} = Д_{год}^{техн} \cdot \left(i_{отб}^{10} - i_{возвр}^{10} \right) \quad ,\text{Гкал/год} \qquad (31)$$

b_q' – удельный расход топлива на Гкал тепла, отпущенную от ТЭЦ в паре 10 ата ($b_q^{1} = b_q^{0}$) ,т у.т./Гкал

$Q_{год}^{отб1,2}$ – годовой отпуск тепла из отборов 1,2 ата турбин ТЭЦ, Гкал/год.

b_q'' – удельный расход топлива на Гкал тепла, отпущенную из отборов 1,2 ата на нужды отопления и горячего водоснабжения

$$b_q'' = \frac{0,143}{\eta_{пг}^{н} \cdot \eta_{п.п.} \eta_{то}} \quad ,\text{т у.т./Гкал} \qquad (32)$$

где $\eta_{то}$ – к.п.д. теплофикационного отделения ($\eta_{то} \approx$ 0,97-0,98);

$\eta_{п.п.}$ - к.п.д. передачи тепла по паропроводу ($\eta_{п.п.} \approx$ 0,98-0,99).

$$b_q'' = \frac{0,143}{\eta_{пг}^{н} \cdot \eta_{п.п.} \eta_{то}} = 0,143/0,94*0,99*0,97=0,184$$

$Q_{год}^{пик}$ – годовой отпуск тепла от пиковых котлов ТЭЦ или от резервного энергетического котла через РОУ, Гкал/год

$$Q_{год}^{пик} = Q_{год}^{отоп} \left(1 - \alpha_{ТЭЦ}^{год}' \right) ,\text{Гкал/год} \qquad (33)$$

$$Q_{год}^{пик} = Q_{год}^{отоп} \left(1 - \alpha_{ТЭЦ}^{год}' \right) ,=1284/(1-0,6)=3210$$

$b_q^{пик}$ – удельный расход топлива на Гкал тепла, отпускаемую от пиковых источников, т у.т./Гкал;

При блочной компоновке оборудования ТЭЦ удельный расход топлива на отпуск тепла от пиковых котлов равен:

$$b_q^{пик} = \frac{0,143}{\eta_{ПВК}^{н}} ,\text{кг у.т /Гкал} \qquad (34)$$

$\eta_{ПВК}^{н}$ – к.п.д. нетто пикового водогрейного котла.

2.6 Определение инвестиций и затрат на производство продукции ТЭЦ

В составе инвестиций доминирует доля капитальных затрат, поэтому последующие расчеты касаются определения капитальных затрат в ОПС ТЭЦ.

Капитальные затраты в комбинированную схему энергоснабжения определяются:

$$K_{комб} = K_{ТЭЦ} + K_{т.с.}, \text{млн.руб.} \quad (36)$$

$$K_{комб} = K_{ТЭЦ} + K_{т.с.} = 335+380=735$$

где $K_{ТЭЦ}$ – капитальные вложения в ТЭЦ, млн.руб.

$$K_{ТЭЦ} = \left[\left(K_{ПГ}^{1} + \sum_{1}^{n_{ПГ}-1} K_{ПГ}^{n} + K_{ПВК}\right) + \left(K_{Т}^{1} + \sum^{n_{Т}-1} K_{Т}^{n}\right)\right] \cdot \beta \quad \text{,млн.руб.} \quad (37)$$

$K_{ПГ}^{1}$, $K_{ПГ}^{n}$ – соответственно капитальные затраты в первоочередной и последующие парогенераторы, млн.руб;

$K_{Т}^{1}$, $K_{Т}^{n}$ – соответственно капитальные затраты в первоочередную и последующие турбины, млн.руб;

$n_{ПГ}$, $n_{т}$ – соответственно количество парогенераторов и турбин;

$K_{ПВК}$ – капитальные затраты в пиковые водогрейные котлы, млн.руб;

$$K_{ПВК} = \overline{K}_{ПВК} \cdot Q_{ПВК}, \quad \text{, млн. руб.}$$

где $\overline{K}_{ПВК}$ – удельные капитальные затраты в пиковую котельную, руб/(Гкал/час)

$Q_{ПВК}$ - производительность пиковой котельной (Гкал/час)

β – районный коэффициент, учитывающий усложнение условий строительства.

$$K_{ПВК} = \overline{K}_{ПВК} \cdot Q_{ПВК} = 32*1,2=39$$

Условно за первоочередной принимается самый мощный установленный на ТЭЦ агрегат типа «ПТ» или турбоагрегат Т-250-240, за первоочередной парогенератор – парогенератор, установленный в блок с первоочередной турбиной.

$\bar{n}$ – штатный коэффициент по эксплуатационному персоналу ТЭЦ, чел/тыс.МВт;

12-число месяцев в году

$И_{С.Н.}$ – годовые социальные начисления на фонд оплаты труда, руб/год

$$И_{В} = В_{год}^{ТЭЦ} \cdot Ц_{топл} \quad \text{,млн. руб/год} \quad (45)$$

где $\alpha_{ЕСН}$ – налоговая ставка единого социального налога.

$$И_{В} = В_{год}^{ТЭЦ} \cdot Ц_{топл} = 1328*0,26=345$$

$И_{проч}$ – прочие годовые расходы на ТЭЦ.

$$И_{проч} = 0,2 \cdot И_{ТЭЦ} = 0,2*3241=649 \text{ ,млн.руб/год} \quad (46)$$

Годовые текущие затраты по тепловым сетям определяются долей затрат от капитальных вложений.

$$И_{Т.С.} = 0,08 \cdot К_{Т.С.} = 0,08*3216=357 \text{,млн.руб/год} \quad (47)$$

в том числе амортизационные отчисления по тепловым сетям составляют

$$И_{ам}^{тс} = р_{ам}^{тс} * К_{тс}, = 0,04*321564=12862 \text{ руб/год} \quad (48)$$

где $р_{ам}^{тс}$- норма амортизационных отчислений по тепловым сетям, равная 4% в год.

2.7 Экономическое обоснование схемы раздельного энергоснабжения района

Приведение альтернативных вариантов в сопоставимый вид

В раздольной схеме энергоснабжения район получает электроэнергию от замещаемой КЭС и тепло от районной котельной.

От взаимозаменяемых вариантов схемы комбинированного и раздельного энергоснабжения потребители получают одинаковое количество полезной продукции, одинакового ассортимента, одинакового качества, с одинаковой надежностью энергоснабжения, с одинаковыми экологическими последствиями. Алгоритм приведения вариантов в сопоставимый вид дан в таблице 7.

Таблица 7

Приведение вариантов в сопоставимый вид

Котельная должна вырабатывать количество тепла, равное максимальному и годовому отпуску тепла от ТЭЦ, с учетом его расхода на собственные нужды котельной. Приведение в сопоставимый вид осуществляется на коллекторах ТЭЦ и котельной. Котельная использует тот же вид топлива, что и ТЭЦ.

Выбор оборудования для котельной производится отдельно по параметрам пара. Для покрытия технологической нагрузки выбираются котлы ДКВР, вырабатывающие пар давлением 10-13 ата, производительностью, равной

$$Q_{ДКВР} = Q_{макс}^{техн} / \left(1 - k_{с\,н}^{ДКВР}\right) \text{,Гкал/час} \qquad (49)$$

где $Q_{макс}^{техн}$ – максимальная технологическая тепловая нагрузка покрываемая от котельной, равная нагрузке ТЭЦ, Гкал/час;

$k_{с.н.}^{ДКВР}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды котлов ДКВР;

$$Q_{ДКВР} = Q_{макс}^{техн} / \left(1 - k_{с\,н}^{ДКВР}\right) = 12364*(1-0,08)=11375$$

Для покрытия отопительной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения выбираются пиковые водогрейные котлы типа КВГМ

$$Q_{КВГМ} = \left(Q_{макс}^{отоп} + Q_{ср}^{г\,в}\right) / \left(1 - k_{с\,н}^{КВГМ}\right) \text{,Гкал/час} \qquad (50)$$

где $Q_{макс}^{отоп}$ – максимальная отопительная нагрузка покрываемая от котельной, равная отопительной нагрузке ТЭЦ, Гкал/час;

$Q_{ср}^{г.в.}$ – среднегодовая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/час;

$k_{с.н.}^{КВГМ}$ – коэффициент расхода тепла на собственные нужды котлов КВГМ;

$$Q_{КВГМ} = \left(Q_{макс}^{отоп} + Q_{ср}^{г\,в}\right) / \left(1 - k_{с\,н}^{КВГМ}\right) = ((32564+36541)/(1-0,07)=74306$$

Выбираем оборудование для котельной (табл. 8)

Таблица 8

Состав оборудования котельной

Тип котла	Количество котлов в котельной, шт.	$Q_{час}$, Гкал/час	Удельные капитальные затраты, руб./Гкал/час	$\eta_{котл}^{нетто}$, %

$$b_q^{КВГМ} = \frac{10^6}{7000 \cdot \eta_{КВГМ}^{нетто}}, \text{т у.т./Гкал} \qquad (55)$$

$Q_{год}^{КВГМ}$ – годовое производство тепла котлами КВГМ.

$$Q^{КВГМ}{}_{год} = (Q_{год}^{отоп} + Q_{год}{}^{г\,в}) / \left(1 - k_{с\,н}^{КВГМ}\right), \text{Гкал/год} \qquad (56)$$

$Q_{год}^{отоп}$, $Q_{год}^{г.в.}$ – годовой отпуск тепла на отопление и горячее водоснабжение от котельной, равный соответствующему отпуску от ТЭЦ, Гкал/год.

Годовой расход условного топлива в раздельной схеме энергоснабжения определяется как сумма расходов топлива на КЭС и котельной

$$B_{год}^{разд} = B_{год}^{КЭС} + B_{год}^{РК}, \text{т у.т./год} \qquad (57)$$

Определение инвестиций и затрат на производство продукции в схеме раздельного энергоснабжения

Капитальные вложения (инвестиции) в раздельной схеме энергоснабжения определяются следующим выражением:

$$K_{разд} = K_{КЭС} + K_{Р.К.} + K_{Т.С.} + \Delta K_{ЛЭП}, \text{млн.руб} \qquad (58)$$

где $K_{КЭС}$ – капитальные затраты в КЭС

$$K_{КЭС} = \overline{K}_{КЭС} \cdot \Delta N_{КЭС}^{зам}, \text{млн.руб} \qquad (59)$$

где $\overline{K}_{КЭС}$ – удельные капиталовложения в замещаемую КЭС, руб/кВт.

Капитальные вложения в котельную определяются:

$$K_{Р\,К} = \sum_{1}^{n} \overline{K}_{Р\,К} \cdot Q_{Р\,К.}^{ном}, \text{млн.руб} \qquad (60)$$

где $\overline{K}_{Р.К.}$ – удельные капиталовложения в котлы районной котельной, $\frac{\text{руб}}{\text{Гкал/час}}$;

n – тип котлов котельной;

$Q_{РК}{}^{ном}$ – номинальная производительность котла n-го типа, Гкал/час

Дополнительные капитальные вложения в линию электропередачи $\Delta K_{ЛЭП}$ определяются

$$\Delta K_{ЛЭП} = \overline{K}_{ЛЭП} \cdot \Delta N_{КЭС}^{зам} (1 - K_{сн}{}^{КЭС}), \text{млн.руб} \qquad (61)$$

3 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Определение сравнительной экономической эффективности схем энергоснабжения района

При определении экономической эффективности сравниваемых вариантов принимается:

1. Инвестиционный период равен 20 годам.
2. Период строительства и ввода в эксплуатацию один год.
3. Отсчет лет инвестиционного периода начинается с нулевого года.
4. Мощности вводятся в эксплуатацию 31.12 нулевого года, а производят и реализуют энергию с 01.01 первого года.
5. Капитальные затраты в проекты вкладываются в нулевой год.

Расчет налогов, выплачиваемых за счет прибыли

Налоги, выплачиваемые за счет прибыли, для раздельной и комбинированной схем энергоснабжения определяются следующим образом.

Налог на имущество $H_{им\,t} = \alpha_{им} \cdot (ОПС_{ост})$, млн руб./год (65)

где $\alpha_{им}$ – ставка налога на имущество;

$ОПС_{ост}$ – остаточная стоимость ОПС, млн руб

$$ОПС_{ост} = К_0 - \sum_{0}^{t} И_{ам} \quad (66)$$

Налог на прибыль $H_{приб} = \alpha_{приб} \cdot П_{до\,налогообл.}$, млн руб./год (67)

где $\alpha_{приб}$ – ставка налога на прибыль (24%);

$П_{до\,налогообл.}$ – прибыль до налогообл0жения, руб./год.

$$П_{до\,налогообл.} = ВР_{\Sigma} - И_{\Sigma} - Н_{им} \text{ , млн руб./год} \quad (68)$$

Формирование денежного потока и расчет критериев эффективности инвестиционных проектов

На базе рассчитанных ранее капитальных затрат, затрат на производство и передачу энергии, налогов и выручки от реализации по альтернативным вариантам рассчитываются притоки и оттоки денежных средств, формиру-

Таблица 9

Основные технико-экономические показатели комбинированной (раздельной) схемы энергоснабжения района

№ п/п	Показатели	Обозначение	Ед. изм.	Инвестиционный период $T_{инв}$, годы					
				0	1	2	3	4	5
1.	Вводимая мощность	$N_{ввод\ t}$	МВт	456	421	325	435	586	698
2.	Установленная мощность	$N_{у\ t}$	МВт	695	658	523	359	569	684
3.	Число часов использования устан. мощности	$h_{у\ t}$	Час/год	3201	4250	6521	3210	4210	6841
4.	Выработка электроэнергии	$Э_{выр\ t}$	10^6кВт·ч/год	1214	3254	4521	6231	3895	1236
5.	Отпуск электроэнергии с шин станции	$Э_{отп.с\ шин\ t}$	10^6кВт·ч/год	12365	23654	36541	12365	38954	12365
6.	Полезный отпуск электроэнергии	$Э_{пол\ t}$	10^6кВт·ч/год	12354	74231	36521	38951	42310	39564
7.	Полезный отпуск тепла	$Q_{пол\ t}$	10^3Гкал/год	3621	7891	3954	7521	3698	2323
8.	Выручка от реализации электроэнергии	$ВР_{э\ t}$	10^6руб./год	6589	7298	7264	8235	8951	10201
9.	Выручка от реализации тепла	$ВР_{q\ t}$	10^6руб./год	3214	4256	6581	8941	9651	11231
10	Суммарная выручка от реализации продукции	$ВР_{\Sigma\ t}$	10^6руб./год	9803	10456	11320	13585	14963	21432
11	Кап. вложения (инвестиции)	$К_t$	10^6руб.	892	921	984	1021	1123	1236
12	Годовой расход условного топлива	$В_{годt}$	10^3тут/год	236	243,1	247,9	254,1	269,4	293,6
13	Топливные затраты	$И_{топл\ t}$	10^6руб./год	1200	1236,0	1260,7	1292,2	1369,8	1493,1
14	Затраты на амортизацию	$И_{ам\ t}$	10^6руб./год	1310	1349,3	1376,3	1410,7	1495,3	1629,9
15	Затраты на оплату труда, включая соц. начисл.	$И_{от\ +\ соц.н.\ t}$	10^6руб./год	3810	3924,3	4002,8	4102,9	4349,0	4740,4
16	Прочие затраты	$И_{проч\ t}$	10^6руб./год	1231	1267,9	1293,3	1325,6	1405,2	1531,6
17	Затраты на производство продукции	$И_{\Sigma\ t}$	10^6руб./год	7551	7777,5	7933,1	8131,4	8619,3	9395,0
18	Затраты на производство продукции без учета амортизации	$И_{\Sigma'\ t}$	10^6руб./год	6241	6428,2	6556,8	6720,7	7124,0	7765,1
19	Остаточная стоимость ОПС	$ОПС_{ост\ t}$	10^6руб./год	1230	1266,9	1292,2	1324,5	1404,0	1530,4
20	Налог на имущество	$Н_{им\ t}$	10^6руб./год	24,6	25,3	25,8	26,5	28,1	30,6
21	Прибыль до налогообложения	$П_{до\ налог.\ t}$	10^6руб./год	3537	4002	4737	6838	7811	13636
22	Налог на прибыль	$Н_{приб\ t}$	10^6руб./год	849,0	960,6	1137,0	1641,1	1874,6	3272,7

Таблица 11

Основные технико-экономические показатели комбинированной (раздельной) схемы энергоснабжения района

№ п/п	Показатели	Обозначение	Ед. изм.	Инвестиционный период $T_{инв}$, годы					
				12	13	14	15	16	17
1.	Вводимая мощность	$N_{ввод\ t}$	МВт	158	121	325	135	588	898
2.	Установленная мощность	$N_{у\ t}$	МВт	895	858	523	359	589	881
3.	Число часов использования устан. мощности	$h_{у\ t}$	Час/год	3201	1250	8521	3210	1210	8811
4.	Выработка электроэнергии	$Э_{выр\ t}$	10^6кВт·ч/год	1211	3251	1521	8231	3895	1238
5.	Отпуск электроэнергии с шин станции	$Э_{отп.с\ шин\ t}$	10^6кВт·ч/год	12385	23851	38511	12385	38951	12385
6.	Полезный отпуск электроэнергии	$Э_{пол\ t}$	10^6кВт·ч/год	12351	71231	38521	38951	12310	39581
7.	Полезный отпуск тепла	$Q_{пол\ t}$	10^3Гкал/год	3821	7891	3951	7521	3898	2323
8.	Выручка от реализации электроэнергии	$ВР_{э\ t}$	10^6руб./год	8589	7298	7281	8235	8951	10201
9.	Выручка от реализации тепла	$ВР_{q\ t}$	10^6руб./год	3211	1258	8581	8911	9851	11231
10	Суммарная выручка от реализации продукции	$ВР_{\Sigma\ t}$	10^6руб./год	11800	8556	15862	17146	18802	21432
11	Кап. вложения (инвестиции)	$К_t$	10^6руб.	892	921	981	1021	1123	1238
12	Годовой расход условного топлива	$В_{годt}$	10^3тут/год	238	213,1	217,9	251,1	289,1	293,8
13	Топливные затраты	$И_{топл\ t}$	10^6руб./год	1200	1238	1280,7	1292,2	1389,8	1193,1
14	Затраты на амортизацию	$И_{ам\ t}$	10^6руб./год	1310	1319,3	1378,3	1110,7	1195,3	1829,9
15	Затраты на оплату труда, включая соц. начисл.	$И_{от\ +\ соц.н.\ t}$	10^6руб./год	3810	3921,3	1002,8	1102,9	1319	1710,1
16	Прочие затраты	$И_{проч\ t}$	10^6руб./год	1231	1287,9	1293,3	1325,8	1105,2	1531,8
17	Затраты на производство продукции	$И_{\Sigma\ t}$	10^6руб./год	7551	7766,5	4955,1	4831,6	5009,3	6264,9
18	Затраты на производство продукции без учета амортизации	$И_{\Sigma}'_{\ t}$	10^6руб./год	6241	6447,2	3576,8	3720,9	3814	4435
19	Остаточная стоимость ОПС	$ОПС_{ост\ t}$	10^6руб./год	2230	2266,9	2292,2	2324,4	2404	2430,4
20	Налог на имущество	$Н_{им\ t}$	10^6руб./год	24,6	24,3	24,8	26,4	28,2	30,6
21	Прибыль до налогообложения	$П_{до\ налог.\ t}$	10^6руб./год	4249	789,5	10906,9	12314,4	13792,7	15167,1
22	Налог на прибыль	$Н_{приб\ t}$	10^6руб./год	1019,76	189,48	2617,66	2955,46	3310,25	3640,1

Таблица 13

Расчет критериев эффективности инвестиций в комбинированную (раздельную) схему энергоснабжения района

№ п/п	Показатели, 10^6руб./год	Обозначение	Инвестиционный период $T_{инв}$, годы					
			0	1	2	3	4	5
1.	Выручка от реализации электроэнергии	$ВР_{э\,t}$	6589	7298	7264	8235	8951	10201
2.	Выручка от реализации тепла	$ВР_{q\,t}$	3214	4256	6581	8941	9651	11231
ИТОГО приток средств		$П_t$	9803	10456	11320	13585	14963	21432
1.	Инвестиции	$К_t$	892	921	984	1021	1123	1236
2.	Затраты на производство продукции без учета амортизации	$И_{\Sigma}'_t$	6241	6428,2	6556,8	6720,7	7124,0	7765,1
3.	Налог на прибыль	$Н_{приб\,t}$	849,0	960,6	1137,0	1641,1	1874,6	3272,7
	ИТОГО отток средств	$П_t$	7982,0	8309,8	8677,8	9382,8	10121,6	12273,8
	Денежный поток	R_t	1821,0	2146,2	2642,2	4202,2	4841,4	9158,2
2. расчет ЧДД								
	Коэффициент дисконтирования	$(1+r)^{-t}$	1	0,95	0,84	0,79	0,71	0,63
	Дисконтированный денежный поток	$R_t(1+r)^{-t}$	1821,0	2038,9	2219,5	3319,7	3437,4	5769,7
3. расчет срока окупаемости $T_{ок}$								
	Сумма дисконтированных элементов денежного потока нарастающим итогом	$\Sigma R_t(1+r)^{-t}$	1821,0	3859,9	6079,4	9399,1	12836,5	18606,2
4. расчет индекса доходности ИД								
	Дисконтированные притоки денежных средств	$П_t(1+r)^{-t}$	9803	9933,2	9508,8	10732,15	10623,73	13502,1
	Дисконтированные оттоки денежных средств	$О_t(1+r)^{-t}$	7982	7894,32	7289,31	7412,4	7186,32	7732,50
5. расчет ВНД								
	Коэффициент дисконтирования	$(1+r)^{-t}$	1	0,92	0,81	0,78	0,62	0,58
	Дисконтированный денежный поток	$R_t(1+r')^{-t}$	1821	1974,5	2140,2	3277,7	3001,7	5311,7

Таблица 15

Расчет критериев эффективности инвестиций в комбинированную (раздельную) схему энергоснабжения района

№ п/п	Показатели, 10^6руб./год	Обозначение	Инвестиционный период $T_{инв}$, годы					
			12	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
1.	Выручка от реализации электроэнергии	$ВР_{э\,t}$	8589	7298	7281	8235	8951	10201
2.	Выручка от реализации тепла	$ВР_{q\,t}$	3211	1258	8581	8911	9851	11231
ИТОГО приток средств		$П_t$	9803	11800	8556	15862	17146	18802
1.	Инвестиции	$К_t$	892	921	981	1021	1123	1238
2.	Затраты на производство продукции без учета амортизации	$И_{\Sigma}'{}_t$	6241	6447,2	3576,8	3720,9	3814	4435
3.	Налог на прибыль	$Н_{приб\,t}$	1019,76	189,48	2617,66	2955,46	3310,25	3640,1
	ИТОГО отток средств	$П_t$	8152,76	7557,68	7175,46	7697,36	8247,25	9313,1
	Денежный поток	R_t	3647,24	998,32	8686,54	9448,64	10554,8	12118,9
2. расчет ЧДД								
	Коэффициент дисконтирования	$(1+r)^{-t}$	1	0,95	0,84	0,79	0,71	0,63
	Дисконтированный денежный поток	$R_t(1+r)^{-t}$	1821,0	2038,9	2219,5	3319,7	3437,4	5769,7
3. расчет срока окупаемости $T_{ок}$								
	Сумма дисконтированных элементов денежного потока нарастающим итогом	$\Sigma R_t(1+r)^{-t}$	1821,0	3859,9	6079,4	9399,1	12836,5	18606,2
4. расчет индекса доходности ИД								
	Дисконтированные притоки денежных средств	$П_t(1+r)^{-t}$	9803	9933,2	9508,8	10732,15	10623,73	13502,1
	Дисконтированные оттоки денежных средств	$О_t(1+r)^{-t}$	7982	7894,32	7289,31	7412,4	7186,32	7732,50
5. расчет ВНД								
	Коэффициент дисконтирования	$(1+r)^{-t}$	1	0,92	0,81	0,78	0,62	0,58
	Дисконтированный денежный поток	$R_t(1+r')^{-t}$	1821	1974,5	2140,2	3277,7	3001,7	5311,7

Таблица 17

Сравнение вариантов энергоснабжения района.

Критерии эффективности инвестиций	**Схемы энергоснабжения района**	
	комбинированная	**раздельная**
ЧДД	5769,5	4561,1
$Т_{ок}$	5,3	6,2
ИД	1,7	1,3
ВНД	5311,7	5264,2

Таблица 18

Сводная таблица технико-экономических показателей сравниваемых вариантов

N п/п	Показатель	Единица измерения	Схема энергоснабжения		
			комбинированная	раздельная	
				КЭС	районная котельная
1.	Установленная мощность станции	МВт	2561	2312	-
2.	Максимальная тепловая нагрузка потребителей	Гкал/ч	362	-	425
3.	Состав оборудования: а) число, тип и мощность турбин; б) число, тип и паропроизводительность парогенераторов	МВт т/ч	5 4	4 -	- 3
4.	Род топлива и теплота сгорания	ккал/кг	1236	1236	1236
5.	Годовая выработка электроэнергии	млн. $\frac{кВт\,ч}{год}$	123654	111235	-

N п/п	Показатель	Единица измерения	Схема энергоснабжения		
			комбини-рованная	раздельная	
				КЭС	районная котельная
13.	Удельные капиталовложения	тыс руб/кВт тыс. руб/Гкал/час	125 -	165 -	- 182
14.	Цена топлива	руб/т.у.т	1235	3451	4212
х – означает, что в клетке должен указываться соответствующий показатель.					

Пояснения к определению технико-экономических показателей.

П.9 Удельный расход топлива

а) на производство электроэнергии по теплофикационному режиму.

Условно принимается, что электрическая энергия производится только по теплофикационному режиму

$Э_т = Э_{год}$ (для каждого агрегата)

Энергетические характеристики агрегатов принимают вид

$$Q_{год}^{э(т)} = Q_{хх}\, t_{раб} + q_т Э_{год}, \qquad \text{Гкал/год;} \qquad (73)$$

$$b_э^{т} = \frac{\sum_1^n Q_{год}^{э(т)} * b_q^0}{Э_{год}}, \qquad \text{кг у.т./кВт*ч} \qquad (74)$$

б) на производство электроэнергии по конденсационному режиму. Условно принимается, что вся энергия вырабатываемая каждым агрегатом, производится только по конденсационному режиму

$Э_к = Э_{год}$ (для каждого агрегата)

Энергетическая характеристика агрегатов принимает вид

$$Q_{год}^{э(к)} = Q_{хх}\, t_{раб} + q_к Э_{год}, \qquad \text{Гкал/год;} \qquad (75)$$

$$b_э^{к} = \frac{\sum_1^n Q_{год}^{э(к)} * b_q^0}{Э_{год}}, \qquad \text{кг у.т./кВт*ч} \qquad (76)$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес. – М., Дело, 2006.
2. Златопольский А.Н. Прузнер С.Л. Экономика, организация и планирование теплосилового хозяйства промышленного предприятия. М., Энергоатомиздат 1995.

   Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. М., 2001г.
3. Аракелов В. Е. Методические вопросы экономии ресурсов. М., Экономия топлива и энергии, 2006 г.
4. Арион В.Д. Оптимизация систем электроснабжения в условиях неопределенности.- Кишинев, 1991.
5. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии.- М., Энергия, 1985.
6. Новоселова И.Ю. Производственный менеджмент в энергопотреблении.- М., ГАУ, 1997.
7. Новоселова И.Ю. Управление в энергопотреблении. – М., ГУУ, 2004.
8. Новоселова И.Ю. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление в энергопотреблении». – М., ГУУ, 2004.