# Определить себестоимость 1 Гкал тепловой энергии на проектируемой промышленной котельной и установить влияние на ее себестоимость выбранного вида топлива при следущих исходных данных:

1.Тип установленных котлов Е-35\14

2.Режим нагрузки максимально-зимний

3.Расход пара на технологические нудлы производства(т\час) 139

4.Отопительная нагрузка жилпоселка (Гкал\час) 95

5.Теплосодержание пара (Ккал\кг) 701

6.Потери внутри котельной % 3

7.Расход пара на собственные нужды котельной (т\час) 31

8.Температура подпиточной воды (гр) 102

9.Температура конденсата греющего пара подогревателя (гр) 50

10.Потери тепла подогревателем в окружающую среду % 2

11.Число часов использования тепловой нгагрузки на технические нужды 6000

12. Район расположения котельной ПетербургЭнерго

13.Число часов испольхзования максимальной отопительной нагрузки жилпоселка 2450

14.Вид используемого топлива 1вар Кемеровский уголь

2вар Печерский уголь

3вар Газ

15.Коэффициент полезного действия котлов 1вар 84

2 вар 84

3 вар 91.4

16.Калорийный эквивалент топлива 1 вар 0.863

2 вар 0.749

3 вар 1.19

17.Цена топлива (руб\тнт) 1вар 99

2вар 97.5

3вар 240

18.Расстояние транспортировки топлива (км) 1вар 1650

2вар 230

19.Железнодорожный тариф на превозку топлива (руб\63т) 1вар 2790

2вар 3850

20.Расход химически очищенной воды на продувку котлов % 3

21.Коэффициент сепарации пара 0.125

22.Возврат конденсата из производства % 50

23.Подпитка теплосети (т\час) 28.8

24 Потери химически очищенной воды в цикле % 3

25.Себестоимость химически очищенной вожы (руб\м3) 20

26.Норма амортизационных отчислений по оборудованию % 10

27.Удельные капитальные затраты на сооружение котельной (тыс руб\т пар\час) газ,мазут 121

уголь 163

28.Годовой фонд заработанной платы с начислениями на одного работника эксплуатационного персонала (тыс руб\год) 20.52

# Расчет годовых эксплуатационных и капитальных затрат на пром. котельной

**Дг тех=Дч тех\* Ттех**

**Дг тех**=139(т/час)\*6000(час)=834000(т/год)

**Дч тех** - часовой расход пара на технологические нужды производства

**Ттех** - число часов использования тепловой нагрузки на технологические нужды

**Дг сн=Дч сн\*Тр**

**Дг сн**=31(т/час)\*6000(час)=186000(т/год)

**Тр** - число часов работы котельной

**Дч сн** - часовой расход пара на на собственные нужды

**Дг сп=(Qч отоп - Gсп\*Тп\*Ср\*10^-3)\*10^3/(iп п - iк)\*0.98**

**Дч сп**=(98(Гкал/час)-28.8(т/час)\*103(гр)\*4.19(КДж/кг гр)\*10^(-3))\*10^3/(701(Ккал/кг)-50(гр)\*4.19(КДж/кг гр)\*0.98)=177.7(т/час)

**Дг сп=Дч сп\*Тр**

Дг сп=177.7(т/час)\*6000(час)=1066290(т/год)

**Qч отоп** - отопительная нагрузка жилпоселка

**Gсп** - среднечасовой расход подпиточной воды на подпитку теплосети (т/час)

**Тп** - температура подпиточной воды

**Ср** - теплоемкость воды (КДж/кг\*гр)

**iп п** - энтальпия свежей воды

**iк** - энтальпия конденсата

**Дг кот=(Дг тех + Дг сн +Дг сп)/0.98**

**Дг кот**=(834000(т/год)+ 186000(т/год)+1066290(т/год))\*0.98=2044564(т/год)

**Дг тех** - годовая выработка пара на технологические нужды

**Дг сп** - годовая выработка пара на собственные нужды

**Дг сп** - годовая выработка пара на сетевые подогреватели

**Qг кот=Дг кот\*(iп п-tп в)\*10^-3**

**Qг кот=**2044564(т/год)\*( 701(Ккал/кг)-102(гр)\*4.19(КДж/кг гр))\*10^-3=559434(ГДж/год)

**Дг кот** - (т пара/год)

**iп п,tп в** - энтальпия свежего пара и питательной воды (КДж/кг)

**Вгу кот= Qг кот/29.3\*КПДреж\*КПДкот**

**Вгу кот1=**559.4(MДж/год)\*10^(3)/29.3(МДж/кг)\*0.97\*0.84=23431.7(тут/год)

**Вгу кот2=**559.4(MДж/год)\*10^(3)/29.3(МДж/кг)\*0.97\*0.84=23431.7(тут/год)

**Вгу кот3=**559.4(MДж/год)\*10^(3)/29.3(МДж/кг)\*0.97\*0.914=21534.6(тут/год)

**Qг кот** - годовая производительность топлива (ГДж/год)

**29.3** - теплотворная способность условного топлива (МДж/кг)

**КПДкот** - КПД котельной

**КПДреж** - коэффициент, учитывающий потери топлива в нестационарном режиме

**Вгн кот=Вгу кот/Кэ**

**Вгн кот1=**23431.7(тут/год)/0.863=27151(тут/год)

**Вгн кот2=**23431.7(тут/год)/0.749=31284(тут/год)

**Вгн кот3=**21534.6(тут/год)/1.19=18096(тут/год)

**Вгу кот** - условное топливо (тут/год)

**Кэ** - каллорийный эквивалент (тут/тнт)

## Цт=Цтд+Цтр

**Цт1=Цтд1+Цтр1**=99(руб/тнт)+2790(руб/63т)/63(тонны)=143.3(руб/тнт)

**Цт2=Цтд2+Цтр2**=97.5(руб/тнт)+3850(руб/63т)/63(тонны)=158.6(руб/тнт)

**Цт3=Цтд3+Цтр3**=240(руб/тнт)

**Цтд** - цена на месте добычи

**Ц тр** - стоимость транспортировки

**Sт=Bтн кот\*(1+Aп/1000)\*Цт**

**Sт** =27151(тут/год)\*(1+1.1/1000)\*143.3(руб/тнт)\*10^(-3)=3895(тыс. руб/год)

**Sт=**31284(тут/год)\*(1+0.5/1000)\*158.6(руб/тнт)\*10^(-3)=4964(тыс. руб/год)

**Sт=**18096(тут/год)\*(1+0/1000)\*240(руб/тнт)\*10^(-3)=4343(тыс. руб/год)

**Bтн кот** - годовой расход топлива на котельную (тнт/год)

**Цт** - цена (тыс. руб/тнт)

**Aп** - процент, учитывающий потери топлива при транспортировке и в топливном хозяйстве котельной.

**Нормы потерь твердого топлива (процентов) в зависимости от расстояния и типа вагонов.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | 0-750 м | 750-1500 м | >1500 м |
| Полувагоны | 0.6 | 0.7 | 0.9 |
| Крытые | 0.5 | 0.6 | 0.7 |
| На платформе | 0.8 | 0.9 | 1.0 |

При перевозке угля речным транспортом **Aп= 0.6%** , потери мазута **Aп=0.25%**, потери газа принимаются равными нулю.

Потери кускового угля в топливном хозяйстве котельной.

Выгрузка из вагонов = 0.1

На складе при перегрузке = 0.2

На складе при хранении = 0.2

Итого = 0.5

**Расчет затрат на химводоочистку воды**

**Gхов=Пподп\*Тр\*(1+ (п.20+п.24)/100)/2**

Gхов=28.8(т/час)\*6000(ч)\*(1+(3+3)/100)/2=91584(т)

**Sхов=Gподп\*Цхов\*10^-3**

Sхов=91584(т)\* 20(р/м^3)\*10^-3=1831.7 (тыс руб/год)

**Qч кот=Дч кот\*(iп п-tп в)\*10^-3**

**Qч кот=**(139(т/час)+31(т/час)+ 177.7(т/час))\*( 701(Ккал/кг)-102(гр)\*4.19(КДж/кг гр) )\*10^-3=218.6(ГДж/час)

**Sз/п=Пэкспл\*Qчкот\*Ф\*10^-3**

**Sз/п1**=0.15(чел/ГДж/час)\* 218.6(ГДж/час)\*55000(труб/чел\*год)\*10^-3=1803 (тыс руб/год)

**Sз/п2**=0.15(чел/ГДж/час)\* 218.6(ГДж/час)\*55000(труб/чел\*год)\*10^-3=1803 (тыс руб/год)

**Sз/п3**=0.11(чел/ГДж/час)\* 218.6(ГДж/час)\*55000(труб/чел\*год)\*10^-3=1322.5 (тыс руб/год)

При расчете З/П используют показатель штатного коэффициента по эксплуатационному персоналу.

Пэкспл - определяет количество рабочих эксплуатационного персонала на единицу мощности котельной.

**Qчкот** - часовая выработка тепловой энергии (ГДж/час)

**Ф** - годовой фонд З/П с премиями и компенсациями = 55000 (тыс руб/чел год)

Пэкспл для угля=0.15 (чел/Гдж. час)

для мазута=0.15 (чел/Гдж. час)

для газа=0.15 (чел/Гдж. час)

**Рачет затрат на амортизацию и оборудование котельной.**

**Ккот=Ккот ср\*Дч кот**

Ккот1,2=347.7(т/час)\*163(труб/тпара/час)=56675(труб)

Ккот3=347.7(т/час)\*121(труб/тпара/час)=42072(труб)

**Sам=Аот\*Ккот\*Аам**

**Sам1,2=**56675(труб)\*0.6\*0.1=3400(труб)

**Sам3=**42072(труб) \*0.6\*0.1=2524(труб)

**Аот** - доля затрат на оборудование в общих капитальных затратах на сооружение котельной. (60% затрат на оборудование)

**Аам** - норма амортизационных отчислений на котельную

**Затраты на текущий ремонт.**

**Sтр=0.2\*Sам**

**Sтр1,2=**3400(труб)\*0.2=680(труб)

**Sтр3=**2524(труб)\*0.2=505(труб)

### Общефабричные затраты

**Sобщ=%\*(Sам+Sтр+Sхов+Sзп)**

**Sобщ1=**0.1\*(3400(труб)+680(труб)+ 1803 (тыс.руб)+ 1831.7(тыс руб/год))=771(тыс руб/год)

**Sобщ2=**0.1\*(3400(труб)+680(труб)+ 1803 (тыс.руб)+ 1831.7(тыс руб/год))=771(тыс.руб/год)

**Sобщ3=**0.06\*(2524(труб)+505(труб)+1322.5(тыс.руб )+1831.7(тыс руб/год))=371(тыс руб/год)

% для газа=0.06

мазута=0.12

угля=0.1

# Себестоимость тепла на котельной

**Sкот=Sтопл+Sам+Sтех рем+Sз/пл+Sводы+Sпр**

**Sкот1**=3400(труб )+680(труб )+3895(труб )+1832(труб )+1803(труб )+771(труб )=12381(тыс руб/год)

**Sкот2**=3400(труб )+680(труб )+4964(труб )+1832(труб )+1803(труб )+771(труб )=13450(тыс руб/год)

**Sкот3**=2524(труб )+505(труб)+4343(труб)+1832(труб )+1322.5(труб )+371(труб )=10898(тыс руб/год)

### Приведенная себестоимость

**Qсн=Дг сн\*(iпп-tпв)\*10^-3/0.98**

Qсн=186000(т/год)\*( 701(Ккал/кг)-102(гр)\*4.19(КДж/кг гр)) \*10^-3/0.98=51932(ГДж/год)

**Sкот пр=Sкот/(Qг кот-Qсн)**

**Sкот пр1=**12381(тыс руб/год)/( 559434(ГДж/год)- 51932(ГДж/год))=24.4(тыс руб/ГДж)

**Sкот пр2=**13450(тыс руб/год)/( 559434(ГДж/год)- 51932(ГДж/год))=26.5(тыс руб/ГДж)

**Sкот пр3=**10898(тыс руб/год)/( 559434(ГДж/год)- 51932(ГДж/год))=21.5(тыс руб/ГДж)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Вид топлива** | **Sам** | **Sтр** | **Sт** | **Sхов** | **Sзп** | **Sобщ** | **Sкот** | **Sкот пр** |
| Кемеровский уголь | 3400 | 680 | 3895 | 1832 | 1803 | 771 | 12381 | 24.4 |
| Печерский уголь | 3400 | 680 | 4964 | 1832 | 1803 | 771 | 13450 | 26.5 |
| Газ | 2524 | 505 | 4343 | 1832 | 1322.5 | 371 | 10898 | 21.5 |

В процессе расчета получили три величины **Sкот** и **Sкот пр,** соответствующих каждому из данных видов топлива.

Вывод: для данной котельной на основании расчетов предпочтительнее ГАЗ, так как себестоимость тепла здесь наименьшая.

Далее следует анализ влияния данного вида топлива на себестоимость тепловой энергии на котельной.

Необходимл проанализировать влияние вида топлива на каждую составдяющую себестоимости.

Наибольшие затраты мы получили при использовании мазута и угля, а наименьшие при использовании газа.

При анализе влияния количества натурального топлива и его цены, возникает некоторое противоречие: «чем качественнее топливо тем выше у него калорийный эквивалент, тем меньше его количество потребляется для выработки заданного объема тепла, в то же время качественное топливо имеет большую цену.

Необходимо сравнить рост калорийного эквивалента на более качественном виде топлива и сравнительно с базовым ростом цены, там где влияние калорийности выше – Sтопл увеличивается.

Кроме того следует отметить, что на более низкосортном виде топлива КПД ниже , чем на газе.

Затраты на ХОВ расчитаны по сильно упрощенной методике, поэтому влияние вида топлива на этот показатель не возможно проследить.

Норма амортизационных отчислений зависит от вида используемого топлива. Дело в том, что при эксплуатации котельной на низкосортных видах топлива (угле,торфе) происходит более быстрый износ оборудования котельной, следовательно для низкосортных видов топлива величина амортизации выше.

При использовании торфа, угля удельные капитальгные затраты выше, чем при использовании газа, так как необходимо затратить деньги на такие сооружения котельной, как система складирования топлива, подготовления, гидро золо удаления, чего при использовании газа нет. Следовательно капитальные затраты будут выше при использовании низкосортного топлива.

В общем виде затраты на текущий ремонт при использовании низкосортного топлива выше, чем при использовании газа, так как более интенсивное эксплуатация оборудования приведет кбольшим затратам на ремонт. Однако упрощенная методика не позволяет это в полной меер проследить , динамика изменений текущего ремонта, будет как и изменения показателя амортизации.

Величина штатного коэффициента при использования низкосортного топлива выше.

Общекотельные расходы расчитаны в % от суммы эксплуатационных расходов, а там доля топлива наиболее наибольшая, следовательно почти наверняка изменение общекотельных расходов будет точно таким же как и изменение затрат на топливо.