

Относительные потери электроэнергии в энергосистемах России:

1991 год – 8,35 % в последующие годы в %:

1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.
12,3	12,7	12,75	13,1	13,0	13,15

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ:

$$W_{o.c.} = W_{п.о.} + \Delta W,$$

$W_{o.c.}$ – электроэнергия, отпущенная в сеть;

$W_{п.о.}$ – полезно отпущенная (оплаченная) электроэнергия;

ΔW - потери электроэнергии в электрической сети.

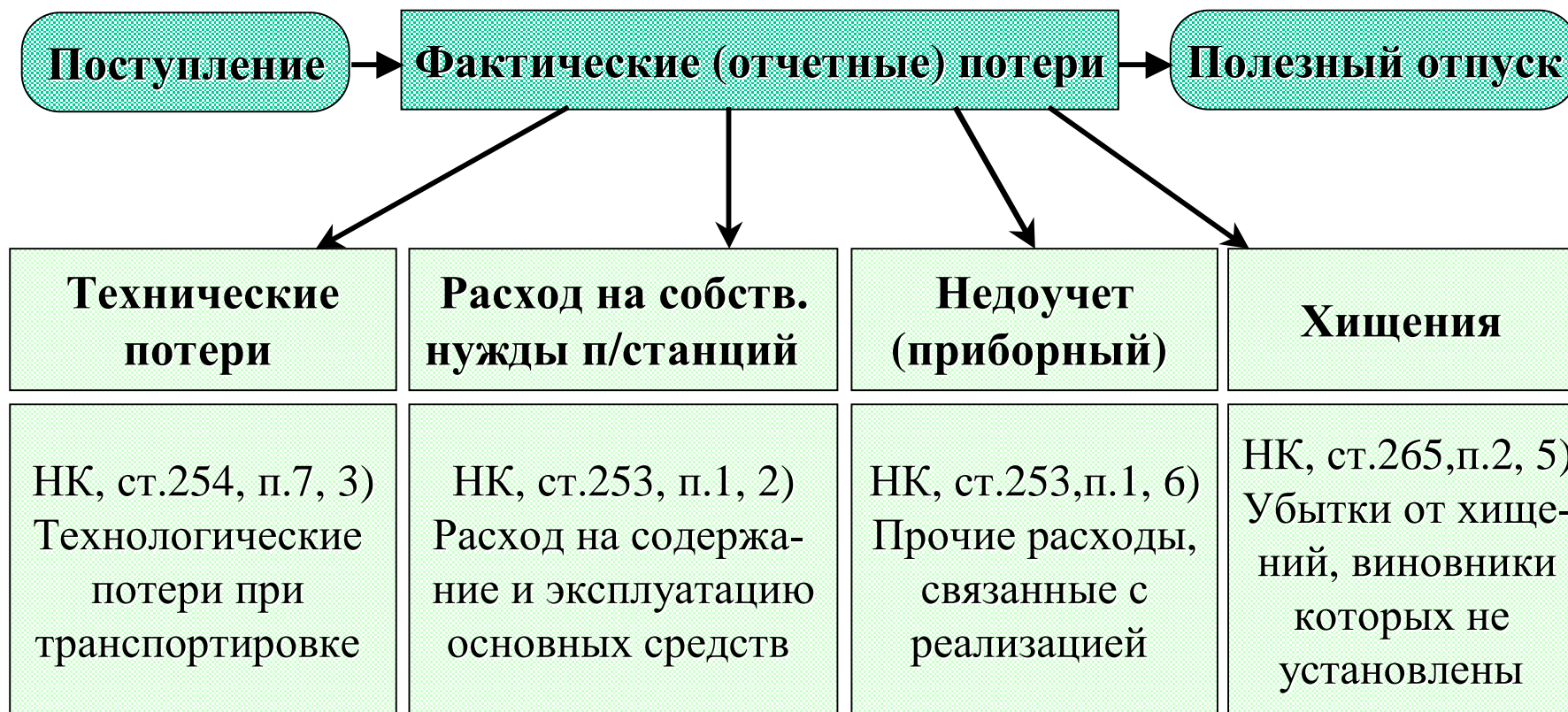
Относительные потери равны:

$$\Delta W = (W_{o.c.} - W_{п.о.}) / W_{o.c.} * 100 \%.$$

УКРУПНЕННАЯ СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ:

- 1) Технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимся в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Данная составляющая потерь определяется расчетным путем, в соответствии с законами электротехники.
- 2) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд.
- 3) Инструментальные потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения. Данная составляющая потерь определяется на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов учета и измерительных преобразователей.
- 4) Коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии и проблемами в сфере организации контроля за потреблением электроэнергии. Определяются по разнице между отчетными потерями и суммой первых трех составляющих.

Структура отчетных потерь



Что включают в себя цены на товары ?

1. Текущие расходы на систему безопасности - до 4%
2. Компенсация похищенного товара - до 6%

Структура технических потерь



Расход на собственные нужды ПС

1. Общеподстанционный (7 составляющих)
2. На обдув и охлаждение трансформаторов (1)
3. На обогрев оборудования (4)
4. На работу воздушных выключателей и масляных с пневматическим приводом (5)
5. На вспомогательные устройства СК (2)
6. На системы управления подстанций (4)

Инструкция по нормированию расхода на
собственные нужды подстанций 35-500 кВ
СПО ОРГРЭС, 1981 г

СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

1-ая группа – расход на одну подстанцию:

1 Обогрев помещений

- 1.1 Обогрев оперативного пункта (ОПУ)**
- 1.2 Обогрев оперативного помещения оперативно-выездных бригад (ОВБ)**
- 1.3 Обогрев закрытого распределительного устройства (ЗРУ)**
- 1.4 Обогрев помещения компрессорной**
- 1.5 Обогрев воздухоборников**
- 1.6 Обогрев помещения насосной пожаротушения**
- 1.7 Обогрев здания вспомогательных устройств синхронных компенсаторов**

2 Вентиляция и освещение

- 2.1 Вентиляция и освещение ОПУ**
- 2.2 Наружное освещение**
- 2.3 Вентиляция аккумуляторной**
- 2.4 Вентиляция компрессорной**

3 Расход на системы управления подстанцией и вспомогательные устройства

- 3.1 Расход на зарядно-подзарядные устройства**
- 3.2 Расход на оперативные цепи и цепи управления**
- 3.3 Расход на аппаратуру связи и телемеханики**
- 3.4 Расход на вспомогательные устройства СК**

4 Прочий расход – небольшие ремонты, устройства РПН, вентиляция ЗРУ и т.д.

2-ая группа – расход на единицу оборудования:

5 Охлаждение и обогрев оборудования

- 5.1 Обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов**
 - 5.2 Обогрев выключателей**
 - 5.3 Обогрев приводов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей**
 - 5.4 Обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов и электросчетчиков в неотопливаемых помещениях**
- ### **6 Расход на двигатели компрессоров воздушных выключателей и пневматические приводы масляных выключателей**
- 6.1 Расход на электродвигатели компрессоров**
 - 6.2 Расход на пневматические приводы масляных выключателей**

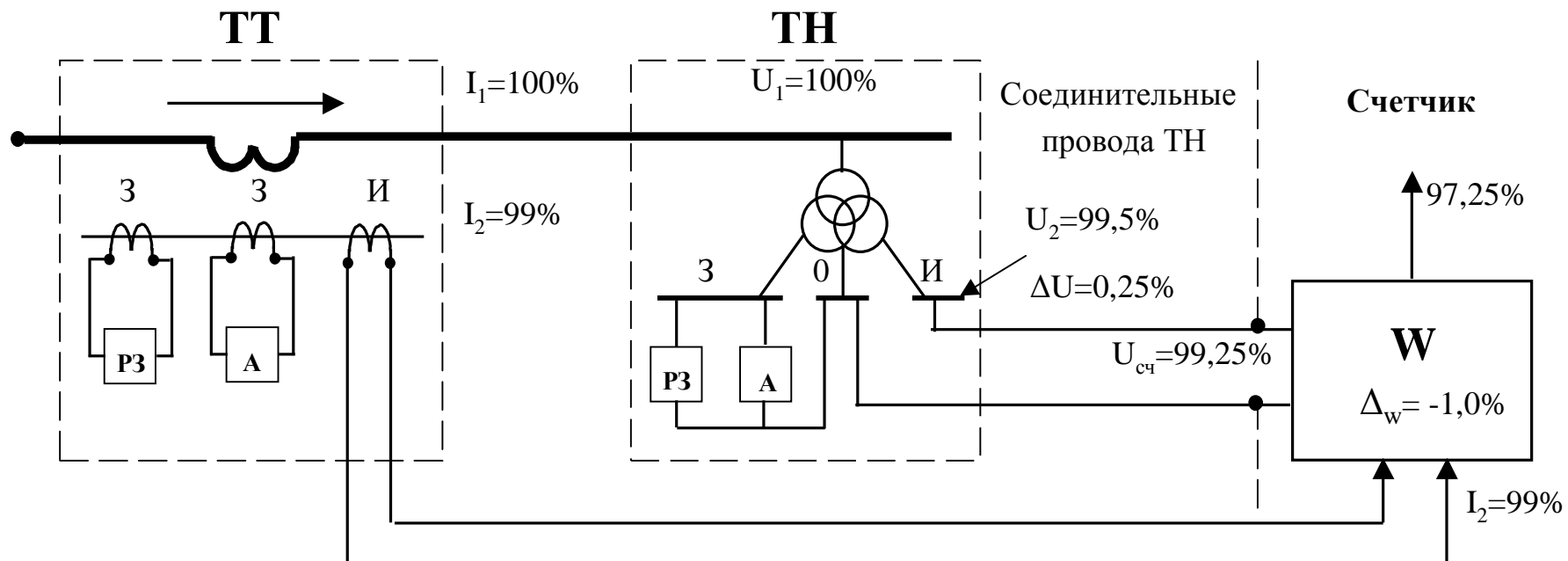
Недоучет электроэнергии (инструментальные потери)

Малые
токовые
загрузки ТТ

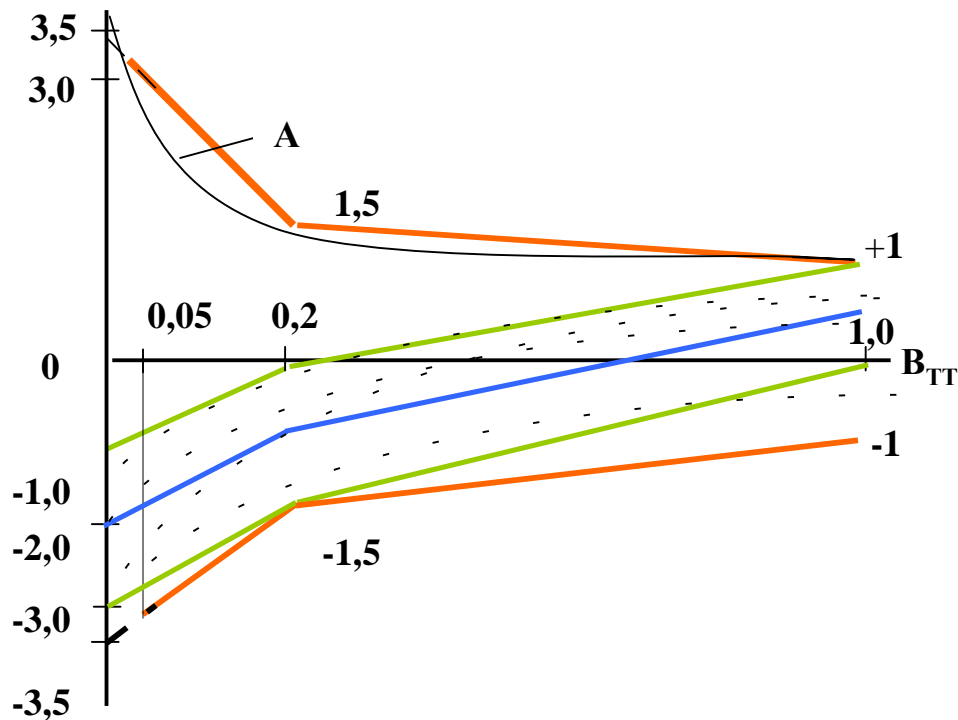
Нормальная и
повышенная нагрузка
вторичных цепей ТН

Потери в
соединительных
проводах ТН

Отрицательные
погрешности
счетчиков



Погрешности ТТ



Погрешность, %	$b_{ТТ}=0,05-0,2$	$b_{ТТ}=0,2-1,0$
Систематическая $D_{ТТ}$	$(-2,0+6,25b_{ТТ})K_{ТТ}$	$(-1,06+1,56b_{ТТ})K_{ТТ}$
Случайная $d_{ТТ}$	$\pm(1,0-1,25b_{ТТ})K_{ТТ}$	$\pm(0,81-0,31b_{ТТ})K_{ТТ}$

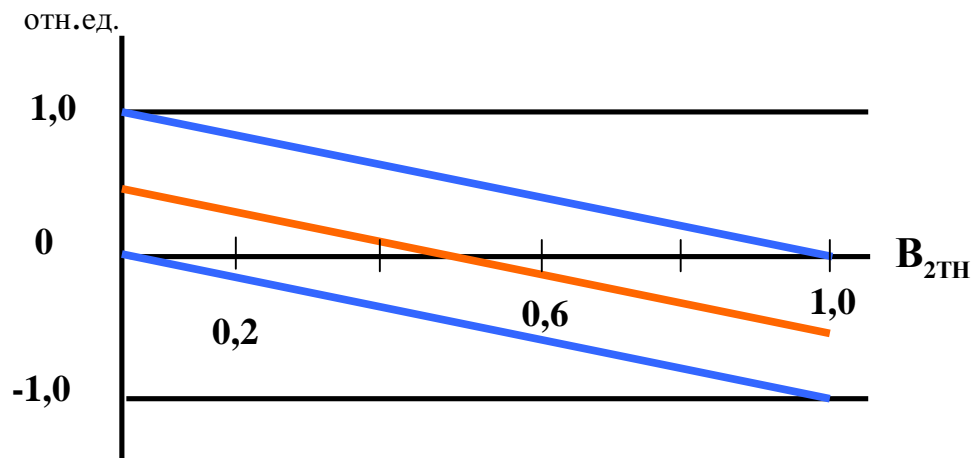
Поле допустимых токовых погрешностей ТТ
(ГОСТ 7746)

Причины низкой токовой загрузки ТТ

1. Фактические загрузки ниже проектируемых
2. Дискретность шкалы номинальных токов
3. Условия динамической устойчивости
4. Средний ток существенно меньше максимального

Погрешности ТН и счетчиков

Трансформаторы напряжения



Поле допустимых погрешностей ТН по ГОСТ 1983

$$\Delta_{ТН} = (0,5 - b_{ТН}) K_{ТН}$$

При $b_{ТН} = 1$ $\Delta_{ТН} = -0,5 K_{ТН}$

Индукционные счетчики

1. Порог чувствительности :

класс 2,5 - 0,85% P_{max}
 класс 2,0 - 0,45% P_{max}
 (при $W=300$ кВтч/мес $\Delta W=2,2\%$)

2. Изменение погрешности в течение межповерочного интервала в 2-5 раз :

50 % однофазных счетчиков
 25% трехфазных счетчиков

$$\Delta_{сч} = -0,2 \cdot T_{нов} \cdot K_{сч}$$

СТРУКТУРА КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

1 Потери при выставлении счетов

1.1 Неточность данных о потребителях электроэнергии, в том числе недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;

1.2 Ошибки при выставлении счетов, в т.ч. не выставленные счета потребителям из-за отсутствия точной информации по ним и постоянного контроля за актуализацией информации;

1.3 Отсутствие контроля и ошибками в выставлении счетов, пользующихся специальными тарифами;

1.4 Отсутствие контроля и учета откорректированных счетов и т.п.

2 Потери от хищений электроэнергии

2.1 Механические способы хищений:

2.1.1 Сверление отверстий в донной части (корпусе), крышке или стекле счетчика;

2.1.2 Вставка предметов типа пленки для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика;

2.1.3 Перемещение счетчика из обычного вертикального в полу-горизонтальное положение, для того чтобы снизить скорость вращения диска;

2.1.4 Самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов (шестерен) для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии;

2.1.5 Раскатывание стекла при вставке пленки, которая остановит дисковое вращение;

2.1.6 Умышленные повреждения и хищения счетчиков.

2.2 Электрические способы хищений:

2.2.1 Использование фазосдвигающих устройств;

2.2.2 Набросы на воздушные линии до счетчиков;

2.2.3 Использование систем заземления в качестве ноля.

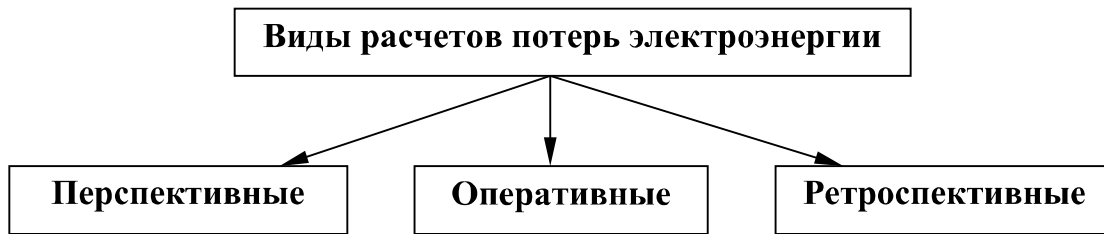
2.3 Магнитные способы хищений (замедление вращения счетных механизмов с помощью различных магнитных полей).

2.4 Другие способы хищений:

2.4.1 Частая смена владельцев жилья или арендаторов помещений;

2.4.2 Наличие бесхозных потребителей;

2.4.3 Неодновременность оплаты за электроэнергию.



ЦЕЛИ РАСЧЕТОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1) Перспективные расчеты (оценка ожидаемых потерь в будущем):

- определение ожидаемых потерь на последующие годы;
- оценка ожидаемой эффективности планируемых мероприятий по снижению потерь;
- сравнение вариантов реконструкции электрических сетей.

2) Оперативные расчеты (за текущие интервалы времени):

- контроль за текущими значениями потерь и их изменением во времени;
- оперативная корректировка режима и схемы электрической сети с целью минимизации потерь электроэнергии;
- составление балансов мощности по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям с целью контроля за соблюдением лимитов по мощности;
- определение ожидаемых потерь электроэнергии на конец месяца, квартала, года;
- формирование базы данных, используемых при прогнозировании потерь электроэнергии.

3) Ретроспективные расчеты (за прошедшие интервалы времени):

- определение структуры потерь электроэнергии по группам элементов электрической сети;
- выявление элементов (групп элементов) с повышенными потерями электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению;
- определение фактической эффективности внедренных мероприятий по снижению потерь;
- составление балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, ее структурным подразделениям и подстанциям и разработка мероприятий по снижению небалансов до допустимых значений;
- определение технико-экономических показателей энергосистемы;
- проведение финансовых расчетов с потребителями и другими энергосистемами за потери электроэнергии в линиях и трансформаторах, неучитываемые счетчиками;
- оценка коммерческих потерь.

Нагрузочные потери



$$\Delta W_H = 3R \int_0^T I^2(t) dt \approx 3R \Delta t \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2$$

$$\Delta P_H = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \quad \Delta P_{xx} = \Delta p_{xx} \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2$$

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОЧНЫХ ПОТЕРЬ

1) Методы поэлементных расчетов, использующие для определения нагрузочных потерь DW_H формулу:

$$\Delta W_H = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \text{ где } k - \text{ число элементов}$$

сети, I_{ij} – токовая нагрузка i -го элемента с сопротивлением R_i на интервале времени j ; Dt – периодичность опроса датчиков, фиксирующих токовые нагрузки элементов;

2) Методы характерных режимов, использующие формулу $\Delta W_H = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i$, где

ΔP_i – нагрузочные потери мощности в сети в i -м режиме продолжительностью t_i часов; n – число режимов;

3) Методы характерных суток, использующие формулу $\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{Hi}^c D_{эки}$,

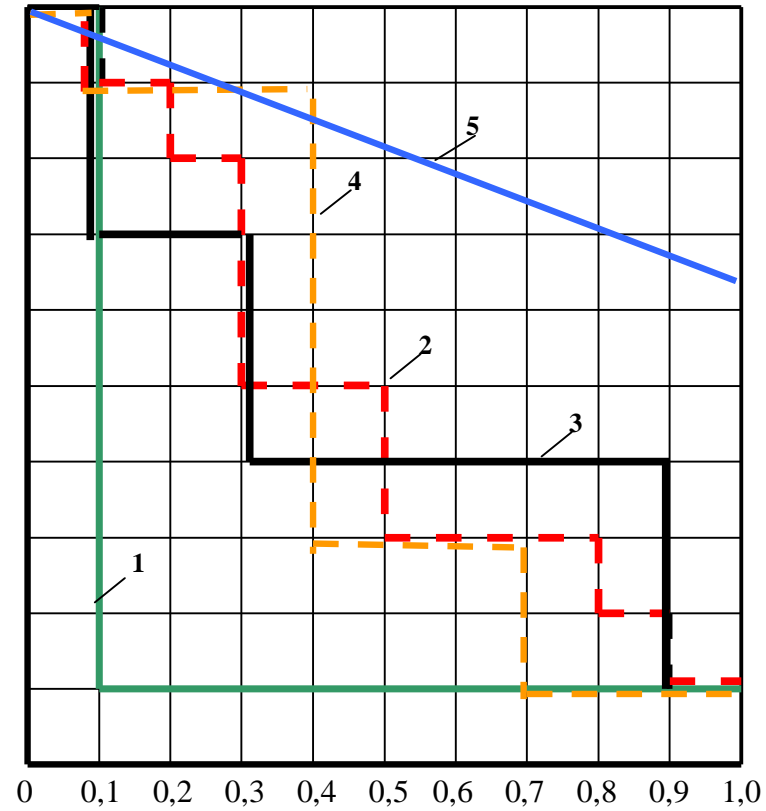
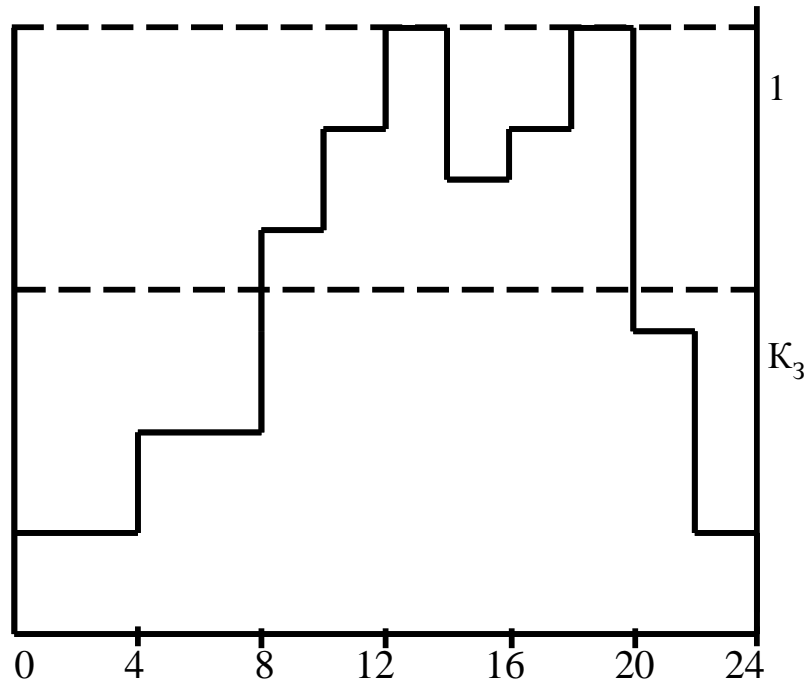
где m – число характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети составляют ΔW_{Hi}^c ; $D_{эки}$ – эквивалентная продолжительность в году i -го характерного графика (число суток);

4) Методы числа часов наибольших потерь t , использующие формулу $DW_H = DP_{max}t$, где DP_{max} - потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

5) Методы средних нагрузок, использующие формулу $\Delta W_H = \Delta P_{cp} k_{\phi}^2 T$, где DP_{cp} - потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или сети в целом) за время T ; k_{ϕ} – коэффициент формы графика мощности или тока;

6) Статистические методы, использующие регрессионные зависимости потерь ЭЭ от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей.

Графики



$$t_o = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{\max}^2 T)$$

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{cp}^2 T)$$

$$k_3 = \frac{W}{P_{\max} T} = \frac{T_{\max}}{T} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}}$$

$$t_o = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}$$

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}$$

Расчетные формулы для сетей 6-220 кВ

$$\Delta W_H = k_K \Delta P_{\max} T t_o \quad (1)$$

$$\Delta W_H = k_K \Delta P_{cp} T k_{\phi}^2 \quad (2)$$

$$\Delta W_H = k_K \Delta W_{сум} Д k_{\phi c} \quad (3)$$

$$k_{\phi c}^2 = \sum_{i=1}^D W_i^2 / (W_{cp}^2 Д) \quad (4)$$

$$k_{\phi c}^2 = 1,02 \frac{(Д_p + k_w^2 Д_v) Д}{(Д_p + k_w Д_v)^2} \quad (5)$$

Расчетные формулы для сетей 0,4 кВ

$$\Delta W_H = K_{0,4} \frac{L_{3\Sigma} + 0,67 L_{1\Sigma}}{F_{\Sigma}} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{N \cdot Д} \cdot \frac{1 + 2k_3}{k_3} \quad (6)$$

$$K_{0,4} = 4,64 (1 - 0,75 k_{разв}) (1,05 - 0,28 d_p - 0,23 d_p^2) \quad (7)$$

$$k_{разв} = \frac{L_{3\Sigma}^{омв} + 0,67 L_{1\Sigma}}{L_M + L_{3\Sigma}^{омв} + 0,67 L_{1\Sigma}} \quad (8)$$

Систематические погрешности расчета нагрузочных потерь электроэнергии

Коэффициенты коррекции расчетных значений нагрузочных потерь электроэнергии

Метод	Значение коэффициента коррекции для сетей:		
	основных 110 кВ и выше	радиальных 35–110 кВ	радиальных 6–10 кВ
числа часов максимальных потерь	1,04	1,01/0,98	-
средних нагрузок	1,03	1,0/1,02	0,96/1,02
расчетных суток	1,02	1,0	-

Расчет потерь холостого хода

1. Потери холостого хода в трансформаторах

$$\Delta W_x = 24 D \Delta P_x 10^{-3}$$

2. Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс. кВтч в год, при номинальной мощности КУ, МВА								
	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260
БСК	30	45	60	90	180	300	600	960	1920
СТК	120	180	240	360	720	1200	2400	3840	7680

3. Удельные потери электроэнергии в шунтирующих реакторах

Удельные потери энергии, тыс.кВтч / МВА в год, при напряжении, кВ											
6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
84,0	84,0	74,4	64,8	36,0	34,8	32,4	31,0	28,8	25,8	20,4	19,2

Расчет потерь холостого хода

4. Удельные потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Потери энергии, тыс.кВтч / подстанцию в год, при напряжении, кВ											
6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1,3	1,3	1,3	1,3	2,9	5,8	11,4	18,4	31,1	99,1	414,7	737,3

5. Удельные потери электроэнергии в ОПН, РВ, УПВЧ и ИТ

Вид оборудования	Потери электроэнергии, тыс. кВтч/год, для напряжения, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
РВ	0,009	0,021	0,033	0,047	0,091	0,27	0,60	1,05	1,59	3,32	4,93	4,31
ОПН	0,001	0,001	0,002	0,004	0,013	0,10	0,22	0,40	0,74	1,80	3,94	8,54
УПВЧ	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,12	0,22	0,30	0,43	2,12	3,24	4,93
ИТ	1,7	2,8	3,3	3,8	5,1	8,1	14,2	15,5	17,4	23,8	36,0	68,5

6. Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах

$$\Delta W_{T.p} = 0,66 S_{T.p} = 0,66 \sqrt{3} U_{ном} I_{ном}$$

Расчет потерь холостого хода

7. Удельные потери электроэнергии в счетчиках 0,22–0,66 кВ, кВтч в год

Однофазные: 1) индукционный – 18,4; 2) электронный – 21,9;

Трехфазные: 1) индукционный – 92,0; 2) электронный – 73,6.

8. Удельные потери электроэнергии в изоляции кабелей

Сечение, мм ²	Потери электроэнергии в изоляции кабеля, тыс. кВтч/км в год, при номинальном напряжении, кВ					
	6	10	20	35	110	220
10	0,14	0,33	–	–	–	–
16	0,17	0,37	–	–	–	–
25	0,26	0,55	1,18	–	–	–
35	0,29	0,68	1,32	–	–	–
50	0,33	0,75	1,52	–	–	–
70	0,42	0,86	1,72	4,04	–	–
95	0,55	0,99	1,92	4,45	–	–
120	0,60	1,08	2,05	4,66	26,6	–
150	0,67	1,17	2,25	5,26	27,0	–
185	0,74	1,28	2,44	5,46	29,1	–
240	0,83	1,67	2,80	7,12	32,4	–
300	–	–	–	–	35,2	80,0
400	–	–	–	–	37,4	90,0
500	–	–	–	–	44,4	100,0
625	–	–	–	–	49,3	108,0
800	–	–	–	–	58,2	120,0

Климатические потери

1. Удельные потери мощности на корону.

Напряжение ВЛ, кВ	Конструкция фазы	Суммарное сечение проводов в фазе, мм ²	Потери мощности на корону, кВт/км, при погоде,:			
			хорошая	сухой снег	дождь	изморозь
750/1	4хАС-600	2400	4,6	17,5	65,0	130,0
750/2	5хАС-240	1200	3,9	15,5	55,0	115,0
500/1	3хАС-330	990	2,8	11,0	36,0	96,0
500/2	3хАС-500	1500	1,8	6,5	22,0	56,0
500/3	8хАС-300	2400	0,1	0,5	1,5	4,5
330/1	2хАС-300	600	1,0	4,5	15,0	44,0
330/2	2хАС-400	800	0,8	3,3	11,0	33,5
220/1	1хАС-330	330	0,25	0,95	2,75	10,5
220/2	3хАС-500	1500	0,02	0,05	0,27	0,98
154	1хАС-185	185	0,12	0,35	1,20	4,20
110	1хАС-120	120	0,02	0,05	0,27	0,98

2. Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Номер региона	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВтч/км в год, при напряжении, кВ										
	110	154	220/1	220/2	330/1	330/2	500/1	500/2	500/3	750/1	750/2
1	0,98	4,95	11,4	0,98	49,8	37,7	116,0	69,2	5,0	173,9	151,0
2	0,84	4,32	9,9	0,84	44,0	33,3	104,0	62,2	4,4	159,3	138,0
3	0,74	3,80	8,7	0,74	39,6	30,0	94,4	57,0	4,0	148,3	128,0
4	0,66	3,40	7,8	0,66	34,9	26,5	83,5	50,5	3,4	130,6	113,0
5	0,61	3,14	7,2	0,61	31,6	24,1	75,8	46,0	3,1	118,0	102,0
6	0,50	2,66	6,1	0,50	27,2	20,7	66,1	40,3	2,7	104,1	89,9
7	0,78	3,93	9,0	0,78	39,2	29,9	92,1	55,4	3,9	138,5	120,0

$$K_{U \text{ кор}} = 6,88 U_{\text{отн}}^2 - 5,88 U_{\text{отн}}$$

Климатические потери

3. Удельные потери мощности от токов утечки по изоляторам ВЛ

Группа погоды	Потери мощности, кВт/км, от токов утечки по изоляторам ВЛ напряжением, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,044	0,055	0,063	0,069	0,103	0,156	0,235
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,408	0,510	0,587	0,637	0,953	1,440	2,160
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,680	0,850	0,978	1,061	1,587	2,400	3,600

4. Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВтч/км в год, при напряжении, кВ											
	6	10	15	20	35	60	110	154	220	330	500	750
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	0,86	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,19	1,49	1,71	1,86	2,78	4,20	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1,00	1,07	1,34	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,17	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	0,92	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,69	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3,66

Климатические потери

5. Удельный расход электроэнергии на плавку гололеда

Напряжение ВЛ, кВ	Конструк- ция фазы	Сечение проводов в фазе, мм ²	Расчетный расход электроэнергии на плавку гололеда, тыс. кВт/км, в районе по гололеду:			
			1	2	3	4
750/1	4хАС-600	2400	0,171	0,236	0,300	0,360
750/2	5хАС-240	1200	0,164	0,223	0,280	0,336
500/1	3хАС-330	990	0,110	0,149	0,186	0,221
500/2	3хАС-500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
500/3	8хАС-300	2400	0,280	0,381	0,479	0,571
330/1	2хАС-300	600	0,070	0,095	0,120	0,143
330/2	2хАС-400	800	0,076	0,104	0,131	0,158
220/1	1хАС-330	330	0,036	0,050	0,062	0,074
220/2	3хАС-500	1500	0,122	0,167	0,212	0,253
154	1хАС-185	185	0,030	0,041	0,051	0,061
110	1хАС-120	120	0,027	0,037	0,046	0,054
35	1хАС-95	95	0,024	0,031	0,038	0,044

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОТЕРИ МОЩНОСТИ

Изменение нагрузочных потерь при изменении напряжения на $\Delta U\%$:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R - \frac{S^2}{\left(U \cdot \left(1 + \frac{\Delta U\%}{100\%} \right) \right)^2} \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot \left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U\%}{100\%} \right)^2} \right] \cdot R,$$

или в процентах: $\Delta P\% = \left[1 - \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U\%}{100\%} \right)^2} \right] \cdot$

Таким образом, при повышении уровня напряжения на 5 % нагрузочные потери активной мощности снижаются примерно на 9%.

Изменение потерь холостого хода и климатических потерь:

$$\Delta P\% = \left(1 + \frac{\Delta U\%}{100\%} \right)^2 - 1.$$

Учет статических характеристик нагрузок

С одной стороны, увеличение уровня напряжения приводит к уменьшению потерь мощности. С другой стороны – к увеличению потребляемой мощности и, следовательно, к увеличению потерь мощности.

$$P(U) = 0,9 \cdot U + 0,1, \quad P(U) = 1,5 \cdot U - 0,5$$

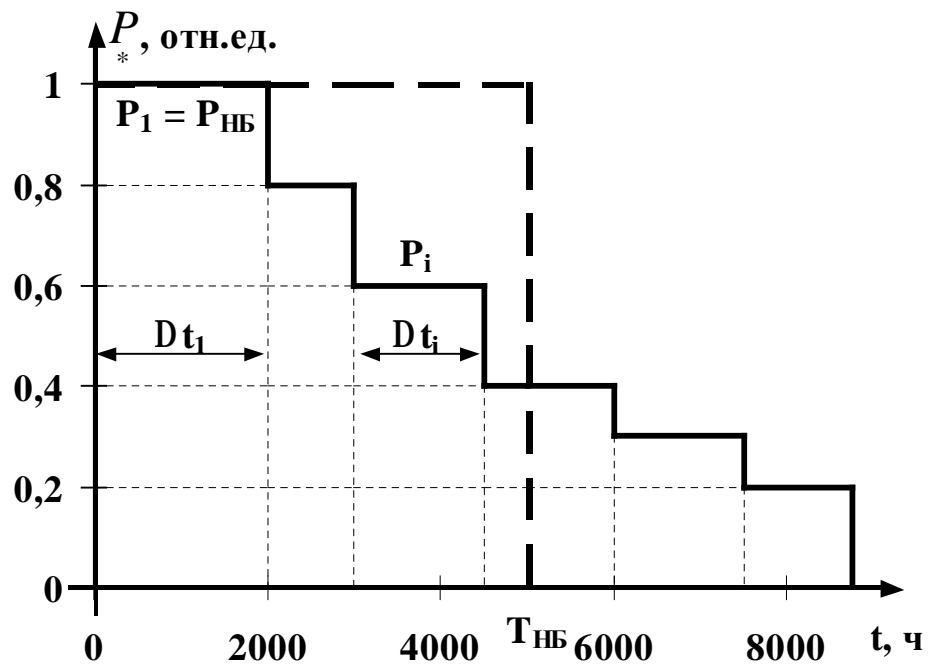
Изменение нагрузочных потерь при несимметрии напряжения

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3 \cdot I_{cp}^2$$

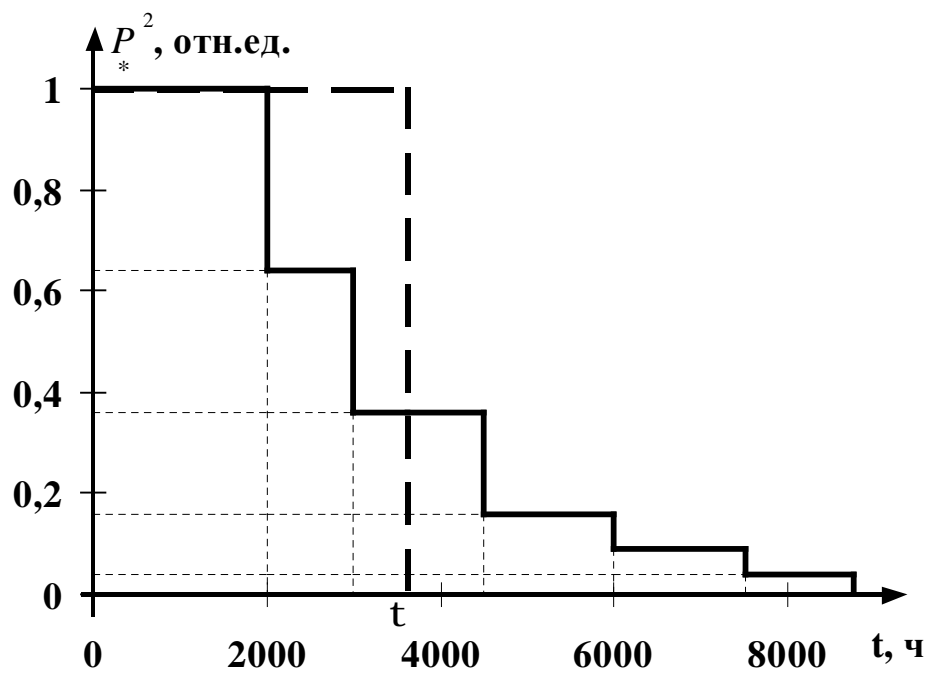
Увеличение потерь мощности в трехпроводной линии происходит в N^2 раз, а в четырехпроводной линии:

$$N^2 \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_H}{R_\Phi} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_H}{R_\Phi},$$

$$N^2 = \frac{1}{3} \cdot \left[\left(\frac{I_A}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_B}{I_{cp}} \right)^2 + \left(\frac{I_C}{I_{cp}} \right)^2 \right].$$



а)



б)

Потери активной мощности для i -ой ступени графика определяются выражением:

$$\Delta P_{\sim i} = \frac{P_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\cos \varphi)^2} \cdot R. \quad (1.1)$$

Потери электроэнергии для i -ой ступени графика (за время Δt_i):

$$\Delta \mathcal{E}_{\sim i} = \Delta P_{\sim i} \cdot \Delta t_i. \quad (1.2)$$

а за весь год с учетом (1.1):

$$\Delta \mathcal{E}_{\sim} = \sum_i \Delta P_{\sim i} \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\cos \varphi)^2} \cdot \sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i. \quad (1.3)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\sim} = \frac{R}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\cos \varphi)^2} \cdot \sum_i P_i^2 \cdot \frac{P_{\text{НБ}}^2}{P_{\text{НБ}}^2} \cdot \Delta t_i = \frac{P_{\text{НБ}}^2 \cdot R}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\cos \varphi)^2} \cdot \sum_i P_{i*}^2 \cdot \Delta t_i. \quad (1.4)$$

Величина $\frac{P_{\text{НБ}}^2 \cdot R}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\cos \varphi)^2} = DP_{\text{НБ}}$. Величина $\sum_i P_{i*}^2 \cdot \Delta t_i = t$.

$$\tau = \sum_i P_{i*}^2 \cdot \Delta t_i = \frac{\sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{НБ}}^2}. \quad (1.5)$$

Таким образом, выражение (1.3) может быть записано в виде:

$$\Delta \mathcal{E}_{\sim} = \Delta P_{\text{НБ}} \cdot \tau. \quad (1.6)$$

Величина t приближенно определяется по эмпирическим формулам:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{НБ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (1.7)$$

$$\tau = 2 \cdot T_{\text{НБ}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{НБ}}}{1 + \frac{T_{\text{НБ}}}{8760} - \frac{2 \cdot P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}} \right)^2. \quad (1.8)$$

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\sum_i P_i \cdot \Delta t_i}{P_{\text{НБ}}} = \sum_i P_i \cdot \Delta t_i =$$

$$= 1,0 \cdot 2000 + 0,8 \cdot 1000 + 0,6 \cdot 1500 + 0,4 \cdot 1500 + 0,3 \cdot 1500 + 0,2 \cdot 1260 = 5002$$

$$k_3 = \frac{W}{P_{\text{НБ}} \cdot T_{\Gamma}} = \frac{P_{\text{НБ}} \cdot T_{\text{НБ}}}{P_{\text{НБ}} \cdot T_{\Gamma}} = \frac{5002}{8760} = 0,571$$

$$k_3 = \frac{W}{P_{\text{НБ}} \cdot T_{\Gamma}} = \frac{P_{\text{ср}} \cdot T_{\Gamma}}{P_{\text{НБ}} \cdot T_{\Gamma}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{НБ}}} \quad P_{\text{ср}} = k_3 \cdot P_{\text{НБ}} = 0,571 \text{ отн.ед}$$

$$k_{\Phi}^2 = \frac{\sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\Gamma}} = \frac{\sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i}{k_3^2 \cdot T_{\Gamma}} =$$

$$= \frac{1,0 \cdot 2000 + 0,64 \cdot 1000 + 0,36 \cdot 1500 + 0,16 \cdot 1500 + 0,09 \cdot 1500 + 0,04 \cdot 1260}{0,571^2 \cdot 8760} = 1,262$$

$$k_3^2 \cdot k_{\Phi}^2 = \tau$$

$$\tau_1 = \frac{\sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{\text{НБ}}^2} = \sum_i P_i^2 \cdot \Delta t_i =$$

$$= 1,0 \cdot 2000 + 0,64 \cdot 1000 + 0,36 \cdot 1500 + 0,16 \cdot 1500 + 0,09 \cdot 1500 + 0,04 \cdot 1260 = 3605$$

$$\tau_2 = \left(0,124 + \frac{T_{\text{НБ}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{5002}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3413.$$

Погрешность 5,33 %

$$\tau_3 = 2 \cdot T_{\text{НБ}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{НБ}}}{1 + \frac{T_{\text{НБ}}}{8760} - \frac{2 \cdot P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}} \right)^2 =$$

$$= 2 \cdot 5002 - 8760 + \frac{8760 - 5002}{1 + \frac{5002}{8760} - 2 \cdot 0,2} \cdot (1 - 0,2)^2 = 3298$$

Погрешность 8,5 %

$$\tau_4 = \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3} \cdot T_{\Gamma} = \frac{0,571 + 2 \cdot 0,571^2}{3} \cdot 8760 = 3571$$

Погрешность 0,94 %

СТРУКТУРА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- 1) обоснованный выбор основного электрооборудования (сечений линий, мощностей трансформаторов) с точки зрения координации уровня потерь электроэнергии при проектировании электрических сетей;**
- 2) мероприятия по снижению удельных расходов топлива на электрических станциях;**
- 3) оптимизация загрузки электростанций энергосистем по активной и реактивной мощности;**
- 4) оптимизация режимов энергосистем по активной мощности;**
- 5) осуществление экономически целесообразных режимов электрических сетей;**
- 6) внедрение энергосберегающих технологий на промышленном производстве, транспорте, в коммунально-бытовом хозяйстве и жилом секторе;**
- 7) мероприятия по снижению расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций;**
- 8) мероприятия по совершенствованию систем контроля и учета электроэнергии и расчета за нее с потребителями.**

ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КООРДИНАЦИИ УРОВНЯ ПОТЕРЬ

1. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

- $U_{\text{ном}} \textcircled{R} - K_{\text{сеть}}$
- $U_{\text{ном}} \textcircled{R} - \Delta W$

2. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ

- $F_{\text{ЛЭП}} \textcircled{R} - K_{\text{сеть}}$
- $F_{\text{ЛЭП}} \textcircled{R} - \Delta W$

Таким образом, в качестве конкурирующих выступают два фактора:
экономия затрат на компенсацию потерь;
увеличение капиталовложений.

На основе компромисса определяются экономические параметры.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ ПО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОТНОСТИ ТОКА

$$F_{\text{расч}} = I_{\text{расч}} / j_{\text{ЭК}}$$

Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использова- ния максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5 / 2,0	2,1 / 1,7	1,8 / 1,4
алюминиевые	1,3 / 1,0	1,1 / 0,9	1,0 / 0,8
Кабели с бумажной, резиновой и поли- винилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0 / 2,4	2,5 / 2,0	2,0 / 1,6
алюминиевыми	1,6 / 1,3	1,4 / 1,1	1,2 / 1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5 / 2,8	3,1 / 2,5	2,7 / 2,2
алюминиевыми	1,9 / 1,5	1,7 / 1,4	1,6 / 1,3

Примечание. В числителе приведено значение $j_{\text{ЭК}}$ взятое из ПУЭ (уровень 1984 года); в знаменателе – из справочника по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ

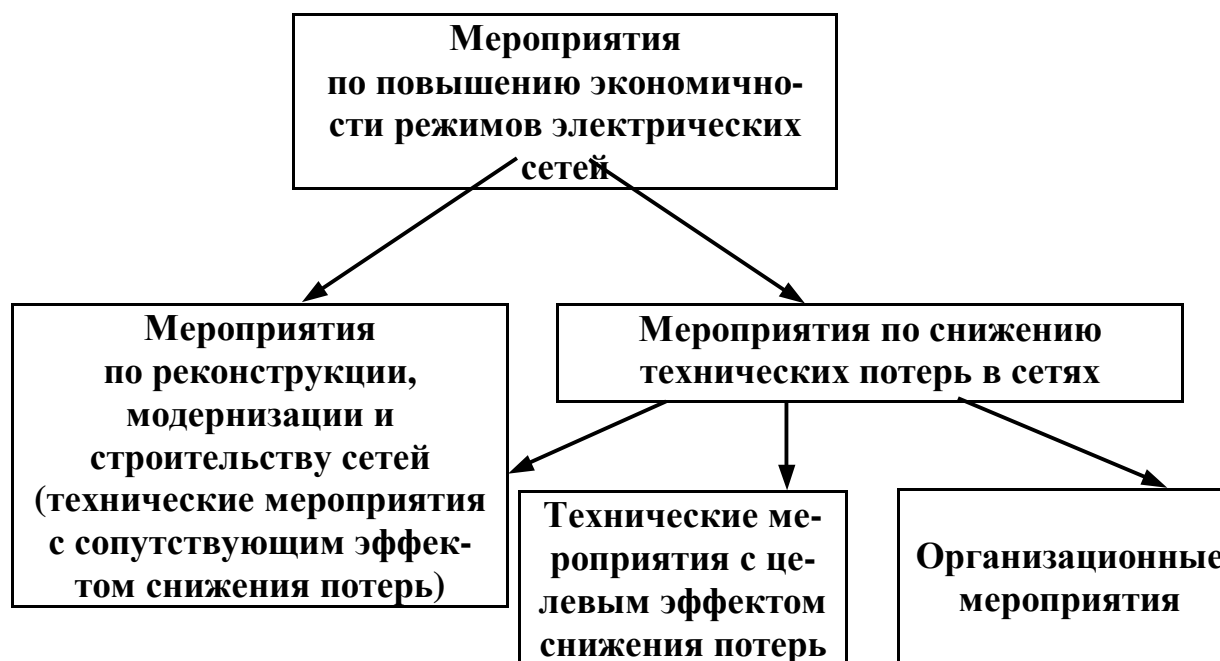
1) *организационные* – практически не требуют дополнительных денежных средств для внедрения;

2) *технические* – требуют дополнительных капитальных вложений и подразделяются на две подгруппы:

а) *с целевым эффектом* снижения потерь – внедряются специально для снижения потерь;

б) *с сопутствующим эффектом* снижения потерь – внедряются, как правило, с целью развития электрических сетей;

3) *по совершенствованию учета электроэнергии.*



К *организационным мероприятиям* относятся: оптимизация режимов работы электрических сетей по напряжению и реактивной мощности, оптимизация рабочих схем сетей и совершенствование уровня технического обслуживания электрических сетей.

К *техническим мероприятиям с целевым эффектом* снижения потерь относятся мероприятия, связанные с установкой дополнительного оборудования с целью сокращения потерь. К ним можно отнести: компенсацию реактивной мощности, регулирование потоков мощностей в замкнутых сетях с помощью установки устройств продольной компенсации и регулировочных трансформаторов.

К *техническим мероприятиям с сопутствующим эффектом* снижения потерь относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей, обеспечивающие снижение потерь.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) в течение расчетного срока T_p :

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{(D_t - Z_{dt})}{(1+E)^t},$$

где: ЧД_t – чистый доход в год t , D_t – доход (прибыль) в год t , Z_{dt} – дисконтированные затраты в год t .

Интегральный срок окупаемости:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{ок}} \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{T_{ок}} \frac{(D_t - Z_{dt})}{(1+E)^t} = 0,$$

где $T_{ок}$ – последний год периода, после которого величина ЧДД приобретает положительное значение – искомая величина.

Внедрение мероприятия:

капиталовложения в новое оборудование в нулевой год: K_0 , млн. руб.;
эксплуатационные издержки оборудования $I'_{обсл.} = (a_{к.р.} + a_{обсл.})K_0$, млн. руб.;
сокращение потерь электроэнергии на величину $d\mathcal{E}$, МВт·ч;
уменьшение издержек на возмещение потерь электроэнергии $d\mathcal{E}c_{\mathcal{E}}$, млн. руб.

Тогда показатель ЧДД и интегрального срока окупаемости будет иметь следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{(\delta\mathcal{E} \cdot c_{\mathcal{E}} - I'_{обсл.})}{(1+E)^t} - K_0,$$

$$\sum_{t=0}^{T_{ок}} \frac{(\delta\mathcal{E} \cdot c_{\mathcal{E}} - I'_{обсл.})}{(1+E)^t} - K_0 = 0.$$

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

- 1. Оптимизация уровня рабочего напряжения сети;**
- 2. Определение оптимальных режимов потребления реактивной мощности;**
- 3. Оптимизация режимов работы трансформаторов на двух и более трансформаторных подстанциях;**
- 4. Выравнивание загрузки фаз линий сети.**

СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ

- 1. Снижение неоднородности параметров сети возможно только в кольцевых сетях одного номинального напряжения:**
 - за счет изменения сечений проводов;
 - за счет применением устройств продольной компенсации;
- 2. Компенсация уравнивающих мощностей (токов):**
 - за счет размыканием пути протекания уравнивающих токов, т.е. размыканием сети
 - за счет созданием тока, компенсирующего уравнивающий ток, что соответствует регулированию потоков мощности в замкнутом контуре.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

- 1. Замена существующих проводов линий и трансформаторов подстанций;**
- 2. Строительство новых линий и трансформаторных подстанций;**
- 3. Увеличение номинального напряжения сети.**

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ

Задача данного мероприятия состоит в снижении времени производства ремонтов и профилактических работ за счет:

- 1) совмещение работ на последовательно включенных элементах,**
- 2) составление оптимального технологического графика проведения работ и его осуществление,**
- 3) выполнение по фазных работ,**
- 4) выполнение работ под напряжением и др.**

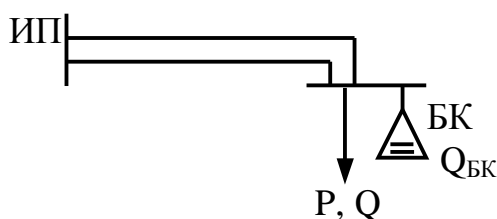
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей:

во-первых, компенсация реактивной мощности необходима по условию баланса реактивной мощности в электроэнергетической системе;

во-вторых, компенсирующие устройства (КУ) применяются для регулирования напряжения в электрических сетях;

и, наконец, в-третьих, установка компенсирующих устройств, сверх необходимых по условиям баланса реактивной мощности и регулирования напряжения, применяется для снижения потерь электрической энергии в сети.



$$\Delta P_{\sim} = \frac{P^2 - (Q - Q_{КУ})^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R.$$

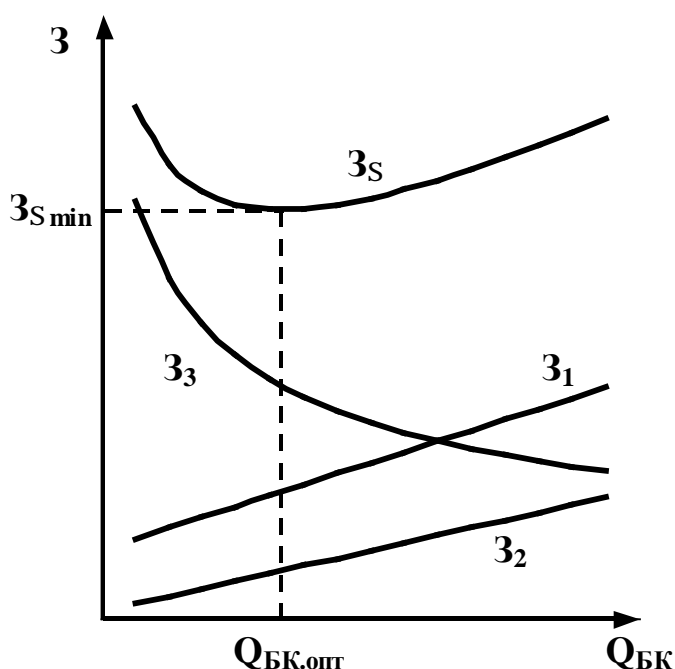
$$Z_S = Z_1 + Z_2 + Z_3.$$

Z_S – суммарные дисконтированные затраты:

Z_1 – на установку БК;

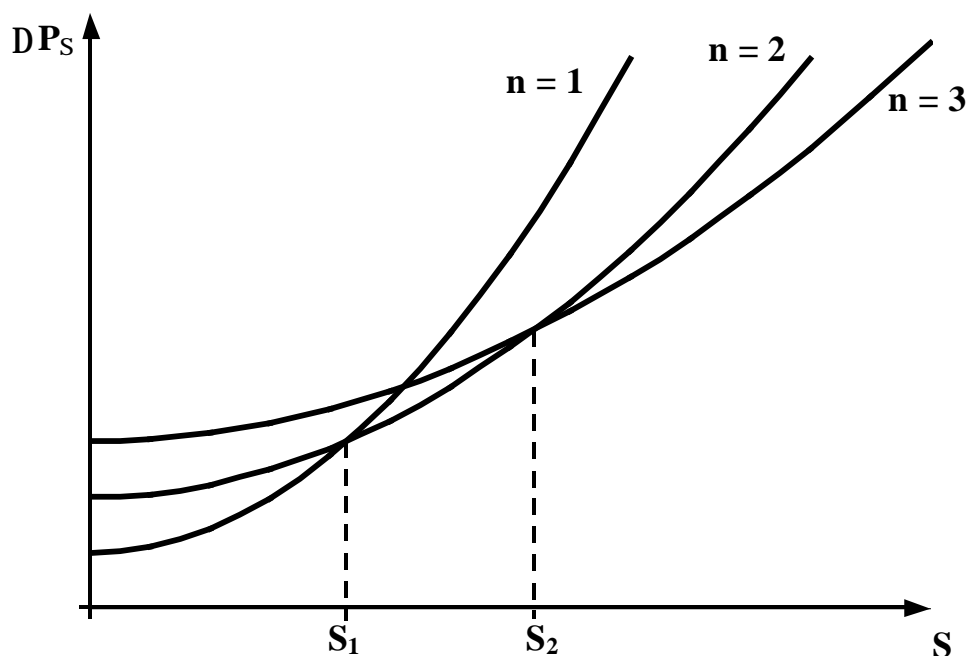
Z_2 – на компенсацию потерь электроэнергии в БК;

Z_3 – на возмещение потерь электроэнергии в сети;



ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

$$\Delta P_{\Sigma} = 2 \cdot \left(\frac{(S/2)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{T}} \right) = \frac{1}{2} \cdot \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{T}} = \frac{S^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{2},$$



Потери при работе n трансформаторов

$$\Delta P_{\Sigma} = n \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \frac{\Delta P_k \cdot S^2}{S_{\text{НОМ}}^2},$$

Потери при работе $n-1$ трансформаторов

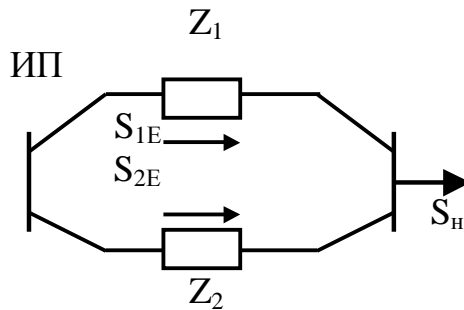
$$\Delta P_{\Sigma} = (n-1) \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n-1} \cdot \frac{\Delta P_k \cdot S^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

Из выражений находим искомую мощность нагрузки

$$S = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_x}{\Delta P_k}}.$$

Введем понятие *естественного* и *экономического* распределения мощностей.

Естественное распределение мощностей в замкнутой сети



$$S_{1E} = S_H \cdot \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2},$$

$$S_{2E} = S_H \cdot \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2}.$$

Экономическое распределение мощностей – соответствует минимуму потерь активной мощности в схеме.

Потери активной мощности в схеме

$$\Delta P = \frac{(S_1)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_1 + \frac{(S_2)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_2 = \frac{(P_1)^2 + (Q_1)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_1 + \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_2. \quad (3.2)$$

Выразим P_2 и Q_2 через мощности P_1 и Q_1 и нагрузку P_H и Q_H :

$$\Delta P = \frac{(P_1)^2 + (Q_1)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_1 + \frac{(P_H - P_1)^2 + (Q_H - Q_1)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_2. \quad (3.3)$$

Для нахождения экономического распределения мощностей P_1 и Q_1 возьмем частные производные от ΔP по P_1 и Q_1 и приравняем их нулю:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} = \frac{2 \cdot P_1}{U_{НОМ}^2} \cdot R_1 + \frac{2 \cdot (P_H - P_1)}{U_{НОМ}^2} \cdot R_2 = 0. \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1} = \frac{2 \cdot Q_1}{U_{НОМ}^2} \cdot R_1 + \frac{2 \cdot (Q_H - Q_1)}{U_{НОМ}^2} \cdot R_2 = 0. \quad (3.5)$$

Решая эти уравнения относительно P_1 и Q_1 , найдем экономическое распределение:

$$P_{1Э} = P_H \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2}, \quad Q_{1Э} = Q_H \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2}. \quad (3.6)$$

Полученные уравнения показывают, что минимуму потерь активной мощности соответствует распределение мощностей пропорционально только активным сопротивлениям сети.

Естественное распределение мощностей соответствует экономическому распределению мощностей либо в однородных сетях, либо в искусственно настроенных сетях.

$$S_{1E} = S_H \cdot \frac{R_2 - j \cdot X_2}{R_1 - j \cdot X_1 + R_2 - j \cdot X_2} = S_H \cdot \frac{R_2 \cdot \left(1 - j \cdot \frac{X_2}{R_2}\right)}{R_1 \cdot \left(1 - j \cdot \frac{X_1}{R_1}\right) + R_2 \cdot \left(1 - j \cdot \frac{X_2}{R_2}\right)}$$

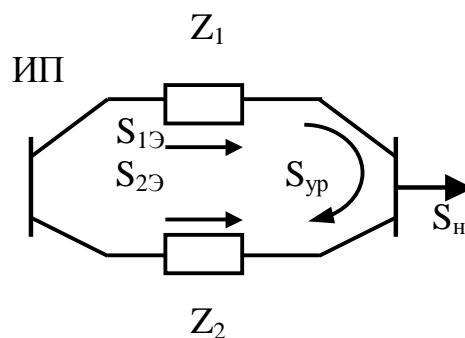
Если соотношение $X_i / R_i = const$, то, упростив выражение, получим:

$$S_{1E} = S_H \cdot \frac{R_2}{R_1 + R_2} = S_{1Э}$$

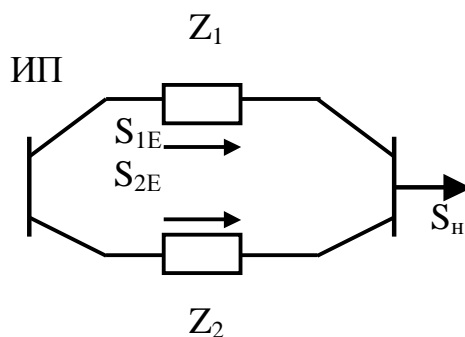
Отношение X / R различных элементов сети

номинальное напряжение, кВ	элемент сети	
	линия	трансформатор
0,38	0,072-0,36	-
10	0,19-0,58	-
35	1,02-2,0	6-12
110	1,05-3,4	12-28
220	3,7-7	28-37

$$S_{1E} = S_{1Э} + S_{yp}, \quad S_{2E} = S_{2Э} - S_{yp}$$



СНИЖЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ



Примем, что линия 1 имеет большее сечение, чем линия 2.

$$\frac{X_1}{R_1} > \frac{X_2}{R_2}.$$

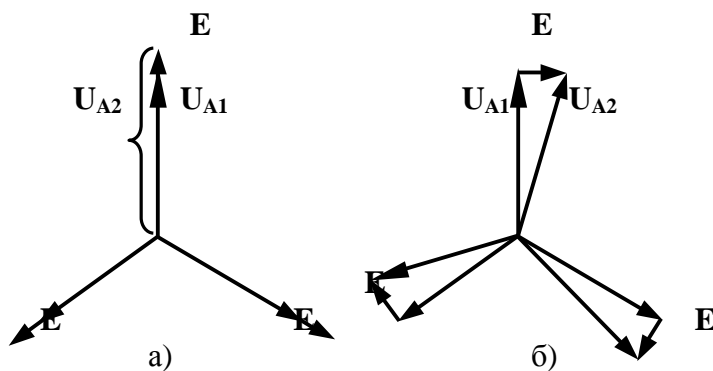
$$\frac{X_1 - X_{БК}}{R_1} = \frac{X_2}{R_2},$$

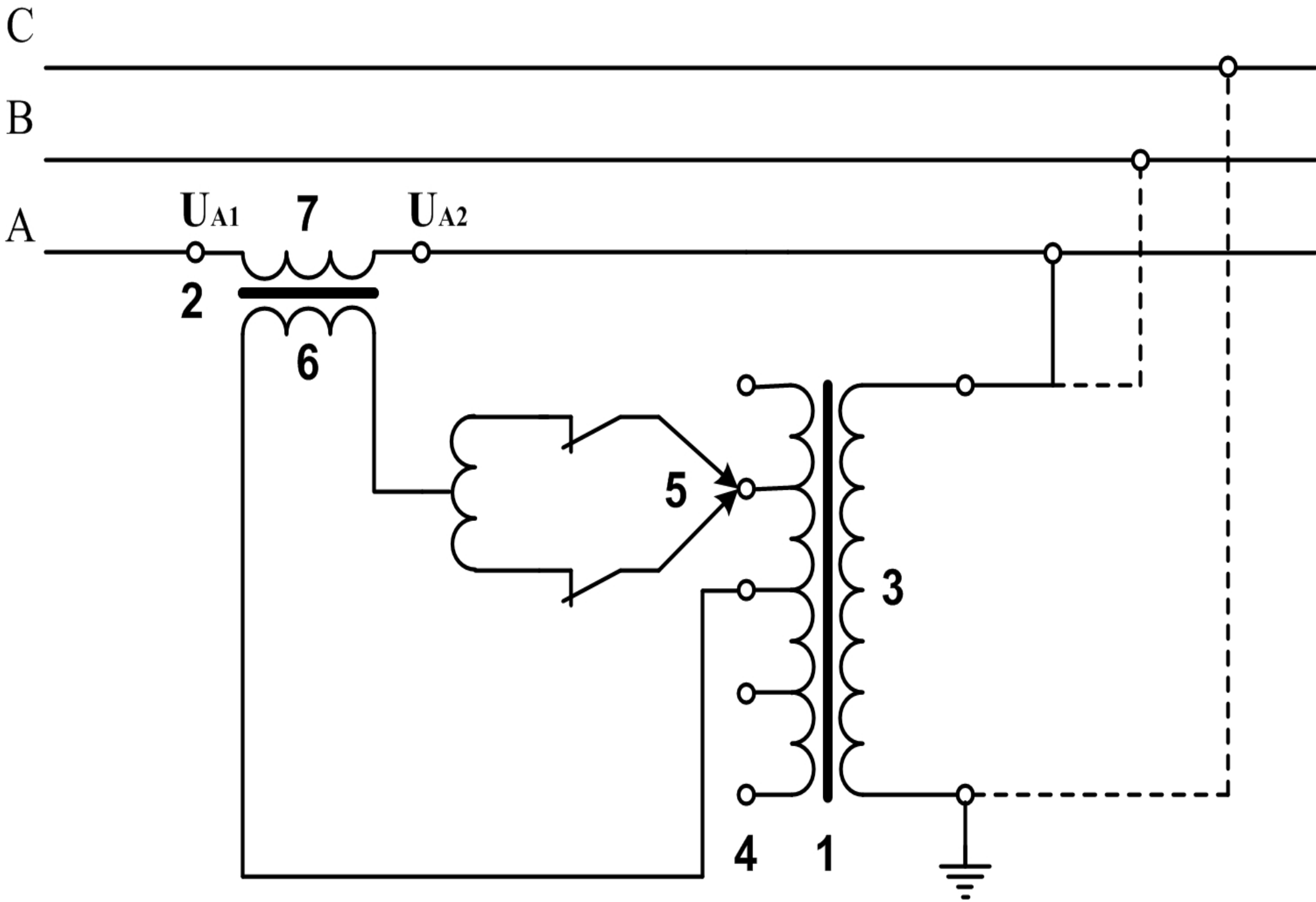
$$X_{БК} = X_1 - X_2 \cdot \frac{R_1}{R_2}.$$

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТЕЙ В ЗАМКНУТЫХ СЕТЯХ

$$e_{yp} = I_{yp} \cdot Z_{\Sigma} = \frac{S_{yp}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \cdot Z_{\Sigma},$$

$$e_{yp} = e'_{yp} \pm j \cdot e''_{yp}.$$





Виды эффективности

эффективность проек-
та в целом

эффективность уча-
стия в проекте

в зависимости от интересов участников

коммерческая (финансовая)
эффективность проекта

экономическая эф-
фективность проекта

Непосредственным объектом экономического и фи-
нансового анализа являются потоки платежей, ха-
рактеризующие процессы инвестирования и полу-
чения доходов

Денежные потоки могут выражаться в:

- 1) базисных (текущих) ценах – цены, сложившиеся на определенный момент.
- 2) прогнозных ценах – цены, ожидаемые в будущем с учетом инфляции.
- 3) расчетных (дефлированных) ценах – прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на индекс общего изменения цен.

Дисконтированные денежных потоков - приве-
дение их разновременных значений к их ценности
на определенный момент времени, которой называ-
ется моментом приведения.

$$D_{dt} = \frac{D_t}{(1 + E)^t}$$

**ПРАКТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ
экономической и коммерческой
эффективности инвестиционного проекта**

Чистый доход

Чистый дисконтированный доход

Внутренняя норма доходности

Срок окупаемости

Срок окупаемости с учетом дисконтирования

Индекс доходности

Дисконтированные затраты

ДИСКОНТИРОВАННЫЕ ЗАТРАТЫ

$$Z_D = \sum_{t=0}^{T_p} (K_{coop\ t} + I_t - K_{ликв\ t}) \times (1 + E)^{-t},$$

где $K_{coop\ t}$, I_t – капиталовложения на сооружение объекта и суммарные издержки его эксплуатации без отчислений на реновацию в год t ; $K_{ликв\ t}$ – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта на момент окончания расчетного периода (то есть $t = T_p$); E – норматив дисконтирования (приведения разновременных затрат).

Суммарные издержки на ежегодную эксплуатацию объекта I_t складываются из отчислений на ремонт и обслуживание (без отчислений на реновацию) $I_{обсл.t}$ и издержек на возмещение потерь энергии $I_{ном.t}$.

В свою очередь

$$I_{обсл.t} = (a_{к.р.} + a_{обсл.}) K_{coop.t},$$

где $a_{к.р.}$, $a_{обсл.}$ – нормы отчислений от капиталовложений соответственно на капитальный ремонт и обслуживание.

$$I_{ном.t} = z_{э.т} \Delta \mathcal{E}_t,$$

где $z_{э.т}$ – стоимость потерь электроэнергии в год t .

Ликвидационная стоимость определяется как:

$$K_{ликв.t} = K_{coop.t} (1 - a_{рен} T_c)$$

где $a_{рен.}$ – норма отчислений от капиталовложений на реновацию; T_c – время эксплуатации объекта до окончания расчетного периода.

ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД

$$\text{ЧДД} = \dot{a}_{t=0}^{T_p} \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E)^t}$$

где: ЧД_t - чистый доход в год t :

$$\text{ЧД}_t = O_{pt} - H_t - Z_{dt} = \Pi_{чt} + I_{амt} - K_t + K_{ликвт}$$

где: O_{pt} - стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объем реализованной продукции в год t без налогов); H_t - налог на прибыль; $I_{амt}$ - амортизационные отчисления на реновацию; $\Pi_{чt}$ - чистая прибыль:

$$\Pi_{чt} = O_{pt} - I_t - I_{амt} - H_t$$

ВНУТРЕННЯЯ НОРМА ДОХОДНОСТИ

$$\dot{a}_{t=0}^{T_p} \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E_{ВН})^t} = 0$$
$$E_{ВН} \textcircled{R} \max$$

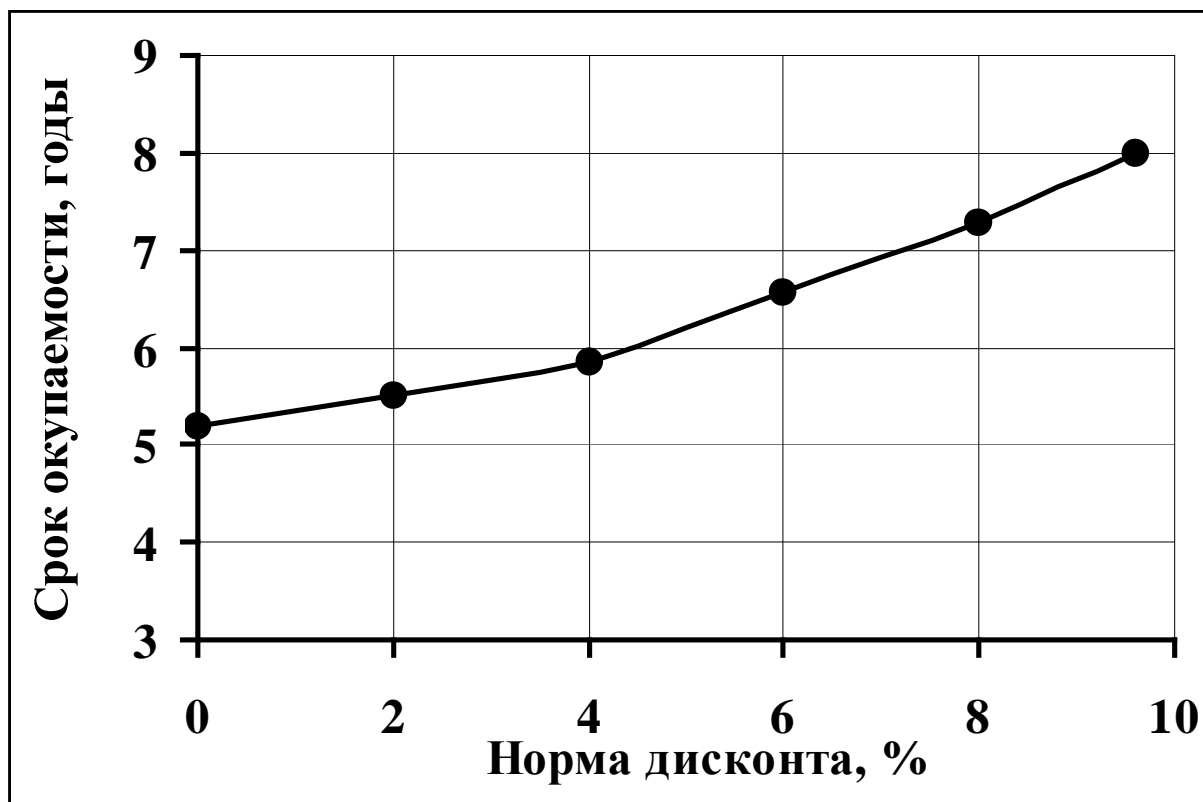
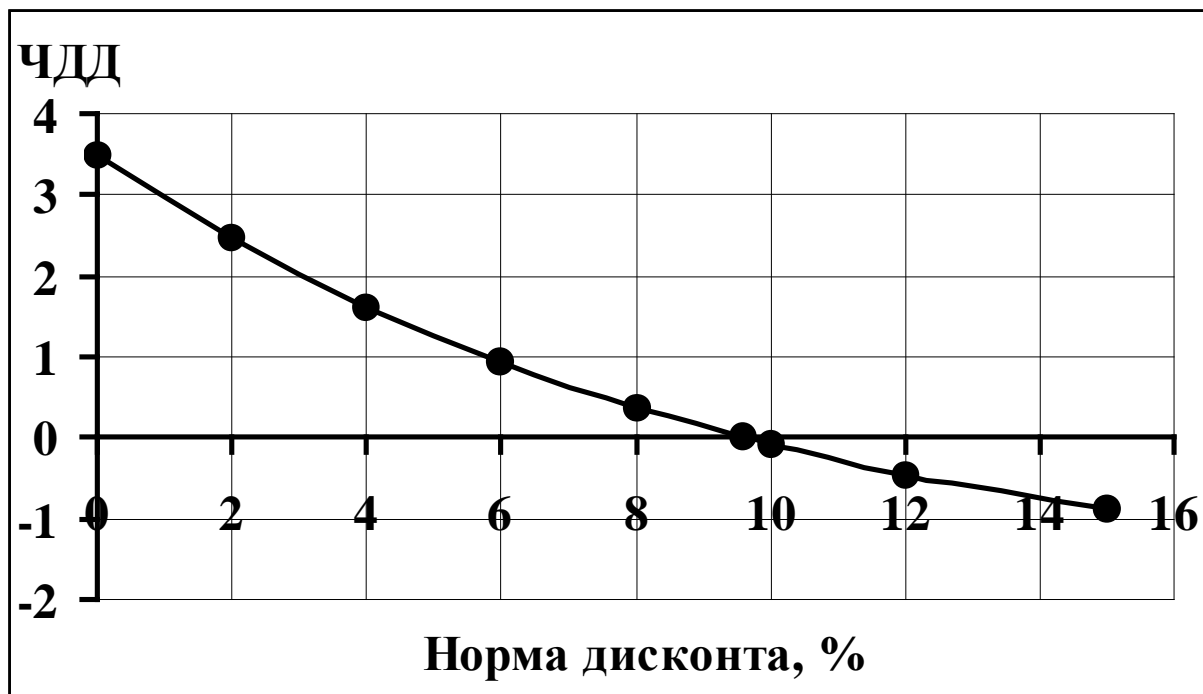
СРОК ОКУПАЕМОСТИ

$$\dot{a}_{t=0}^{T_{OK}} K_t = \dot{a}_{t=0}^{T_{OK}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \dot{a}_{t=0}^{T_{OK}} (\Pi_{чt} + I_{амt})$$
$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi_{чt} + I_{амt}}$$

СРОК ОКУПАЕМОСТИ ДИСКОНТИРОВАННЫХ ЗАТРАТ

$$\text{ЧДД} = \dot{a}_{t=0}^{T_{OK}} \frac{\text{ЧД}_t}{(1+E)^t} = 0$$

Годы	Строительство			Производство								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
ЧД (Поток платежей)	-1,5	-1,5	-2,0	0,375	0,625	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Интегральный ЧД	-1,5	-3	-5	-4,63	-4	-2,75	-1,5	-0,25	1	2,25	3,5	
ЧДД	-1,50	-1,36	-1,65	0,28	0,43	0,78	0,71	0,64	0,58	0,53	0,48	
Интегральный ЧДД	-1,50	-2,86	-4,52	-4,23	-3,81	-3,03	-2,33	-1,68	-1,10	-0,57	-0,09	



Пример. По двухцепной линии марки АС 95/16 длиной 50 км питается нагрузка 50 + j30 МВА со временем наибольших потерь 3400 ч/год. Определить эффективность установки 10 батарей конденсаторов мощность 1,2 Мвар каждая и замены существующего провода АС 95/16 на АС 240/32.

Расчеты ведем в ценах 2004 года. В справочных материалах используются цены 1991 года. Для перехода от цен 1991 года к ценам 2004 года используется коэффициент удорожания (дефляции). Коэффициент удорожания по состоянию на 2004 год относительно цен 1991 г по данным Департамента инвестиций ОАО "ФСК ЕЭС" равен 36,38.

При сравнении эффективности предложенных вариантов по сравнению с существующим вариантом будем учитывать только затраты на различающиеся элементы (затраты на батареи конденсаторов, затраты на подвеску новых проводов и затраты на возмещение потерь электроэнергии).

Вариант установки батарей конденсаторов.

$$K = K_{уд} \cdot N_{БК} \cdot 36,38 = 15 \cdot 10 \cdot 36,38 = 5457 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{обсл.t} = (a_{к.р.} + a_{обсл.}) \cdot K_{сооп.t} = (0,029 + 0,03) \cdot 5457 = 322 \text{ тыс. руб./год,}$$

$$\Delta P = \frac{(P_H)^2 + (Q_H - Q_{БК})^2}{U^2} \times R_{л} =$$

$$= \frac{(50)^2 + (30 - 12)^2}{110^2} \times \frac{0,306 \times 50}{2} = 1,79 \text{ МВт}$$

$$\Delta \mathcal{E}_t = \Delta P \cdot \tau = \Delta P \cdot \tau = 1,79 \cdot 3400 = 6070 \text{ МВт}\cdot\text{ч/год,}$$

$$I_{пот.t} = z_{э.t} \Delta \mathcal{E}_t = 1,20 \cdot 6070 = 7285 \text{ тыс. руб./год.}$$