



*“Энергоэффективности на
региональном уровне в Архангельской,
Астраханской и Калининградской
областях”*

ЗАО “Научно-исследовательский институт энергетики”

Генеральный директор

к.т.н., доцент Левон Егиазарян

Цели проекта и основные направления деятельности для их достижения

Цели проекта:

- определение режимов работы электросетей и расчет потерь,
- определение возможности и потенциала электросбережения,
- разработка мероприятий освоения потенциала.

Пути достижения целей

1. анализ исходной информации,
2. математическое моделирование, расчет потокораспределения и потерь электроэнергии в электросетях,
3. анализ результатов расчетов,
4. выявление и расчет потенциала энергосбережения, составление баланса электроэнергии за расчетный период, разработка мероприятий по энергосбережению:

- 1) *инвестиционных,*
- 2) *организационных,*
- 3) *институциональных.*

Исходные данные (апрель 2007г.)

- Отпуск и перетоки электроэнергии.
- Потребление электроэнергии.
- Данные о трансформаторах и ЛЭП.
- Нагрузки ВЛ – 220кВ.
- Суточные графики нагрузки.

Методы решений

- математическое моделирование УР электросети,
- методы Гаусса-Зейделя, Ньютона и параметрические методы,
- поэлементный расчет потерь,
- методы покоординатного спуска.

Основные данные сетей 6(10)/0,38 кВ

1)	Количество трансформаторных подстанций 6(10)/0,4кВ	6(10)/0,4 кВ	шт.	1080
2)	Количество распределительных пунктов	6(10) кВ	шт.	25
3)	Количество трансформаторов напряжениями	110/35/6(10) кВ 6(10) кВ	шт. шт.	24 1433
4)	Суммарная установленная мощность трансформ-ов	6(10)/0,4 кВ,	МВА	488.9
5)	Суммарная длина ЛЭП в том числе кабельных	6(10) кВ	км км	829 434
6)	Суммарная длина ЛЭП	0.38/0.22 кВ	км	927.8
	в том числе – однофазных участков		км	218.7
	двухфазных участков		км	73.5
	трехфазных участков		км	635.6
7)	Количество участков ЛЭП	0.38/0.22 кВ	ед.	20164
8)	Количество узлов 6(10) кВ		шт.	2907
9)	Количество узлов 0.38/0.22 кВ		шт.	21597
10)	Количество абонентских узлов		шт.	57528

Список питающих подстанций 110/35/10/6 кВ электросетей г.Астрахани

Таблица N1

N	Наименование питающей подстанции	Кол-во тр-ов, штук	Ун, кВ	Уст. мощ. тр-ов кВА	Район
1	2	3	4	5	6
1	ТРУСОВСКАЯ 35/6 кВ	1	35/6	12500	Трусовский
		1	35/6	20000	
2	СТРОЙИНДУСТРИЯ 110/10 кВ	2	110/10	16000	
3	РЕЗИНОВАЯ 110/10/6 кВ	2	110/10/6	40000	
4	ОКТЯБРЬСКАЯ 35/6 кВ	2	35/6	6300	
5	ОКРАСОЧНАЯ 110/6 кВ	2	110/6	10000	
6	ЛЕСНАЯ-НОВАЯ 110/35/6 кВ	1	110/35/6	40000	
7	ЛЕСНАЯ 110/35/6 кВ	2	110/35/6	15000	
8	ИНТЕРНАЦИОНАЛЬНАЯ 35/6 кВ	1	35/6	5600	
		1	35/6	4000	
...	
25	ИТОГО	46		525900	

Трансформаторный парк 6(10)/0,4 кВ электросетей г. Астрахани

Таблица N2

S, кВА	Количество, шт		Суммарное количество трансформаторов, шт	Суммарная установленная мощность, кВА
	в работе	в ремонте		
25	13	0	13	325
40	5	0	5	200
50	1	0	1	50
63	21	0	21	1323
100	72	0	72	7200
160	91	0	91	14560
180	35	0	35	6300
200	15	0	15	3000
250	325	0	325	81250
320	35	0	35	11200
400	549	0	549	219600
560	4	0	4	2240
630	197	0	197	124110
1000	19	0	19	19000
ВСЕГО	1382	61	1443	490358

Суммарная длина линий электропередач по напряжениям электросетей г.Астрахани

Таблица N3

N	Тип ЛЭП	Суммарная длина, км				
		0,38кВ	6кВ	10кВ	35кВ	Всего
1	Кабельная линия	217	374	60	1	652
2	Воздушная линия	711	308	87	112	1218
3	ЛЭП всего	928	682	147	113	1870

Суммарные электрические нагрузки по г. Астрахани

Таблица N5

N		НАГРУЗКА, МВт
1	Коммунально-бытовые потребители (порядка 180 000)	450
2	Промышленные потребители (порядка 400 абонентов)	200
3	Неучтенные нагрузки, собственные нужды подстанций, потери в сети	98
	Итого:	748
	С учетом совмещения максимумов нагрузок (K=0,8)	600

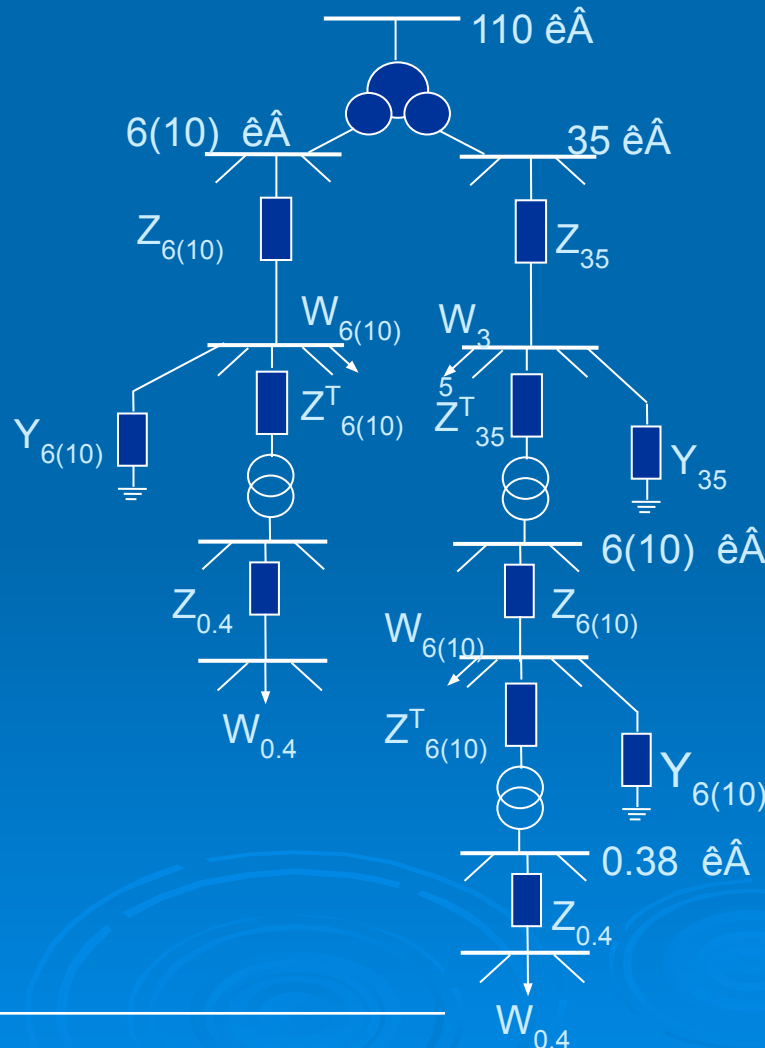
Мероприятия по энергосбережению

1. Оптимизация точек делений в электросетях напряжением 6(10) кВ.
2. Регулирование напряжения изменением Кт трансформаторов 6(10) - 35 кВ и компенсации Q.
3. Симметрирование нагрузки в электросетях 0,38/0,22 кВ.
4. Оптимизация состава включенных трансформаторов 6(10)/0.4 кВ.
5. Усиление головных участков ВЛ 0,38/0,22 кВ.
6. Строительство новых ТП 6(10)/0,4 кВ.

Использованные методики

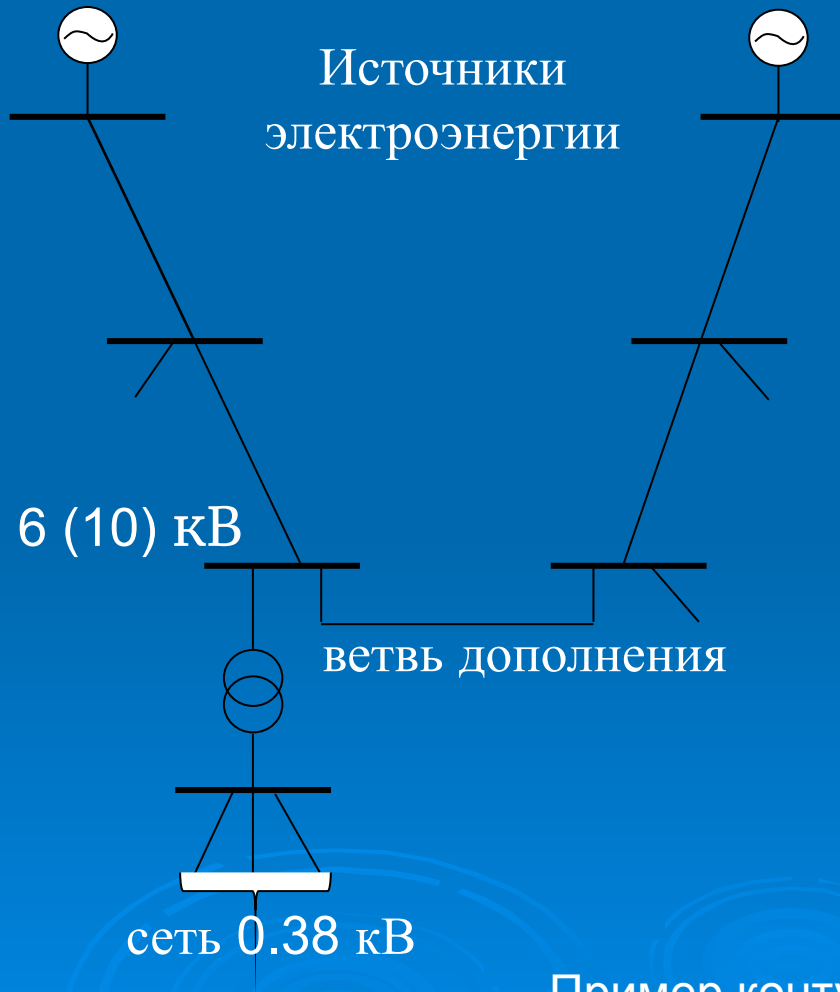
1. Математическая модель УР и схема замещения участка распределительной сети

$$YU + Y_B U_B = U^{-1} dS$$



Использованные методики

2. Оптимизация нормальных эксплуатационных схем сетей 6(10)кВ путем выбора точек делений сетей



Пример контура сети 6(10) кВ

Использованные методики

3. Симметрирование нагрузок в сетях 0,38/0,22 кВ

$$\Delta W = K(I_{\text{ср}}^2 R)T$$

$$K = K_1 K_2 K_3$$

- K – коэффициент неравномерности,
- $K_1 = k_{\text{ф}}^2$ – коэффициент, пропорциональный коэффициенту формы кривой графика нагрузки $k_{\text{ф}}$,
- K_2 – коэффициент, учитывающий осредненный уровень фазной несимметрии,
- K_3 – коэффициент, учитывающий изменение уровня фазной несимметрии во времени.

$$K^{(3)} = 1,585; \quad K^{(2)} = 3,221; \quad K^{(1)} = 7,69;$$

Использованные методики

4. Оптимизация режимов сетей 35-0,4 кВ регулированием ответвлениями трансформаторов и установкой конденсаторных батарей:

- оптимизация режима по критерию качества U и ΔW_{min}

5. Усиление головных участков воздушных сетей 0,38/0,22 кВ (срок окупаемости 3 года)

Затраты < Стоимость сэкономленной энергии

6. Разукрупнение п/ст путем ввода дополнительных ЛЭП, ТП и КТП:

- применяется при отклонениях напряжения ниже предела $0,95 U_n$*
- срок окупаемости – 5 лет*

База данных

Опросные листы:

- ▣ *кабельные ЛЭП 6(10), 35 кВ,*
- ▣ *воздушные ЛЭП 6(10), 35 кВ,*
- ▣ *кабельные ЛЭП 0,38/ 0,22 кВ,*
- ▣ *воздушные ЛЭП 0,38/ 0,22 кВ,*
- ▣ *ПС, РП 6(10), 35 кВ, 6(10)/0,4 кВ.*

Расчет УР и потерь электроэнергии

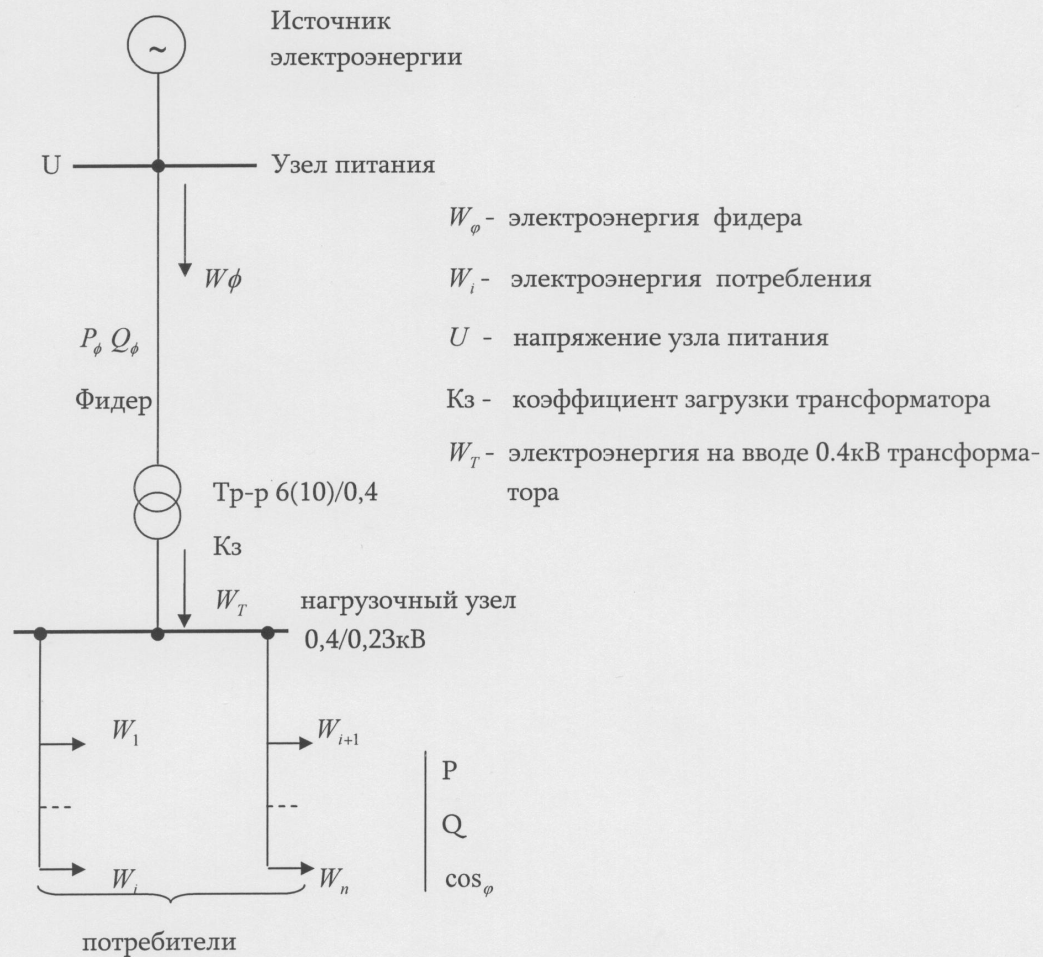


Рис.5. Пример схемы распределения электроэнергии

Исходные данные расчета потокораспределения

- Достоверными приняты потоки электроэнергии фидеров (W_{ϕ}), напряжения узлов питания.
- КТ трансформаторов, $W_{\text{потр}}$, $U_{\text{изм}}$, $I_{\text{изм}}$, $N_{\text{потр}}$ – весовые коэффициенты.

Пакет программ “Расчет и анализ потерь энергии в электросетях (РАПЭ)”

Основа алгоритмов:

- 1. Методика расчета технологических потерь в электросетях 35-6(10)-0,38кВ РА, которая корреспондируется с инструкциями ведомств РФ за 1987-2002гг.*
- 2. Удобный сервис в среде Delphi-5.*
- 3. Электросети – до сотен тысяч узлов(на компьютере Pentium-IV, Windows 2000/XP).*

Расчет и анализ потерь пакетом программ “РАПЭ”

1. *Формирование базы данных электросетей 35 – 6(10) – 0,38кВ.*
2. *Корректировка исходных режимных параметров.*
3. *Расчет УР и потерь энергии*

Выходная информация:

1. *технические потери энергии в трансформаторах*
2. *технические потери энергии в ЛЭП,*
3. *допустимый уровень метрологических потерь,*

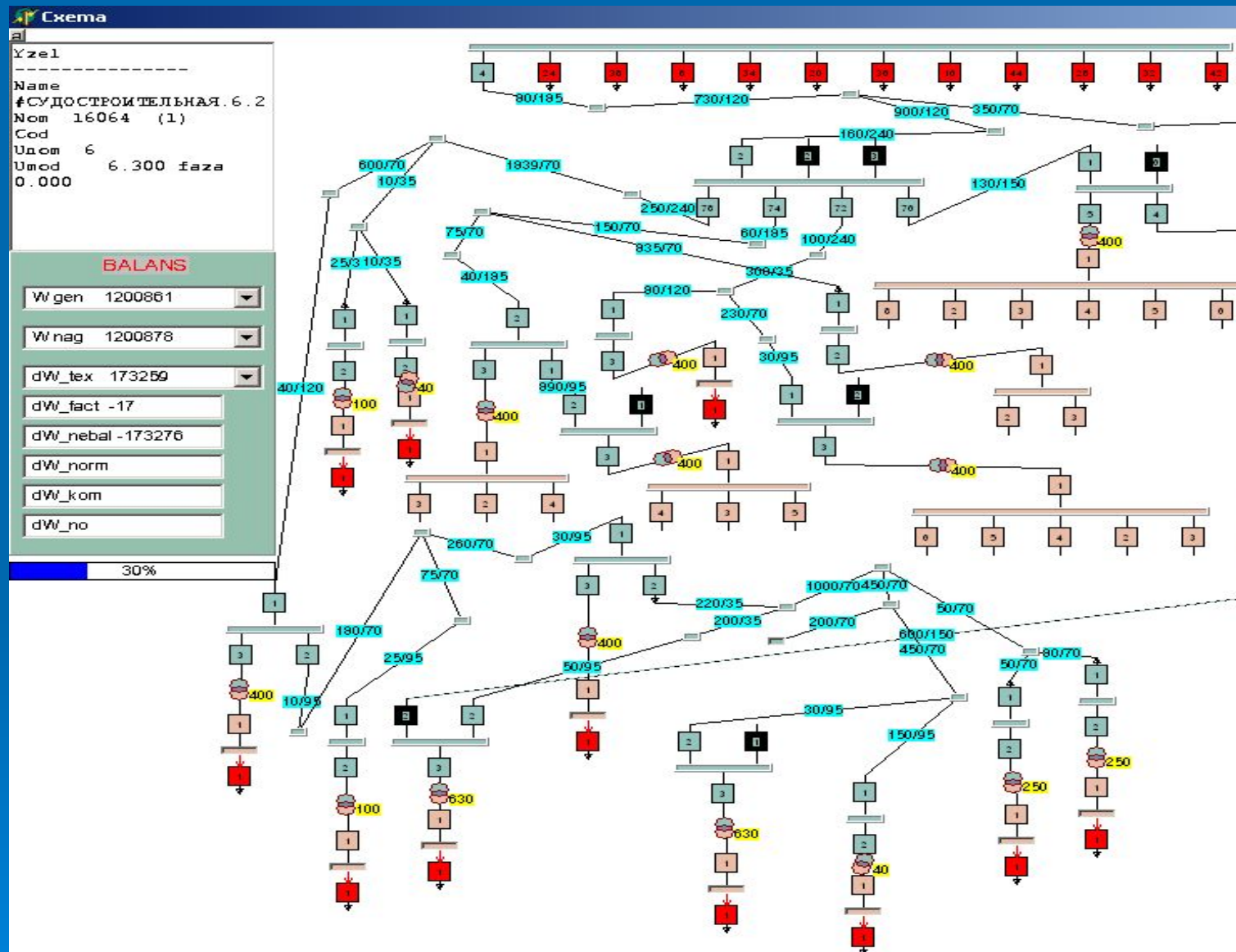
Расчет и анализ потерь пакетом программ “РАПЭ”

- 4. технические потери на любом сетевом участке,*
- 5. баланс энергии в целом и по отдельным сетевым участкам,*
- 6. список сетевых участков с максимальным отклонением от допустимого небаланса энергии,*
- 7. список ветвей линий, где $I > I_{\text{дл.доп}}$,*

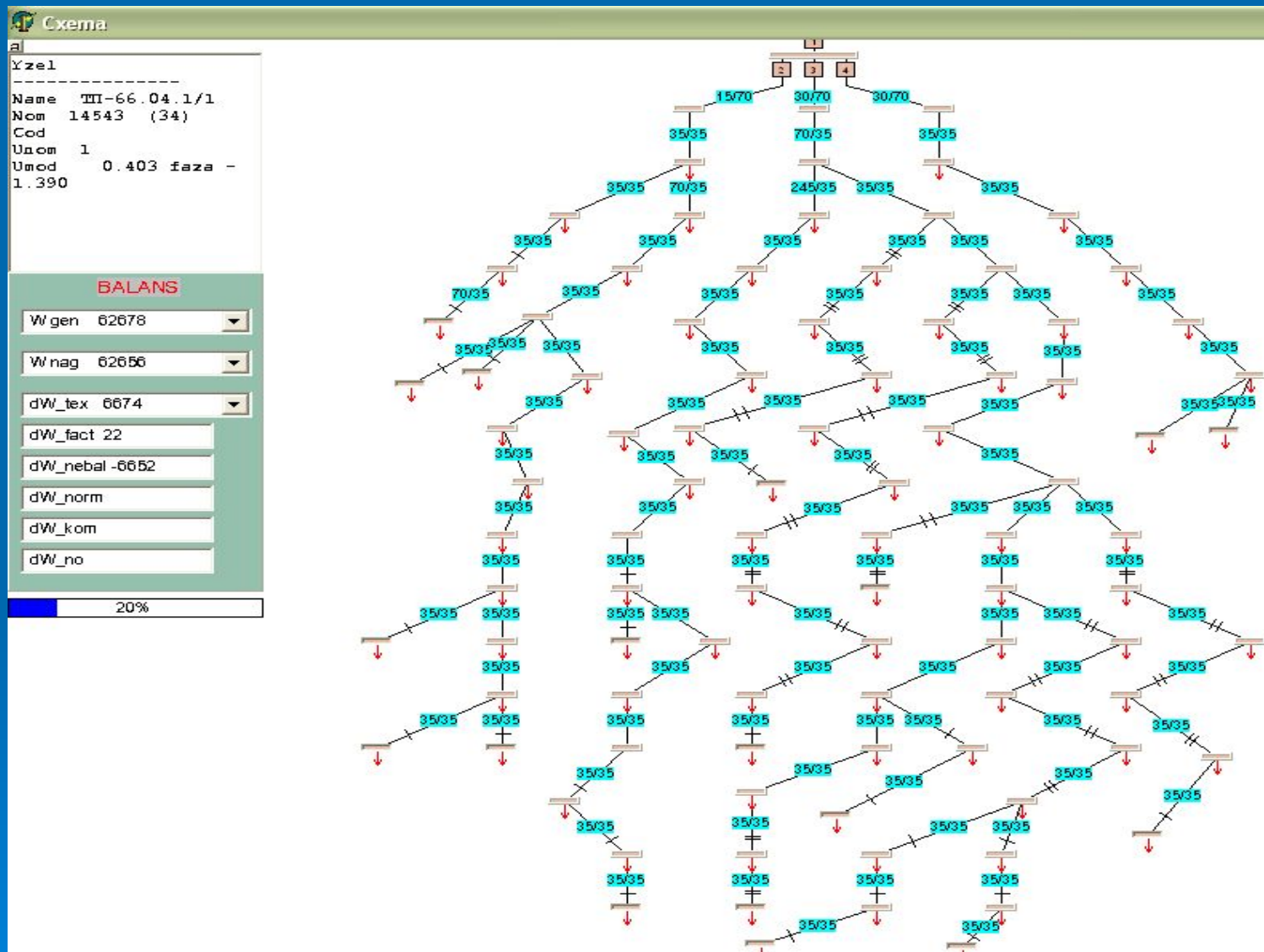
Расчет и анализ потерь пакетом программ “РАПЭ”

8. *список узлов, где $0,95U_n \leq U \leq 1,05U_n$,*
9. *список перегруженных трансформаторов,*
10. *список сетевых участков с максимумом технологических потерь,*

Пример схемы сетей 6(10) кВ базы данных



Пример схемы сетей 0,38/0,22 кВ базы данных



Технические потери в сетях и загруженность сетей по току

Район: ЛЕВЫЙ БЕРЕГ

Наименование подстанции: СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ

Номер фидера в топологической схеме: 87

Таблица N13

N	Наименование участка ЛЭП		Сопротивление участка		Ток участка, А		ΔP, кВт.ч	ΔP _{ХХ} кВт.ч
	Начало	конец	R, Ом	X, Ом	Макс. Расч.	Допустимый		
1	#СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ.6.2	[СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ-2-РП-7].О.1	0,013	0,006	369,27 *	340	1426	0
2	[СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ-2-РП-7].О.1	[СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ-2-РП-7].О.2	0,197	0,257	369,3	375	2104 8	0
...
43	ТП-441.04.1/1	[ТП-441-4-Я-ДОРОЖНАЯ].О.1	0,007	0,004	382,54 *	265	864	0
44	ТП-456.6.1	ТП-456.04.1/1	1,328	4,14	14,36	36,66	214	915

Данные режимов напряжений в сетях 6(10)-0,38/0,22 кВ за апрель 2007г. (по узлам топологической схемы)

Район: ЛЕВЫЙ БЕРЕГ

Наименование подстанции: СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ

Номер фидера в топологической схеме: 87

Таблица N14

N	Наименование участка ЛЭП	Ном. линейное напряжение, кВ	Расчет. линейное напряжение кВ
1	#СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ.6.2	6	6,3
2	[СУДОСТРОИТЕЛЬНАЯ-2-РП-7].О.1	6	6,3
...
44	[ТП-441-4-Я-ДОРОЖНАЯ].О.1	0,38	0,4
45	ТП-441.04.1/1	0,38	0,40*

Анализ результатов расчета потерь показывает:

1. Технологические потери в сетях 6(10)-0,38/0,22 кВ 9,04% от отпуска в сеть и 7,08% от отпуска в сеть плюс $W_{\text{пр.фид.}}$
2. Пределы технологических потерь в сетях 6(10)-0,38/0,22 кВ -8,34 ÷ 9,04 % от отпуска в сеть и 6,53 ÷ 7,08 % от отпуска в сеть плюс $W_{\text{пр.фид.}}$
3. Разброс технологических потерь 3,93÷15,38%.
4. Метрологические потери $\pm 0,35\%$ от отпуска.

Международная практика

Уровень потерь энергии	В целом по энергосистеме	По распредел. электросетям
<i>Удовлетворительный</i>	9 – 10 %	4 – 4,5 %
<i>Максимально допустимый</i>	15 – 16 %	10 %

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г.Астрахань

Исходные данные: годовое поступление энергии в сеть $W_{год}=1100$ млн.кВт.ч. из них чистый вход $W_{чв}=240$ млн. кВт.ч.

Расчетные технологические потери $\Delta WT=78$ млн. кВт.ч. или 7,08% от общего поступления, или 9,04% от чистого входа.

Таблица N32

N	Наименование мероприятия	Исходные данные	Описание мероприятия
1	2	3	4
1. Оптимизация режимов работы сетей 0,38 – 110 кВ.			
1.1	Оптимизация точек делений в сетях 6-(10)кВ	Нормальная схема сети с техническими ограничениями	Переключения ЛЭП-6-(10) кВ по оптимальной схеме
1.2	Регулирование напряжения изменением Кт трансформаторов 10, 6, 35кВ, компенсация Q.	Часовые графики производства электроэнергии, графики нагрузки, положения переключателя ответвлений обмоток трансформаторов	Изменение положения анцапф трансформаторов по рекомендуемому списку.

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г.Астрахань

Продолжение Таблицы N32

N	Эффект внедрения, срок окупаемости	Периодичность мероприятия	Реализация
1	5	6	7
1. Оптимизация режимов работы сетей 0,38 – 110 кВ.			
1.1	Всего в сетях 6-(10) кВ экономия в год составит 4,47 млн.кВт.ч. (0,52% от отпуска), затраты 0,22 млн.руб., срок окупаемости 0,5 года	Осуществляется сезонная оптимизация (2 раза в год)	Оптимизация нормальной эксплуатационной схемы. Расчет потокораспределения в сетях и оптимизация точек делений в них для 2-х сезонов года с согласованием результатов с диспетчерскими службами (ДС) сетей. Учет режимных ограничений.
1.2	Всего в сетях 6 – (10) кВ экономия в год составит 1,1 млн.кВт.ч., затраты 0,11 млн.руб., срок окупаемости 0,6 года.	Осуществляется сезонное регулирование (весенне-летний, осенне– зимний) и, по мере необходимости.	Расчет режимов напряжений в сетях с высокими технологическими потерями, составление списка трансформаторов и дача рекомендации по величине прибавки/ скидки напряжения. Анализ данных замеров и расчетов режимов напряжений. Расчеты выполняются по ежемесячным данным о потреблении электроэнергии потребителями.

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г.

Астрахань

Продолжение Таблицы N32

N	Наименование мероприятия	Исходные данные	Описание мероприятия
1	2	3	4
1.3	Симметрирование нагрузок в сетях 0,38/0,22 кВ.	Несимметрия нагрузок фаз на вводах 0,4 кВ трансформаторов 6(10)/0,4 кВ превышает нормативное значение.	Осуществление симметрирования нагрузок.
1.4	Оптимизация состава включенных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ.	Отключаются холостые трансформаторы и трансформаторы со средней месячной загрузкой до 20% от номинала в двух трансформаторных подстанциях.	Отключение трансформаторов по рекомендуемым спискам. Восстановление нарушенной (или отсутствующей) межсекционной связи на двух трансформаторных подстанциях.

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г. Астрахань

Продолжение Таблицы N32

N	Эффект внедрения, срок окупаемости	Периодичность мероприятия	Реализация
1	5	6	7
1.3	<p>При обеспечении нормированного значения несимметрии экономия технологических потерь составляет до 0,3% от чистого входа, т.е. $dW = 2,6$ млн.кВт.ч. в год, затраты 0,58 млн.руб.. Эффект может быть достигнут в течении 1,5 лет. Рекомендуется использовать для маттехобеспечения и поощрения работников.</p>	<p>Периодическая работа, осуществляется во время текущей эксплуатации и профилактических ремонтов.</p>	<p>Приборные замеры режимных параметров, в том числе потерь ХХ трансформаторов с помощью переносных измерительных устройств, анализ результатов, создание автоматизированной базы данных режимных параметров, разработка рекомендаций по приоритетным направлениям симметрирования. Ежемесячный расчет технологических потерь в симметрированной сети.</p>
1.4	<p>Экономия электроэнергии составляет 2,29 млн.кВт.ч. (0,27% от отпуска), затраты 0,12 млн.руб., срок окупаемости 0,48 год.</p>	<p>Осуществляется сезонное отключение (2 раза в год) или по мере возникновения возможности.</p>	<p>Расчет режимов работы трансформаторов с выявлением низкозагруженных и холостых трансформаторов. Подготовка перечня подлежащих отключению трансформаторов с ретроспективным анализом их режимов работы. Создание базы данных загрузок всех трансформаторов сетей.</p>

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г. Астрахань

Продолжение Таблицы N32

N	Наименование мероприятия	Исходные данные	Описание мероприятия
1	2	3	4
2. Модернизация и усиление сетей 6(10)/0,38 кВ			
2.1	Усиление головных участков воздушных сетей 0,38 кВ.	В головных участках потери составляют около 70%.	Замена проводов в начальных пролетах ВЛ-0,38кВ на провода большего сечения и доукомплектование фазных проводов.
2.2	Усиление сети строительством новой ТП-6(10)/0,4 кВ или КТП-6(10)/0,4 кВ	Данные АСКУЭ, в том числе об узловых напряжениях в сетях, база пассивных параметров сети 35-0,38 кВ.	Строительство новой КТП, в тех местах где невозможно обеспечить отклонение напряжения в допустимых пределах.

Сводные данные об энергосберегающих мероприятиях в электросетях г. Астрахань

Продолжение Таблицы N32

N	Эффект внедрения, срок окупаемости	Периодичность мероприятия	Реализация
1	5	6	7
2. Модернизация и усиление сетей 6(10)/0,38 кВ			
2.1	Ожидаемое уменьшение технологических потерь электроэнергии составляет 7,86 млн.кВт.ч. (0,91% от отпуска) в год. Срок окупаемости 1,3 года. Затраты составляют 1,64 млн.руб..	Осуществляется единожды, и, по мере возникновения необходимости, при изменениях режимов потребления.	Расчет токораспределения в воздушных сетях, анализ загруженности ЛЭП, выявление участков сети, где расходы по замене проводов и увеличению проводов (до 4-х) в пролете равны стоимости технических потерь электроэнергии в них за заданный промежуток времени (от 6-и до 12 –ти месяцев). Расчет выполняется для всех характерных сезонов и дней недели с ретроспективным анализом загруженности ВЛ, с учетом технических ограничений.
2.2	Затраты на одну КТП составляют 0,16 млн.руб., число КТП около 24 шт.. Затраты составляют 2,6 млн.руб.. Годовой экономический эффект составляет 3,24 млн.кВт.ч. , 0,53 млн.руб.. Срок окупаемости 4,9 лет.	Периодический, по мере выявления высокоэффективных предложений.	Выбор участков сетей анализом данных по режимам работы с большими техническими потерями. Технико-экономический расчет и разработка предложений - с подготовкой бизнес-планов.

Сводные данные электросбережения

N	Мероприятие	Затраты тыс. руб	Срок оку- паемости, Год (до)	Ожидаемая экономия ЭЭ в год, млн. кВт.ч
1. Организационные				
1.1	Оптимизация точек делений сетей 6(10)кВ	220	0,5	4,47
1.2	Регулирование напряжения и компенсация Q	110	0,6	1,1
1.3	Симметрирование нагрузок в сетях 0,38/0,22 кВ	580	1,5	2,6
1.4	Оптимизация состава включенных трансформаторов	120	0,48	2,29
Итого организационных мероприятий		1030	-	10,47

Сводные данные электросбережения

N	Мероприятие	Затраты тыс. руб	Срок оку- паемости, Год (до)	Ожидаемая экономия ЭЭ в год, млн. кВт.ч
2. Модернизация и усиление сетей 6(10)/ 0,38 кВ				
2.1	Усиление головных участков ВЛ 0,38/0,22 кВ	1640	1,3	7,86
2.2	Строительство новых ТП 6(10)/0,4 кВ	2600	4,9	3,24
Итого по модернизации и усилению сетей		4240	-	11,1
По всем мероприятиям		5270	1,65	21,57

Баланс электроэнергии в электрических сетях 6(10)-0,38/0,22 кВ г.Астрахани (апрель 2007г.)

Таблица N33

№/№	Наименование		Показатель				
			НИИЭ		МУПАКЭ		
			тыс. кВт.ч	% от отпуска	тыс. кВт.ч	% от отпуска	
1	Поступление электроэнергии в сеть		91787,4	-	-	-	
2	Потребление электроэнергии от питающих шин 6(10)кВ (прямые фидера)		19892,4*	27,67	-	-	
3	Отпуск электроэнергии в сеть		71895,0	100	74859,3	100	
4	Технологические потери электроэнергии,		6499,4	9,04	7343,7	9,81***	
4.1	в том числе	Потери электроэнергии в сети 6(10)кВ,	3382,1	4,70	-	-	
4.1.1		в линиях	1632,5	2,27	-	-	
4.1.2		в трансформаторах	1749,5	2,43	-	-	
4.1.2.1		в том числе	нагрузочные	525,7	0,73	-	-
4.1.2.2			кольцевого хода	1223,8	1,70	-	-
4.2		Нагрузочные потери в сетях и трансформаторах 6(10)кВ	2158,2	3,00	-	-	
4.3		Потери электроэнергии в сети 0,38/0,22 кВ	2865,5	3,99	-	-	
4.4		Метрологические потери (+)	251,9	0,35	-	-	
5	Потребление электроэнергии и хоз. нужды		59310,6**	82,50	59310,6	79,23	
6	Сверхнормативные потери		6085,0	8,46	8204,9	10,96	
7	Потери всего		12584,4	17,50	15548,6	20,77	

Институциональные мероприятия

- организация инвентаризации электроэнергии,
- измерение режимных параметров работы электросетей,
- управление информационными потоками,
- обработка и анализ информации,
- развитие компьютерной и программной базы по сбытовым функциям,
- повышение ответственности по сбытовым функциям,
- материальная ответственность за электроэнергию,
- независимая оценка потерь электроэнергии в электросетях и определение структуры этих потерь.



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

***0025 Ереван, пр.Мясникяна 5/1
ЗАО “Научно-исследовательский институт
энергетики”
тел./факс: +374 10 542 468
Эл. почта: official@energinst.am***