

Національний технічний університет України
"Київський політехнічний інститут"
Факультет електроенерготехніки та автоматики
ГНДЛ "Автоматизація управління електричними
мережами вищих класів напруги"

ТЕХНІЧНИЙ ЗВІТ

за договором № 435 від 30.12.2011 (етап 2)

Розрахунок технічної складової втрат електроенергії мережі 6(10)/0.4 кВ філії м. Миколаєва

Декан ФЕА НТУУ "КПІ",
д.т.н., професор

О. С. Яндульський

Науковий керівник теми,
к.т.н., доцент

Д. Б. Банін

Відповідальний виконавець:
Зав. ГНДЛ ФЕА НТУУ "КПІ"

М. Д. Банін

Київ – 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Постановка задачи составления балансов электроэнергии	4
2. Расчет технической составляющей потерь электроэнергии	6
2.1. Идентификация узлов сети 10(6)/0.4 кВ. Варианты привязки нагрузки к узлам сети	7
2.2. Варианты расчета загрузки элементов сети.....	11
2.3. Реконфигурация схемы за расчетный период.....	13
2.4. Моделирование потерь в линиях 0.4 кВ.....	14
3. Табличные форматы и функциональные задачи комплекса РАОТП.....	17
3.1. Схема контрольного примера.....	17
3.2. Табличные форматы "База РЭС"	18
3.2.1. Линии 10(6) кВ	18
3.2.2. Трансформаторы ТП, РП.....	20
3.2.3. Линии 0.4 кВ	22
3.2.4. Вводы подстанций.....	24
3.2.5. Фидеры подстанций	24
3.2.6. База промышленных абонентов.....	25
3.2.7. База бытовых абонентов.....	27
3.2.8. Районы схемы	28
3.3. Функциональные задачи "Базы РЭС"	28
3.3.1. Импорт данных измерений электроэнергии.....	31
3.3.2. Формирование загрузки ТП, РП	31
3.3.3. Формирование расчетной схемы	32
3.3.4. Анализ распределения нагрузки	33
3.4. Табличные форматы "Z-режим"	34
3.4.1. Узлы схемы	34
3.4.2. Ветви схемы	36
3.4.3. Перетоки в линиях.....	39
3.4.4. Журнал переключений.....	39
3.5. Функциональные задачи "Z-режим"	41
3.5.1. Ведение журнала переключений	41
3.5.2. Расчет и анализ установившегося режима	45
3.5.3. Расчет технической составляющей потерь.....	47
3.5.4. Формирование балансов электроэнергии	48
3.5.5. Установка промежуточного измерения	56
3.5.6. Пример поиска коммерческих потерь.....	57
4. Расчет потерь и составление балансов электроэнергии по сети 6(10) кВ филиала г. Николаева (сентябрь 2013 г.)	63
4.1. Фрагменты таблиц "База РЭС"	63
4.2. Импорт баз промышленных, бытовых потребителей и данных технических учетов электроэнергии.....	74
4.3. Формирование загрузки ТП, РП.....	75
4.4. Формирование расчетной схемы.....	76
4.5. Анализ распределения нагрузки	78

4.6. Тест переключений.....	79
4.7. Расчет режима	80
4.8. Расчет потерь электроэнергии.....	81
4.9. Балансы электроэнергии	82
4.9.1. Фидер Ф61225Б	88
4.9.2. Фидер Ф6989.....	89
4.9.3. Фидер Ф61516А.....	89
4.9.4. Фидер Ф61223А.....	89
4.9.5. Фидер Ф17М.....	90
4.9.6. Фидер Ф6177.....	90
4.9.7. Фидер Ф246Б	91
4.9.8. Фидер Ф626.....	91
4.9.9. Фидер Ф687.....	92
4.9.10. Фидер Ф6241.....	92
5. Выводы по результатам составления балансов электроэнергии схемы 6(10)/0.4 кВ филиала г.Николаева за сентябрь 2013 г.	93

1. Постановка задачи составления балансов электроэнергии

Для составления баланса электроэнергии в произвольной области электрической сети необходимо, чтобы эта область была околтурена по ее периметру приборами учета, которые фиксируют следующие составляющие:

$W_{(+)}$ – прием электроэнергии в сеть;

$W_{(-)}$ – выдача электроэнергии в другие сети;

W_{Π} – потребление электроэнергии промышленными и бытовыми потребителями;

W_{Γ} – генерация электроэнергии установками потребителей, малыми ГЭС, ВЭС, СЭС и др;

$W_{\text{СН}}$ – затраты электроэнергии на собственные нужды подстанций.

На основании перечисленных выше составляющих для любой области сети, околтуренной по ее периметру приборами учета, вычисляется **технологический расход электроэнергии**:

$$\Delta W_{\text{ТРЭ}} = W_{(+)} - W_{(-)} - W_{\Pi} + W_{\Gamma} - W_{\text{СН}}. \quad (1.1)$$

В свою очередь технологический расход электроэнергии включает следующие компоненты [1]:

$$\Delta W_{\text{ТРЭ}} = \Delta W_{\text{ТП}} + \Delta W_{\text{КП}} \pm \Delta W_{\text{МП}}, \quad (1.2)$$

где $\Delta W_{\text{ТП}}$ – **технические потери** электроэнергии в элементах электрической сети (трансформаторы, линии, реакторы);

$\Delta W_{\text{КП}}$ – **коммерческие потери** обусловленные кражами электроэнергии, недостоверностью определения объема потребления по фактической оплате для бытовых потребителей, ошибок вычисления объемов потребления, несинхронностью снятия показаний приборов учета, наличием сезонной составляющей, работой средств учета с погрешностями превышающими нормированные и др.;

$\Delta W_{\text{МП}}$ – **метрологическая погрешность** измерения электроэнергии.

Допустимое значение метрологической погрешности вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\text{МП}} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (\delta_i \cdot W_i)^2}, \quad (1.3)$$

где δ_i – значение погрешности i -го средства измерения, которое включает счетчик, трансформаторы тока и напряжения;

W_i – значение электроэнергии i -го средства измерения;

N – количество средств измерения.

Введем обозначение **небаланса электроэнергии** (согласно [1] – нетехнические потери): $W_{\text{НЕБ}} = \Delta W_{\text{КП}} \pm \Delta W_{\text{МП}}$, и приравняв (1.1) и (1.2) получим выражение для небаланса электроэнергии:

$$W_{\text{НЕБ}} = W_{(+)} - W_{(-)} - W_{\Pi} + W_{\Gamma} - W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{ТП}} \quad (1.4)$$

Величина $\Delta W_{\text{ТРЭ}}$ дает количественную оценку потерь, а величины $\Delta W_{\text{ТП}}$ и $W_{\text{НЕБ}}$ дают качественную оценку потерь и, соответственно, выбор мероприятий, направленный либо на снижение технической составляющей потерь (оптимизация мест разрывов, установка устройств компенсации реактивной мощности, увеличение пропускной способности КЛ или ВЛ на головных участках, замена слабозагруженных трансформаторов и др.), либо на снижение коммерческой составляющей потерь (внедрение средств учета с защитой от влияния внешних факторов, например, мощных магнитов, установка у бытовых потребителей счетчиков с меньшим классом точности, установка контрольных средств учета в РП, ТП и линиях 0.4 кВ, замена линий 0.4 кВ на провод СИП, организация контрольных измерений бытовых потребителей и др.).

Относительные значения $\Delta W_{\text{ТРЭ}}$, $\Delta W_{\text{ТП}}$ и $W_{\text{НЕБ}}$ определяют по отношению к величине поступления в сеть:

$$W_{\text{ПОСТ}} = W_{(+)} - W_{(-)} + W_{\Gamma}. \quad (1.5)$$

Средства измерения промышленных и бытовых потребителей, которые используются для денежных расчетов, называются **коммерческим учетом** электроэнергии, а средства измерения, которые используются энергоснабжающей компанией для составления балансов электроэнергии, называются **техническим учетом** электроэнергии.

Для контроля правильности работы технического учета электроэнергии рассчитывается **небаланс по техническим измерениям** входящих и отходящих линий подстанции, РП, ТП. Формула расчета небаланса аналогична (1.4), значение $\Delta W_{\text{ТП}} = 0$, а значение $W_{\text{НЕБ}}$ в процентах относят к поступлению $W_{\text{ПОСТ}} = W_{(+)} + W_{\Gamma}$. Значение небаланса по техническим измерениям подстанции должно быть в пределах допустимой метрологической погрешности, рассчитанной по формуле (1.3).

Главной целью расчета небаланса электроэнергии по формуле (1.4) является определение очагов коммерческих потерь электроэнергии. Для их локализации необходимо дополнительная установка технических средств учета на вводах трансформаторов и на линиях 10(6)-0.4 кВ РП, ТП. При этом становится возможным расчет небалансов в меньших областях сети и выявление причин коммерческих потерь.

На корректность расчетов небалансов электроэнергии существенным образом влияет корректность расчетов технических потерь электроэнергии $\Delta W_{\text{ТП}}$ (привязка коммерческих учетов электроэнергии к линиям и трансформаторам ТП, РП, определение загрузки линий и трансформаторов по данным электропотребления, расчет эквивалентных потерь в линиях 0.4 кВ) и учет изменений конфигурации сети за расчетный период, поскольку это влияет на величину потребления электроэнергии ($W_{\text{П}}$), отнесенную к тому или иному техническому учету, для которого составляется баланс по формуле (1.4).

2. Расчет технической составляющей потерь электроэнергии

Расчет технических потерь электроэнергии в трансформаторах, линиях и реакторах выполняется в программном комплексе РАОТП (расчет, анализ и оптимизация технологических потерь). Используется итерационный метод расчета установившегося режима позволяющий рассчитывать режим электрической сети с заданной точностью. Исходными данными для расчета являются:

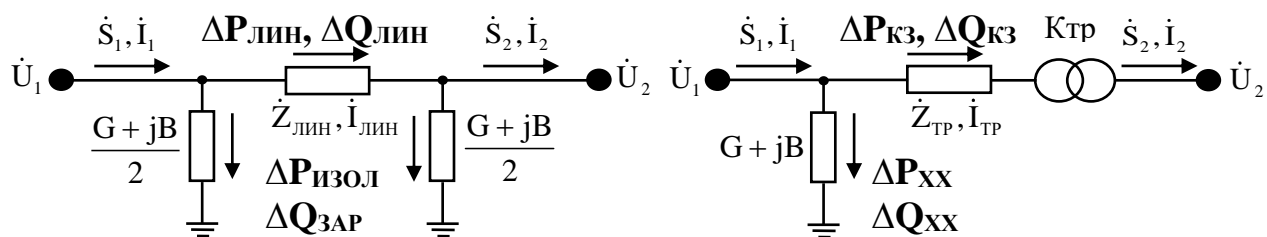
$U_{БП}, \theta_{БП}$ – напряжение и угол балансирующих по мощности узлов;

P_H, Q_H, P_G, Q_G – активная и реактивная мощности нагрузки и генерации;

$R, X, G, B, K_{ТР}$ – сопротивление, проводимость и коэффициент трансформации элементов электрической сети.

Кабельные и воздушные линии представляются П-образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы – Г-образными схемами, трехобмоточные и расщепленные трансформаторы – Г-образными схемами с тремя лучами, токоограничивающие реакторы – сопротивлением $R + jX$, шунтирующие реакторы – проводимостью $G + jB$.

Основной неизвестной характеристикой в процессе расчета режима является комплексное значение напряжения во всех узлах схемы (\dot{U}) кроме балансирующих узлов. Расчет составляющих потерь на основании рассчитанных режимных характеристик для линии и трансформатора показан ниже:



где $\dot{I}_{\text{лин}} = (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) / \dot{Z}_{\text{лин}}$ – ток в сопротивлении линии, \dot{U}_1, \dot{U}_2 – комплексные значения напряжений в начале и конце линии;

$\Delta P_{\text{лин}} = I_{\text{лин}}^2 \cdot R$, $\Delta Q_{\text{лин}} = I_{\text{лин}}^2 \cdot X$ – активные и реактивные потери в сопротивлении линии;

$\Delta P_{\text{изол}} = (U_1^2 + U_2^2) \cdot G / 2$ – потери в изоляции кабельных и воздушных линий, а также потери на корону линий 110 кВ и выше;

$\Delta Q_{\text{зар}} = (U_1^2 + U_2^2) \cdot B / 2$ – зарядная мощность кабельных и воздушных линий;

$\dot{I}_{\text{ТР}} = (\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \cdot K_{\text{ТР}}) / \dot{Z}_{\text{ТР}}$ – ток в сопротивлении трансформатора, \dot{U}_1, \dot{U}_2 – комплексные значения напряжений на стороне ВН и НН трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}} = I_{\text{ТР}}^2 \cdot R$, $\Delta Q_{\text{кз}} = I_{\text{ТР}}^2 \cdot X$ – активные и реактивные потери в сопротивлении трансформатора (потери короткого замыкания);

$\Delta P_{\text{хх}} = U_1^2 \cdot G$, $\Delta Q_{\text{хх}} = U_1^2 \cdot B$ – активные и реактивные потери холостого хода трансформатора;

$\dot{S}_1, \dot{I}_1, \dot{S}_2, \dot{I}_2$ – перетоки мощности и токи в начале и конце ветви, по которым выполняется контроль перегрузов линии и трансформатора.

Составляющие $\Delta P_{\text{лин}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ называют переменными (нагрузочными) потерями, поскольку они зависят от тока нагрузки, составляющие $\Delta P_{\text{изол}}$, $\Delta P_{\text{хх}}$ называют условно-постоянными потерями [1].

Точность расчета потерь напрямую зависит от корректности задания исходных данных – марок и длин линий, параметров трансформаторов, величин и соотношений активных и реактивных нагрузок узлов и др.

2.1. Идентификация узлов сети 10(6)/0.4 кВ. Варианты привязки нагрузки к узлам сети

На рис.2.1 показаны три основные компоненты сети района электрических сетей (РЭС) 10(6)/0.4 кВ: питающую подстанцию 35/10 кВ (например, п/ст "Северная"), распределительную подстанцию (РП) 10 кВ, трансформаторный пункт (ТП) 10/0.4 кВ. Принята следующая идентификация узлов:

- СЕВЕР.1.10, СЕВЕР.2.10 – 1 и 2 секции шин 10 кВ п/ст Северная;
- РП-1.1, РП-1.2 – 1 и 2 секции шин 10 кВ РП-1;
- РП-1.ТСН – шина 0.4 кВ трансформатора собственных нужд;
- _1, _2, ... – последовательная нумерация отпаечных узлов;
- ТП-1, ТП-2 – шины 10 кВ односекционных ТП;
- ТП-3.1, ТП-3.2 – 1 и 2 секции шин 10 кВ двухсекционного ТП-3;
- ТП-3.Т1, ТП-3.Т2 – 1 и 2 секции шин 0.4 кВ ТП-3;
- ТП-3.Л1, ТП-3.Л2, ... – линии 0.4 кВ ТП-3;
- Фидеры питающих подстанций и РП также должны иметь уникальную идентификацию.

Для составления балансов электроэнергии в целом по сети РЭС 10(6)/0.4 кВ имеются учеты на вводах питающих трансформаторов (уровень 1), которые измеряют прием электроэнергии в сеть $W_{(+)}$. Измерения собственных нужд, установленных до этих учетов, не входят в баланс электроэнергии по сети РЭС.

Основная группа учетов на отходящих фидерах питающих подстанций (уровень 2) являются техническими учетами и служат для детализации небалансов электроэнергии по этим фидерам. Для проверки правильности показаний средств учета составляется баланс электроэнергии по учетам на вводах и фидерах питающих подстанций (уровни 1, 2). В общем случае непосредственно на фидерах питающих подстанций могут фиксироваться измерения приема и выдачи в сеть ($W_{(+)}$, $W_{(-)}$), безпотерного потребления ($W_{\text{п}}$), генерации активной и реактивной мощности ($W_{\text{Г}}$) и собственных нужд подстанции ($W_{\text{сн}}$).

На входящих и отходящих линиях РП (уровни 3, 4) могут располагаться дополнительные технические учеты для детализации небалансов электроэнергии по отходящим линиям РП. В общем случае непосредственно на линиях РП также могут быть установлены учеты $W_{(+)}$, $W_{(-)}$, $W_{\text{п}}$, $W_{\text{Г}}$ и $W_{\text{сн}}$.

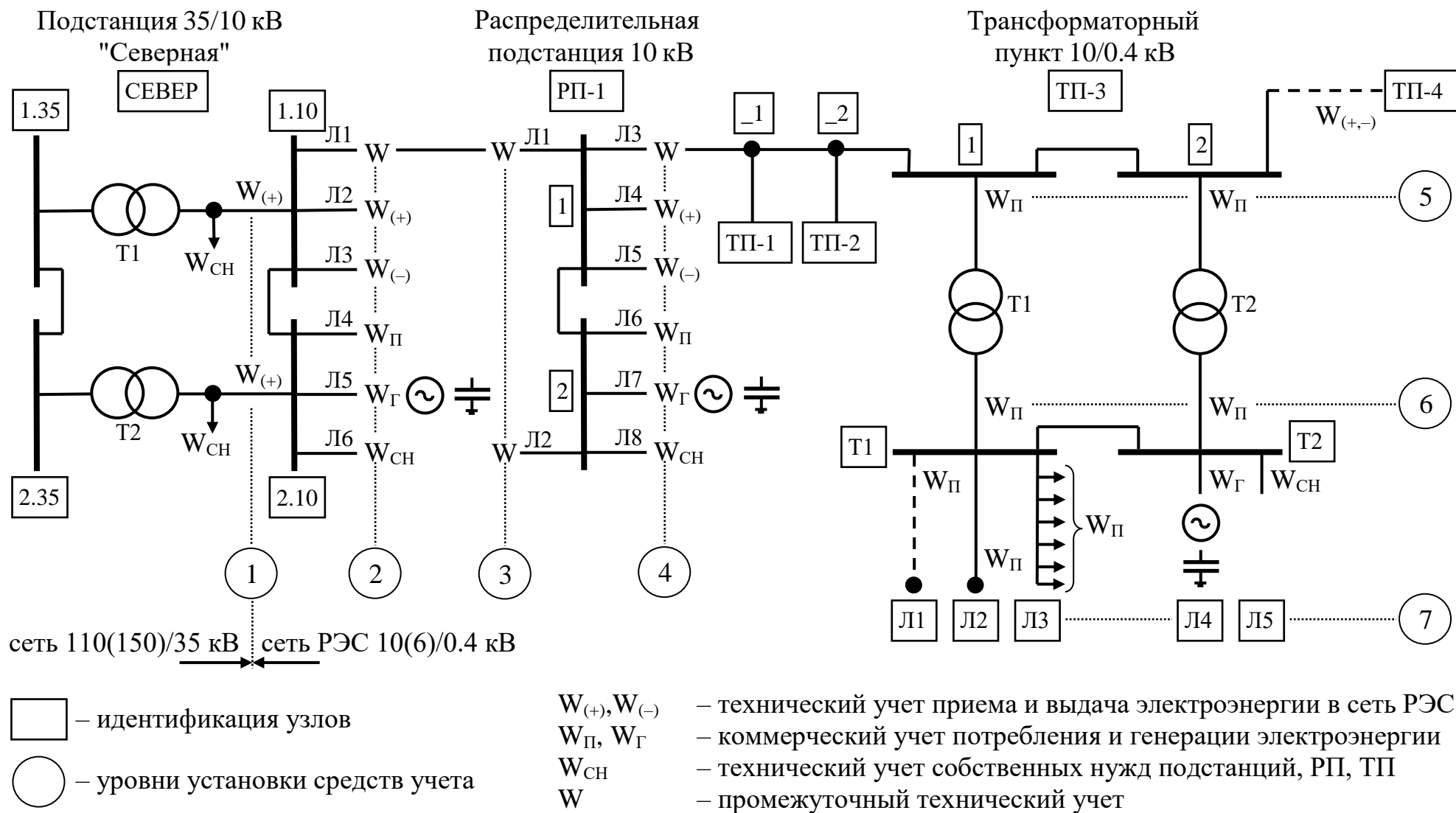


Рис.2.1. Идентификация узлов сети РЭС 10(6)/0.4 кВ. Варианты установки средств учета электроэнергии

Варианты установки коммерческого учета показаны на примере ТП-3. При наличии учета на вводах 10 кВ (уровень 5) нагрузка устанавливается на шины 10 кВ ТП-3.1, ТП-3.2, а трансформаторы 10/0.4 кВ и линии 0.4 кВ в схему не включаются.

При установке учета потребителя на вводах 0.4 кВ (уровень 6) его нагрузка устанавливается на шины 0.4 кВ ТП-3.Т1, ТП-3.Т2. В расчетную схему включаются трансформаторы 10/0.4 кВ.

Наиболее распространенным является учет на линиях 0.4 кВ (уровень 7). При этом учет может быть установлен в начале линии (Л1 – сопротивление линии не учитывается а нагрузка суммируется на шину 0.4 кВ соответствующего трансформатора), в конце линии (Л2 – сопротивление линии учитывается) и распределен вдоль линии (Л3 – эквивалентное сопротивление). Также возможны варианты установки на присоединениях 0.4 кВ генерации (Л4) и собственных нужд (Л5).

На примере ТП-4 показан вариант установки учета приема/выдачи в сеть другого РЭС.

Баланс электроэнергии в целом по РЭС составляется по уровню 1. Детализация небалансов электроэнергии выполняется по уровню 2. При наличии технических учетов на РП выполняется детализация по уровню 4. Детализация небалансов по ТП возможна при наличии технических учетов на уровнях 6,7.

Исходные данные измерений за расчетный период по всем уровням рис.2.1, как правило, импортируются из **баз технического и коммерческого** учетов электроэнергии. База технического учета обеспечивает измерения приема ($W_{(+)}$) и выдачи ($W_{(-)}$) электроэнергии по периметру сети РЭС, генерации (W_G) локальных источников электроэнергии (например, малые ГЭС, ВЭС, СЭС), собственных нужд (W_{CH}) и промежуточных измерений (W) для составления балансов электроэнергии в отдельных фрагментах сети. Как правило, это измерения на вводах и фидерах 10(6) кВ (уровни 1,2) питающих подстанций 35 кВ и выше. Обеспечивается строгий период съема показаний счетчиков, например, с 1-го числа одного месяца по 1 число другого месяца.

База коммерческого учета обеспечивает измерения потребления ($W_{П}$) и генерации (W_G) электроэнергии и формирует загрузку элементов схемы для расчета потерь (уровни 5, 6, 7). Эта база состоит из базы **промышленных и бытовых потребителей**. В базе промышленных потребителей имеются измерения отдельных точек учета и расчетные **абонентские потери** в линиях и трансформаторах потребителя. Период съема показаний устанавливается энергоснабжающей компанией, как правило, близкий к расчетному периоду.

Потребление бытовых абонентов, как правило, формируется по данным их оплаты за электроэнергию. Эти данные могут содержать авансовые платежи, перерасчеты, штрафы и др., что вносит существенные искажения в суммарный объем потребления. Период съема показаний бытовых потребителей также может значительно отличаться от расчетного периода.

Расчетное значение технических потерь также зависит от перетоков реактивной мощности. В базе технических учетов измерения реактивной электроэнергии могут присутствовать на вводах 10(6) кВ питающих подстанций. В базе коммерческих учетов измерения реактивной

электроэнергии, как правило, имеются только у крупных потребителей, которые рассчитываются за перетоки реактивной электроэнергии в соответствии с действующей Методикой. Поэтому при расчете реактивной мощности для остальных потребителей используется заданное значение $\text{tg}\varphi$ с дифференциацией промышленных и бытовых потребителей.

Процесс загрузки данных измерений за расчетный период должен быть автоматизирован за счет установки привязки средств учета к идентификаторам узлов сети. Как правило, базы технического и коммерческого учетов имеют разные структуры, и необходимо предусмотреть коррекцию структур этих баз для организации такой привязки. Для промышленных потребителей возможна привязка конкретной точки учета потребителя к конкретному узлу схемы сети. Для бытовых абонентов, как правило, имеется привязка абонента к линии 0.4 кВ ТП, т.е. суммарное потребление всех бытовых абонентов, привязанных к конкретной линии 0.4 кВ (линия с распределенной нагрузкой, на рис. 2.1 – ТП-3.ЛЗ). Для расчета потерь в таких линиях необходимо применять эквивалентное представление линии 0.4 кВ.

В структуре рис.2.1 возможны следующие конфликтные ситуации с точки зрения составления балансов электроэнергии и расчета технических потерь:

1. В сети имеются абонентские линии и трансформаторы, потери в которых полностью (частично – по долевному участию) оплачены потребителем и вошли в значение $W_{\text{П}}$. В таком случае при составлении баланса электроэнергии потери в этих элементах сети повторно войдут в значение технических потерь $\Delta W_{\text{ТП}}$, а значение небаланса $W_{\text{НЕБ}}$ будет таким образом занижено.

Решение: Все такие элементы сети (линии и трансформаторы) отмечаются признаком "А" (абонентские), и при составлении балансов электроэнергии не включаются в значение технических потерь $\Delta W_{\text{ТП}}$. Другой вариант – исключить из потребления $W_{\text{П}}$ расчетные абонентские потери в линиях и трансформаторах, а значение $\Delta W_{\text{ТП}}$ включает в себя потери в этих элементах.

2. Учет потребителя установлен на вводе 10(6) кВ трансформатора (уровень 5), но от шин 0.4 кВ отходит линия, принадлежащая РЭС (например, питание бытовых потребителей) – при этом трансформатор в схему не включается и линия 0.4 кВ также.

Решение: Нагрузку нужно перенести с ввода 10(6) кВ на ввод 0.4 кВ вычтя из нее потребление линии 0.4 кВ и расчетные потери в трансформаторе.

3. Учет основного абонента находится на вводе 0.4 кВ (уровень 6), а учет субабонента на отходящей линии 0.4 кВ (уровень 7). Показания основного абонента включают в себя потребление субабонента, а нагрузка на шине 0.4 кВ является суммой этих значений. При этом получается завышенное значение потребления $W_{\text{П}}$ на величину потребления субабонента.

Решение: Потребление каждого абонента должно включать только собственную нагрузку, т.е. за вычетом всех субабонентов. Другой вариант –

такие "вычитаемые" субабоненты не должны повторно суммироваться к нагрузке основного абонента, но при этом такие субабоненты должны быть отмечены характерным признаком.

2.2. Варианты расчета загрузки элементов сети

В простейшем случае переход от электроэнергии к мощности выполняется по средней нагрузке (рис.2.2):

$$P_{CP} = WP / T_{\Pi}, \quad (2.1)$$

где T_{Π} – количество часов в расчетном периоде;

WP – измерение активной электроэнергии за период T_{Π} ;

P_{CP} – средняя нагрузка активной мощности за период T_{Π} .

Расчет нагрузки реактивной мощности выполняется аналогично. Потери, рассчитанные по средней нагрузке, являются заниженными, поскольку не учитывают квадратичную зависимость потерь от перетоков мощности, а также из-за сальдирования средних значений потребления и генерации.

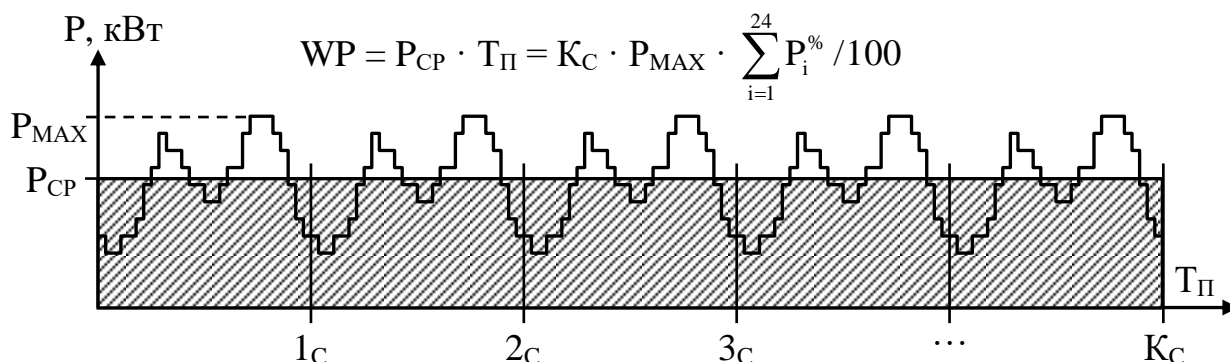


Рис.2.2. Средняя нагрузка и дублирование суточных графиков нагрузок

В комплексе РАОТП предусмотрено задание типовых суточных графиков нагрузок, которые дублируются для всех суток расчетного периода (рис.2.2). На основании известных величин потребления (WP) и относительных значений суточного графика ($P_i\%$) определяется максимум (P_{MAX}) и значения графика (P_i) в абсолютных единицах:

$$P_{MAX} = WP \cdot 100 / (K_C \cdot \sum_{i=1}^{24} P_i\%), \quad (2.2)$$

$$P_i = P_{MAX} \cdot P_i\% / 100 = WP \cdot P_i\% / (K_C \cdot \sum_{i=1}^{24} P_i\%), \quad (2.3)$$

где K_C – количество суток в расчетном периоде.

Если в расчетном периоде были отключения узла, то среднюю нагрузку и нагрузку по графикам необходимо рассчитывать с учетом числа рабочих часов (T_P) узла (рис.2.3):

$$P_{CP}^* = WP / T_P, \quad P_i^* = WP \cdot P_i\% / \sum_{i=1}^{T_P} P_i\%, \quad (2.4)$$

где $\sum_{i=1}^{T_P} P_i\%$ – сумма относительных значений графика нагрузок в рабочие часы.

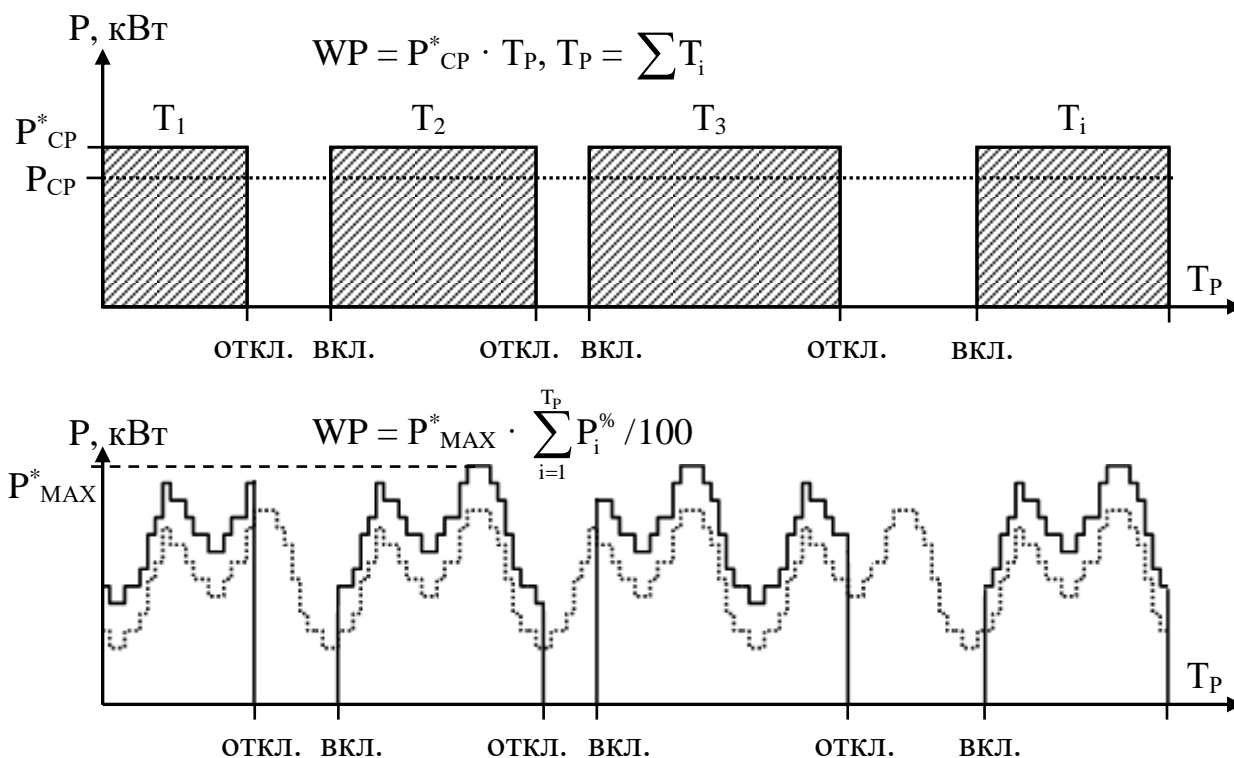


Рис.2.3. Учет отключений при расчете средних нагрузок и графиков нагрузок

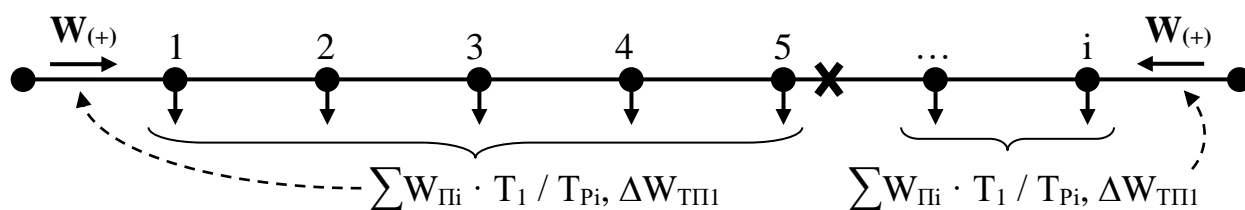
При учете отключений наблюдаются следующие соотношения величин: $P_{CP}^* > P_{CP}$, $P_{MAX}^* > P_{MAX}$, $P_i^* > P_i$.

При использовании суточных графиков нагрузок также предусмотрены варианты расчета минимальных и максимальных нагрузок – соответственно диапазон минимума и максимума технических потерь.

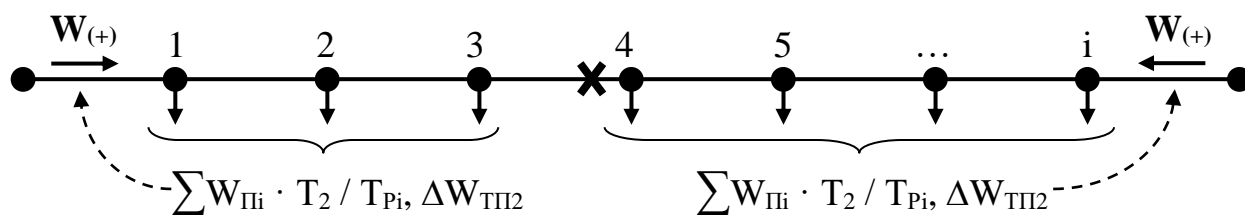
2.3. Реконфигурация схемы за расчетный период

Для локализации области повышенных коммерческих потерь необходима установка промежуточных технических учетов (например, фидеры 10(6) кВ питающих подстанций, фидеры РП, вводы трансформаторов ТП, фидеры 0.4 кВ ТП) и расчет небалансов по формуле (1.4), приведенных к этим техническим учетам. Таким образом суммарный небаланс по сети РЭС разбивается на небалансы по отдельным фрагментам. Выделяется фрагмент с наибольшим небалансом, или соотношением небаланса к техническим потерям ($W_{\text{НЕБ}}/\Delta W_{\text{ТП}}$), который, при наличии технического учета, в свою очередь, может быть разделен на более мелкие фрагменты и т.д.

При неизменной конфигурации сети каждому техническому учету в голове фрагмента соответствует суммарное потребление и технические потери этого фрагмента. При наличии переключений в сети за расчетный период выделяются периоды с постоянной конфигурацией ($T_1, T_2, T_3 \dots$). В процессе переключений отдельные узлы схемы могут оказаться без питания, поэтому для каждого узла схемы рассчитываются число рабочих часов (T_{Pi}). Распределение потребления узла (W_{Pi}) к учетам на питающих линиях в голове фрагментов ($W_{(+)}$) выполняется пропорционально отношению времени периода с постоянной конфигурацией к времени рабочих часов узла ($T_1/T_{Pi}, T_2/T_{Pi}, T_3/T_{Pi} \dots$). Технические потери ($\Delta W_{\text{ТП}}$) рассчитываются для каждого периода постоянной конфигурации и распределяются между учетами в голове фрагментов в соответствии с текущей конфигурацией (рис. 2.4).



а) период с постоянной конфигурацией T_1



б) период с постоянной конфигурацией T_2

Рис.2.4. Распределение потребления и технических потерь к питающим техническим учетам в голове фрагментов

Аналогичному распределению подлежат и другие составляющие баланса: выдача из сети ($W_{(-)}$), генерация ($W_{Г}$), собственные нужды ($W_{СН}$).

2.4. Моделирование потерь в линиях 0.4 кВ

Расчет потерь в кабельных и воздушных линиях с нагрузкой, сосредоточенной в конце линии, выполняется так же, как и для линий 10(6) кВ. Расчет потерь в линиях с распределенной нагрузкой бытовых потребителей является проблемой по следующим причинам:

- объем схемной информации значительно превышает объем данных по линиям 10(6) кВ;
- отсутствует привязка бытовых потребителей к номерам опор;
- необходимость расчета потерь по отдельным фазам.

В комплексе РАОТП реализовано упрощенное задание параметров для расчета потерь по линиям 0.4 кВ:

- суммарная длина и марка магистрали линии (без учета длин отпаек к домам);
- суммарное потребление по линии (кВт·час);
- тип распределения нагрузки вдоль линии.

Линия 0.4 кВ с распределенной нагрузкой представляется линией с сосредоточенной суммарной нагрузкой в конце линии и эквивалентным сопротивлением (рис.2.5)

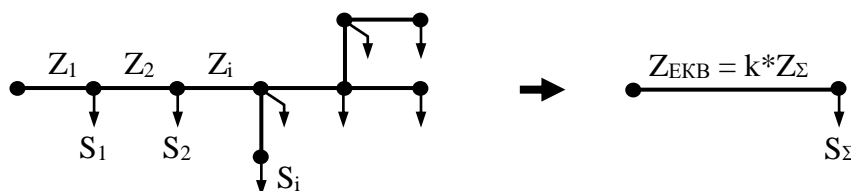


Рис.2.5. Эквивалентная линия 0.4 кВ для расчета потерь

Коэффициент k выбирается в зависимости от типа распределения нагрузок вдоль линии. Выделены четыре варианта:

- нагрузка сосредоточена в конце линии: $k = 1$;
- равномерное распределение нагрузки: $k = 1/3$;
- нагрузка равномерно спадает, $k = 1/5$ (т.е. основная часть нагрузки находится в начале линии);
- нагрузка равномерно возрастает, $k = 8/15$ (т.е. основная часть нагрузки находится в конце линии);

На рис.2.6 приведен пример расчета потерь в *магистральной* линии 0.4 кВ тремя способами: пофазная схема линии (фазы А, В, С), трехфазная схема (Т) и трехфазная эквивалентная схема (ТЭ).

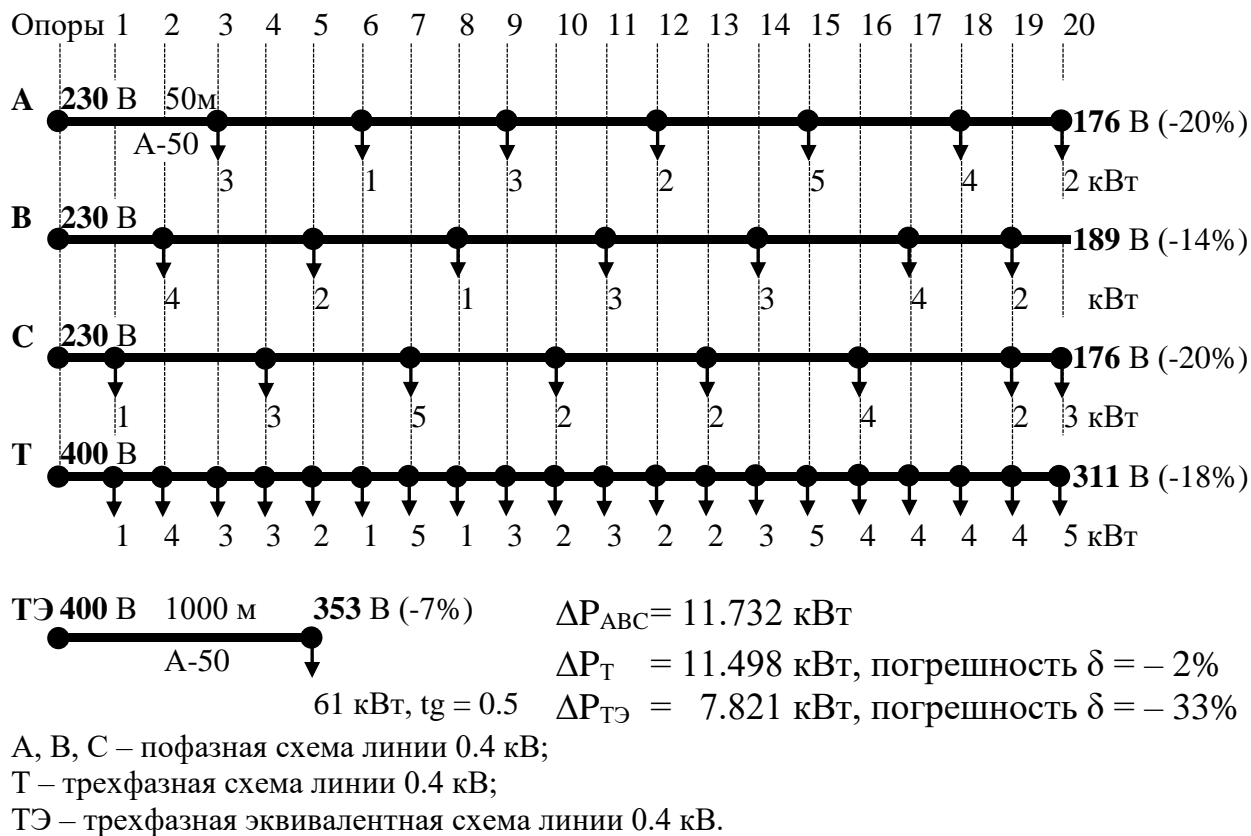


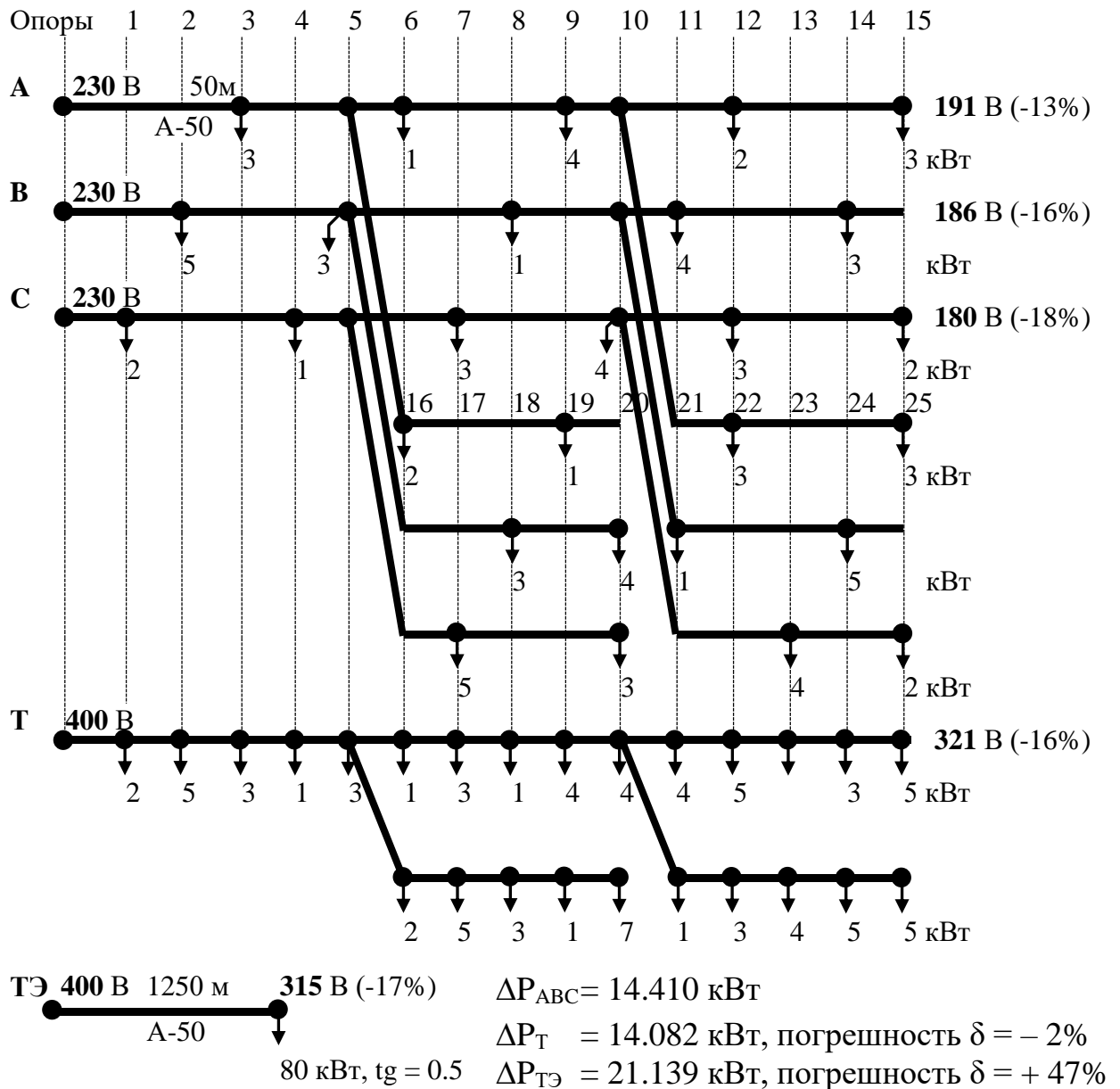
Рис.2.6. Сравнительный анализ потерь магистральной линии 0.4 кВ

Линия выполнена проводом А-50 с расстоянием между опорами – 50 м. Суммарная длина линии – 1000 м. На рис.2.6 показаны активные мощности нагрузки (кВт), реактивные мощности рассчитаны по тангенсу $\text{tg} = 0.5$. Суммарная активная мощность нагрузки составила 61 кВт. Как видно из результатов расчетов разница между потерями пофазной и трехфазной схем небольшая (погрешность -2%), а погрешность расчета потерь эквивалентной линии составила 33% со знаком "-". Также следует отметить, что напряжение в конце эквивалентной линии – 353 В (-7%) не соответствует напряжению, рассчитанному по трехфазной схеме – 311 В (-18%).

На рис. 2.7 представлены те же варианты расчета потерь в *разветвленной* линии 0.4 кВ. Имеется основная магистраль длиной 750 м и два ответвления по 250 м, всего – 1250 м. Суммарная нагрузка – 80 кВт. В данном случае погрешность потерь в эквивалентной линии составила 47% со знаком "+".

Таким образом потери в эквивалентных линиях 0.4 кВ могут давать значительные погрешности как "-" так и "+". Для достаточно большого и разнообразного состава линий 0.4 кВ погрешности расчета потерь могут взаимно компенсироваться. Погрешность также снижается при снижении загрузки линий.

Для более точных расчетов потерь линий 0.4 кВ необходимо постепенное накопление данных поопорных схем и привязки бытовых потребителей к номерам опор.



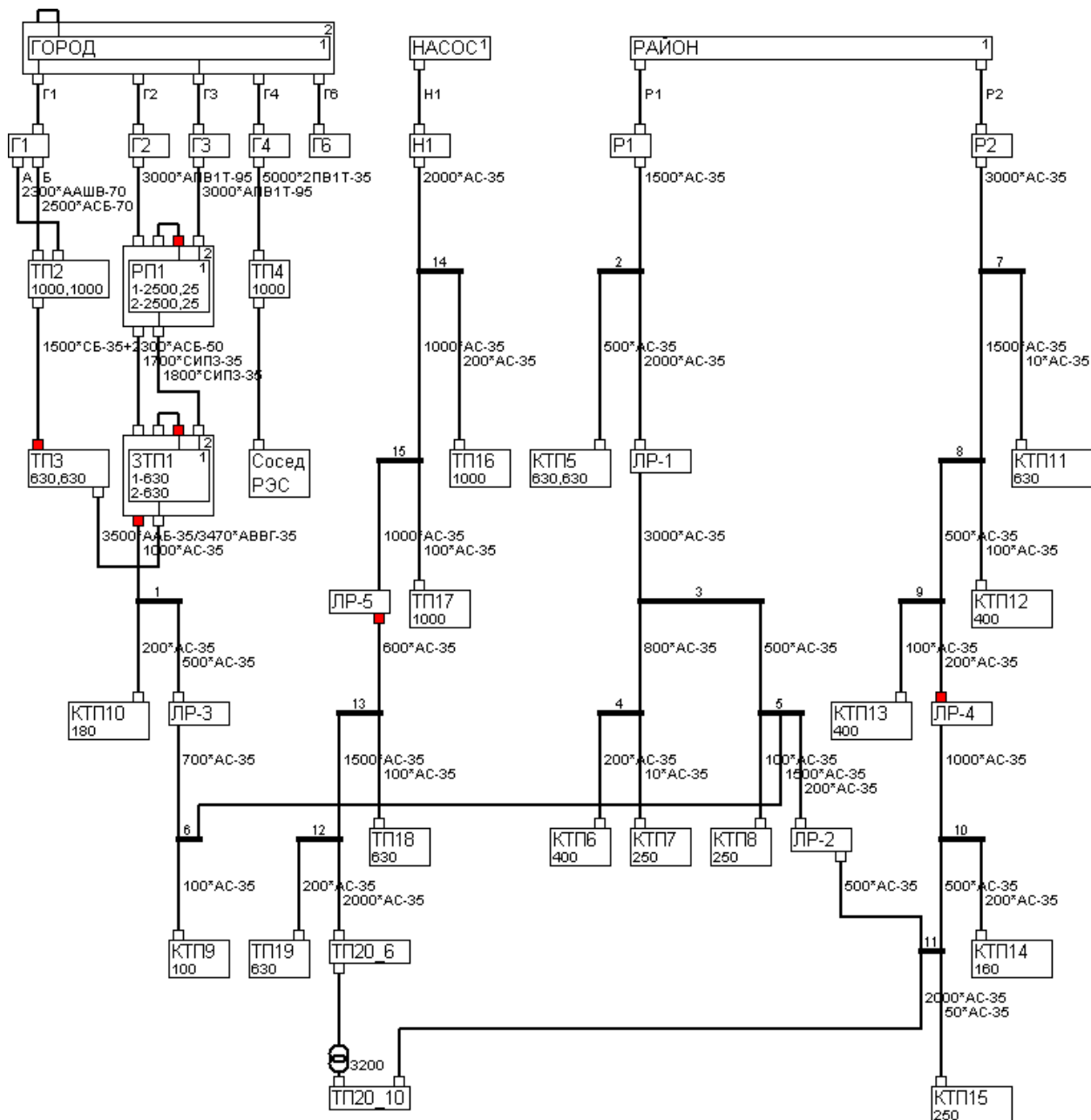
A, B, C – пофазная схема линии 0.4 кВ;
 T – трехфазная схема линии 0.4 кВ;
 TЭ – трехфазная эквивалентная схема линии 0.4 кВ.

Рис.2.7. Сравнительный анализ потерь разветвленной линии 0.4 кВ

3. Табличные форматы и функциональные задачи комплекса РАОТП

Комплекс РАОТП состоит из двух основных разделов: "База РЭС" и "Z-режим". Табличные форматы и функциональные задачи этих разделов показаны на схеме контрольного примера сети 10(6)/0.4 кВ.

3.1. Схема контрольного примера



На схеме контрольного примера показаны секции шин 10(6) кВ трех питающих подстанций: ГОРОД (1 и 2 секции 10 кВ), РАЙОН (10 кВ) и НАСОС (6 кВ). Секции двухсекционных объектов (ГОРОД, РП1, ЗТП1) показаны в виде вложенных прямоугольников с обозначением номера секции в верхнем правом углу. От п/ст ГОРОД отходят четыре фидера (Г1, Г2, Г3, Г4), которые питают кабельными линиями городские сети. Узел СОСЕД РЭС обозначает выход в сети соседнего РЭС. П/ст РАЙОН содержит два фидера (Р1, Р2) питающие воздушными линиями сельские сети. Фидер 6 кВ Н1 п/ст

НАСОС связан с фидерами 10 кВ с помощью трансформатора связи в ТП20 (узлы ТП20_10 – сторона 10 кВ, ТП20_6 – сторона 6 кВ). Внутри ТП показаны мощности их трансформаторов, например ТП2 содержит два трансформатора по 1000 кВА, РП1 – два трансформатора по 2500 кВА и два ТСН по 25 кВА и т.д. Длины и марки линий показаны справа от каждой линии. Начало и конец каждой линии содержат условное обозначение коммутационного аппарата. Разрывы обозначены заштрихованными коммутационными аппаратами, например, линия ТП2 – ТП3 отключена с конца, отключены секционные выключатели РП1, ЗТП1 и др.

3.2. Табличные форматы "База РЭС"

В полном объеме расшифровка табличных форматов задачи "База РЭС" приведена в [2], разделы 2, 3.2, 3.3. В данном отчете показаны колонки, которые имеют смысловое заполнение.

3.2.1. Линии 10(6) кВ

№ п/п	п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	Нл	Дис. номер	А	Ком. ап. нач.	Ком. ап. кон.
1	П	10	ГОРОД.1.10	Г1				Г1			
2	П	10	ГОРОД.2.10	Г2				Г2			
3	П	10	ГОРОД.1.10	Г3				Г3			
4	П	10	ГОРОД.2.10	Г4				Г4			
5	П	6	НАСОС.1.6	Н1				Н1			
6	П	10	РАЙОН.1.10	Р1				Р1			
7	П	10	РАЙОН.1.10	Р2				Р2			
8											
9		10	Г1	ТП2		2300*ААШВ-70	1	А	А		
10			Г1	ТП2		2500*АСБ-70	2	Б	А		
11			ТП2	ТП3	К	1500*СБ-35+2300*АСБ-50			А		
12			Г3	РП1.1		3000*АПВ1Т-95			А		
13			РП1.1	РП1.2	Н						
14			РП1.1	ЗТП1.1		1800*СИП3-35					
15			ЗТП1.1	ТП3		3500*ААБ-35/3470*АВВГ-35			А		
16			ЗТП1.1	ЗТП1.2	Н						
17			ЗТП1.2	_1	Н	1000*АС-35					-
18			_1	КТП10		200*АС-35				-	
19			_1	ЛР-3		500*АС-35				-	
20			Г2	РП1.2		3000*АПВ1Т-95			А		
21			РП1.2	ЗТП1.2		1700*СИП3-35					
22			Г4	ТП4		5000*2ПВ1Т-35					
23			ТП4	Сосед РЭС							
24			Р1	_2		1500*АС-35					-
25			_2	КТП5		500*АС-35				-	
26			_2	ЛР-1		2000*АС-35				-	
27			ЛР-1	_3		3000*АС-35				-	-
28			_3	_4		800*АС-35				-	-
29			_4	КТП6		200*АС-35				-	
30			_4	КТП7		10*АС-35				-	
31			_3	_5		500*АС-35				-	-
32			_5	ЛР-2		200*АС-35				-	
33			_5	КТП8		100*АС-35				-	
34			_5	_6		1500*АС-35				-	-

35		_6	КТП9		100*АС-35			-	
36		_6	ЛР-3		700*АС-35			-	-
37		P2	_7		3000*АС-35				-
38		_7	КТП11		10*АС-35			-	
39		_7	_8		1500*АС-35			-	-
40		_8	КТП12		100*АС-35			-	
41		_8	_9		500*АС-35			-	-
42		_9	КТП13		100*АС-35			-	
43		_9	ЛР-4	К	200*АС-35			-	
44		ЛР-4	_10		1000*АС-35			-	-
45		_10	КТП14		200*АС-35			-	
46		_10	_11		500*АС-35			-	-
47		_11	ЛР-2		500*АС-35			-	
48		_11	КТП15		50*АС-35			-	
49		_11	ТП20_10		2000*АС-35			-	
50	Т	10/6	ТП20_10	ТП20_6	ТМ-3200/10/6.3				
51		ТП20_6	_12		2000*АС-35				-
52		_12	ТП19		200*АС-35			-	
53		_12	_13		1500*АС-35			-	-
54		_13	ТП18		100*АС-35			-	
55		_13	ЛР-5	К	600*АС-35			-	
56	6	Н1	_14		2000*АС-35				-
57		_14	ТП16		200*АС-35			-	
58		_14	_15		1000*АС-35			-	-
59		_15	ТП17		100*АС-35			-	
60		_15	ЛР-5		1000*АС-35			-	-

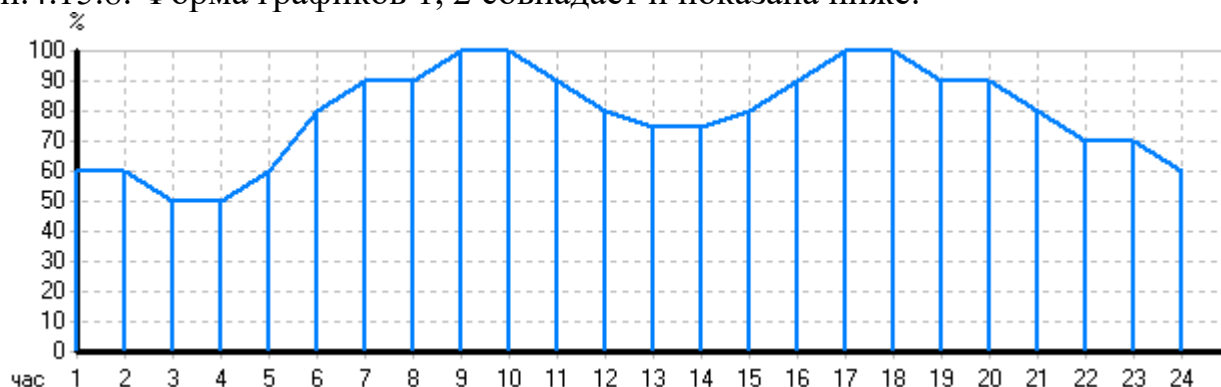
В колонке "п" установлены признаки "П" для питающих подстанций и символ "Т" (строка 50) для трансформатора связи. В колонке "Ун" номинальное напряжение можно задавать в каждой строке, а можно задать в одном месте и оно будет принято таким же для всех строк ниже до указания другого напряжения. Например, номинальное напряжение 10 кВ, указанное в строке 9, также распространится на строки 10 – 49. Для трансформатора связи указываются номинальные напряжения сторон 10/6. Отпайки обозначены номерами с префиксом "_": _1, _2, _3 и т.д. Для автоматического определения номера новой отпайки в колонке "Начало" или "Конец" нужно нажать клавишу "+". В колонке "к" (коммутация) обозначены места разрывов с начала линии "Н" или конца "К". В строках 9, 10 параллельные кабели отмечены номерами 1, 2 в колонке "Нл" (номер параллельной линии). В строке 15 параллельные кабели, приходящие на один выключатель, записаны через символ "/". В строке 22 также показаны два параллельных кабеля одинаковой длины и марки (перед маркой указана кратность – 2). Марки АПВ1т и ПВ1т (строки 12, 20, 22) представляют кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, АПВ – алюминий, ПВ – медь, приставка 1т обозначает однофазное исполнение и треугольную форму прокладки кабеля (также возможна запись АПВ1п, ПВ1п – плоская форма прокладки). В колонке "Дис.номер" продублированы диспетчерские номера головных фидеров, а также указаны нитки "А" и "Б" параллельных кабелей. В колонке "А" обозначены абонентские кабели. В последних двух колонках символом "-" обозначены места где отсутствуют коммутационные аппараты.

3.2.2. Трансформаторы ТП, РП

№ п/п	ТП, РП	Н тр	к тр	ШСВ	к шсв	Трансформатор	Нотв	U	T	Rнаг	Qнаг	Pген	Qген	+/-	Nг (Pн)	Nг (Qн)	dWPпотр	A	Принадлеж.
1	ЗТП1.1	T1				TM-630/10/0.4	3	-4	100000	50000					1	2			
2	ЗТП1.2	T2	О	T1		TM-630/10/0.4	3	-4	80000	40000					1	2			
3	КТП10	T1				TM-180/10/0.4	2	-4							1	2			
4	КТП11	T1				TM-630/10/0.4	4	-4	160000	80000					1	2			
5	КТП12	T1				TM-400/10/0.4	4	-4	100000	50000					1	2			
6	КТП13	T1				TM-400/10/0.4	4	-4							1	2			
7	КТП14	T1				TM-160/10/0.4	1	-4							1	2			
8	КТП15	T1				TM-250/10/0.4	2	-4							1	2			
9	КТП5	T1				TM-630/10/0.4	3	-4	190000	95000					1	2	2500	A	
10	КТП5	T2	P	T1		TM-630/10/0.4	3	-4							1	2		A	
11	КТП6	T1				TM-400/10/0.4	2	-4							1	2			
12	КТП7	T1				TM-250/10/0.4	2	-4							1	2			
13	КТП8	T1				TM-250/10/0.4	2	-4	60000	30000					1	2			
14	КТП9	T1				TM-100/10/0.4	2	-4							1	2			
15	РП1.1	T1	P			TM-2500/10/0.4	3	-4							1	2			A
16	РП1.1	TCH1				TM-25/10/0.4	3	5	3500					C	1	2			A
17	РП1.2	T2		T1		TM-2500/10/0.4	3	-4	750000	375000					1	2	38500		A
18	РП1.2	TCH2		TCH1	K	TM-25/10/0.4	3	5	1500					C	1	2			A
19	Сосед РЭС							1	4	400000	200000			-	1	2			
20	ТП16	T1				TM-1000/6/0.4	3	-4	250000	125000					1	2			
21	ТП17	T1				TM-1000/6/0.4	3	-4	250000	125000					1	2			
22	ТП18	T1				TM-630/6/0.4	3	-4	200000	100000					1	2			
23	ТП19	T1				TM-630/6/0.4	3	-4	200000	100000					1	2			
24	ТП2	T1				TM-1000/10/0.4	3	-4							1	2	2000		A
25	ТП2	T2		T1	K	TM-1000/10/0.4	3	-4							1	2	2000		A
26	ТП20_6							1	4	5000	1000	300000	100000	C					
27	ТП3	T1				TM-630/10/0.4	3	-4							1	2	1500		A
28	ТП3	T2	О	T1		TM-630/10/0.4	3	-4							1	2			A
29	ТП4	T1				TM-1000/10/0.4	3	1	-4	100000	50000				1	2			

Колонка "ТП, РП" содержит наименования ТП, РП аналогичные таблице линий 10(6) кВ. Переход из таблицы линий в таблицу трансформаторов выполняется клавишами Ctrl + →, обратный переход клавишами: Ctrl + ←. В колонке "N тр" ставится номер трансформатора, или ничего не ставится если указывается нагрузка на стороне 10(6) кВ (строки 19, 26). В колонке "к тр" указывается коммутация трансформатора ("Н" – отключен со стороны ВН, "К" – отключен с НН, "О" – отключен с двух сторон, "Р" – то же что и "О", но устанавливается автоматически). По сравнению с предыдущим форматом удалена колонка "ТП, РП (НН)", но добавлена колонка "к шсв" для того, чтобы в случае отключения одного трансформатора можно было запитать его шину 0.4 кВ от другого трансформатора. В исходном состоянии должны быть установлены все связи секций 0.4 кВ в колонке "ШСВ" и их коммутации в колонке "к шсв". Идентификатор шины 0.4 кВ образуется от наименования ТП и номера трансформатора, например, ЗТП1.Т1, ЗТП1.Т2, КТП10.Т1 и др. Марка трансформатора в колонке "Трансформатор" набирается вручную или выбирается из справочника по клавише "пробел". В колонке "Notv" указаны номера ответвлений ПБВ (1...5, что соответствует регулированию ±2х2.5%). Колонка "U" определяет место установки нагрузки: по умолчанию 0 – на стороне 0.4 кВ, 1 – на стороне 10(6) кВ (строки 19, 26, 29). В колонке "Т" для большинства ТП установлен тип нагрузки "4" (WP, WQ). Знак "-" обозначает, что значения измерений зачисляются автоматически из базы коммерческого учета. При закачке был использован tg = 0.5, поэтому во всех таких строках соотношение Qнаг/Рнаг = 0.5. В строках 16, 18 задан тип "5" (WP, tg) со знаком "+" – данные измерений заданы вручную из базы технического учета. В строке 26 задана генерация малой ГЭС и нагрузка собственных нужд ГЭС, которые также устанавливаются вручную. В колонке "+/-" заданы признаки "С" – собственные нужды (строки 16, 18, 26) и признак "-" (строка 19), обозначающий выдачу из сети. В колонке "dWRпотр" закачаны значения потерь в абонентских линиях 10(6) кВ и трансформаторах 10(6)/0.4 кВ из базы коммерческого учета. Также сюда могут быть включены потери в линии 0.4 кВ, хотя, по возможности, они заносятся в таблицу линий 0.4 кВ. В колонке "А" обозначены абонентские трансформаторы, а в колонке "Принадлеж." можно расшифровать балансную принадлежность.

В колонках "Nг(Рн)" и "Nг(Qн)" заданы номера типовых суточных графиков нагрузок с номерами 1 и 2. Порядок их задания приведен в [2], п.4.15.8. Форма графиков 1, 2 совпадает и показана ниже:



3.2.3. Линии 0.4 кВ

№ п/п	ТП, РП	Нтр	Фидер	к	Параметры линий	А	Тз	Т	Рнаг	Qнаг	+/-	Ng (Pн)	Ng (Qн)	dWРпотр
1	ЗТП1.1	Т1	Ф1		1500*СИП4-25		1	-4	5000	1500		1	2	
2	ЗТП1.1	Т2	Ф2		1500*СИП4-25		1	-4	5000	1500		1	2	
3	ЗТП1.2	Т1	Ф3		1500*СИП4-25		1	-4	5000	1500		1	2	
4	ЗТП1.2	Т2	Ф4		1500*СИП4-25		1	-4	5000	1500		1	2	
5	КТП10	Т1	Ф1		1000*А-25		1	-4	13333,3	4000		1	2	
6	КТП10	Т1	Ф2		1000*А-25		1	-4	13333,3	4000		1	2	
7	КТП10	Т1	Ф3		1000*А-25		1	-4	13333,3	4000		1	2	
8	КТП11	Т1	Ф1		1200*А-25		1	-4	10000	3000		1	2	
9	КТП11	Т1	Ф2		1200*А-25		1	-4	10000	3000		1	2	
10	КТП11	Т1	Ф3		1200*А-25		1	-4	10000	3000		1	2	
11	КТП11	Т1	Ф4		1200*А-25		1	-4	10000	3000		1	2	
12	КТП11	Т1	Ф5		1200*А-25		1	-4	10000	3000		1	2	
13	КТП12	Т1	Ф1		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
14	КТП12	Т1	Ф2		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
15	КТП12	Т1	Ф3		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
16	КТП13	Т1	Ф1		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
17	КТП13	Т1	Ф2		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
18	КТП13	Т1	Ф3		1500*А-25		1	-4	8333,3	2500		1	2	
19	КТП14	Т1	Ф1		500*А-25		1	-4	15000	4500		1	2	
20	КТП14	Т1	Ф2		500*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
21	КТП14	Т1	Ф3		500*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
22	КТП14	Т1	Ф4		500*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
23	КТП14	Т1	Ф5		500*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
24	КТП15	Т1	Ф1		700*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
25	КТП15	Т1	Ф2		700*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
26	КТП15	Т1	Ф3		700*А-25		1	-4	20000	6000		1	2	
27	КТП5	Т1	Ф1		1000*А-25		1	-4	5000	1500		1	2	
28	КТП5	Т2	Ф2		1000*А-25		1	-4	5000	1500		1	2	
29	КТП6	Т1	Ф1		700*А-25		1	-4	22000	6600		1	2	
30	КТП6	Т1	Ф2		700*А-25		1	-4	22000	6600		1	2	
31	КТП6	Т1	Ф3		700*А-25		1	-4	22000	6600		1	2	
32	КТП6	Т1	Ф4		700*А-25		1	-4	22000	6600		1	2	
33	КТП6	Т1	Ф5		700*А-25		1	-4	22000	6600		1	2	
34	КТП7	Т1	Ф1		1000*А-25		1	-4	15000	4500		1	2	
35	КТП7	Т1	Ф2		1000*А-25		1	-4	15000	4500		1	2	
36	КТП7	Т1	Ф3		1000*А-25		1	-4	15000	4500		1	2	
37	КТП7	Т1	Ф4		1000*А-25		1	-4	15000	4500		1	2	
38	КТП8	Т1	Ф1		800*А-25		1	-4	16250	4875		1	2	
39	КТП8	Т1	Ф2		800*А-25		1	-4	16250	4875		1	2	
40	КТП8	Т1	Ф3		800*А-25		1	-4	16250	4875		1	2	
41	КТП8	Т1	Ф4		800*А-25		1	-4	16250	4875		1	2	
42	КТП9	Т1	Ф1		2000*А-25		1	-4	6666,7	2000		1	2	
43	КТП9	Т1	Ф2		2000*А-25		1	-4	6666,7	2000		1	2	
44	КТП9	Т1	Ф3		2000*А-25		1	-4	6666,7	2000		1	2	
45	ТП16	Т1	СН					5	500		С	1	2	
46	ТП17	Т1	СН					5	500		С	1	2	
47	ТП18	Т1	СН					5	500		С	1	2	
48	ТП19	Т1	СН					5	500		С	1	2	
49	ТП2	Т1	Ф1		300*ААШВ-120	А		-4	110000	55000		1	2	13700
50	ТП2	Т1	Ф3		800*СИП4-25		1	-4	12500	3750		1	2	
51	ТП2	Т1	Ф5		800*СИП4-25		1	-4	12500	3750		1	2	
52	ТП2	Т2	Ф2		300*ААШВ-120	А		-4	80000	40000		1	2	7200
53	ТП2	Т2	Ф4		800*СИП4-25		1	-4	12500	3750		1	2	
54	ТП2	Т2	Ф6		800*СИП4-25		1	-4	12500	3750		1	2	

55	ТПЗ	Т1	Ф1	500*АСБ-95	А	-4	55000	27500		1	2	7900
56	ТПЗ	Т1	Ф3	1000*СИП4-25		1 -4	10000	3000		1	2	
57	ТПЗ	Т1	Ф5	1000*СИП4-25		1 -4	10000	3000		1	2	
58	ТПЗ	Т2	Ф2	500*АСБ-95	А	-4	5000	2500		1	2	950
59	ТПЗ	Т2	Ф4	1000*СИП4-25		1 -4	10000	3000		1	2	
60	ТПЗ	Т2	Ф6	1000*СИП4-25		1 -4	10000	3000		1	2	
61	ТП4	Т1	Ф1	200*АСБ-95	А					1	2	
62	ТП4	Т1	Ф2	200*АСБ-95	А					1	2	

Заполнение колонок "ТП, РП" и "Nтр" аналогично таблице трансформаторов. В колонке "Фидер" задаются наименования фидеров 0.4 кВ. В отличие от уникальных наименований фидеров 10(6) кВ (Г1, Г2, Г3, Г4, Н1, Р1, Р2) наименования фидеров 0.4 кВ могут повторяться, поскольку привязываются к наименованиям ТП (ЗТП1.Ф1, КТП10.Ф1, КТП11.Ф1 и др.). В колонке "к" указывается признак отключения линии ("Н" – отключение с начала, "К" – отключение с конца). В колонке "Параметры линии" задаются длины и марки магистрали линии 0.4 кВ. В колонке "Тз" указывается тип загрузки, например, для большинства линий тип "1", т.е. нагрузка равномерно распределена вдоль линии, в строках 45 – 48, 52, 55, 58, 61, 62 указан тип "0", т.е. нагрузка сосредоточена в конце линии. Возможны комбинированные варианты, когда на линии имеется промышленная (киоски, магазины) и бытовая нагрузка. Для таких случаев тип загрузки расширен вариантами равномерно спадающей нагрузки (Тз = 2), когда основная нагрузка находится в начале линии и равномерно возрастающей нагрузки (Тз = 3), когда основная нагрузка находится в конце линии. В колонке "А" обозначены абонентские линии. При формировании таблицы линий 0.4 кВ необходимо определить тип загрузки каждой линии, так как от этого зависит величина потерь в этой линии. Колонки "Т", "Рнаг", "Qнаг", "+/-", "Nг (Рн)", "Nг (Qн)", "dWRпотр" аналогичны по содержанию таблице трансформаторов. Для бытовой нагрузки выбран $tg = 0.3$, поэтому для большинства строк соотношение $Q_{наг}/P_{наг} = 0.3$. В строках 45 – 48 задана нагрузка собственных нужд ТП16 – ТП19 на стороне 0.4 кВ (признак "С" в колонке "+/-"). В строках 49, 52, 55, 58 закачаны потери в абонентских линиях 0.4 кВ из базы коммерческого учета.

3.2.4. Вводы подстанций

№ п/п	Подстанция	Ус.ш.	Б	ШСВ	Т	Р →	Q →	Р ←	Q ←	WPп	WQп	WPг	WQг	№гр
1	ГОРОД.1.10	10,2			4	1400000	700000							1
2	ГОРОД.2.10	10,2	О	ГОРОД.1.10	4	400000	200000							1
3	НАСОС.1.6	6,1			4	620000	300000							1
4	РАЙОН.1.10	10,5			4	1100000	500000							1

3.2.5. Фидеры подстанций

№ п/п	Начало	Конец	Обозначение	к/н	Б	Т	Р →	Q →	Р ←	Q ←	WPп	WQп	WPг	WQг	№гр
1	ГОРОД.1.10	Г1	Г1			5	330000								2
2	ГОРОД.1.10	Г3	Г3			5	30000								2
3	ГОРОД.1.10	ТСН	ТСН		С	5	25000								
4	ГОРОД.2.10	Г2	Г2			5	1300000								2
5	ГОРОД.2.10	Г4	Г4			5	510000								2
6	ГОРОД.2.10	Г6	Г6			4	90000	40000	500000	70000	84000	42000	550000	95000	
7	ГОРОД.2.10	ТСН	ТСН		С	5									
8	НАСОС.1.6	Н1	Н1			5	600000								2
9	НАСОС.1.6	ТСН	ТСН		С	5	10000								
10	РАЙОН.1.10	Р1	Р1			5	700000								2
11	РАЙОН.1.10	Р2	Р2			5	390000								2
12	РАЙОН.1.10	ТСН	ТСН		С	5	15000								

Таблицы вводов и фидеров подстанций заполняются данными измерений из базы технического учета. В колонке "Подстанция" таблицы вводов указывается наименование секции шин питающей подстанции, на вводе в которую установлен учет. В колонке "Ус.ш." указывается измеренное напряжение секции шин, или среднее напряжение за расчетный период. Для многосекционных подстанций в колонке "Б" устанавливается признак "О" (ввод отключен) для всех вводов, кроме одного (как правило, 1 секция шин), а в колонке "ШСВ" указывается наименование рабочего ввода. При составлении балансов электроэнергии измерения по таким отключенным вводам суммируются к рабочему. Это нужно для расчета небаланса по подстанции в целом, поскольку небалансы по отдельным вводам могут значительно искажаться из-за периодических отключений этих вводов. В колонке "Т" указан тип измерения (4 – WP, WQ), в колонках "Р →", "Q →" указаны измерения приема электроэнергии в сеть РЭС (в колонках "Р ←", "Q ←" – выдача из сети). В колонке "№гр" указан номер группы измерений для вводов питающих подстанций.

В таблице фидеров в колонках "Начало", "Конец" указываются наименования начала и конца линии, на которой установлен технический учет электроэнергии, в колонке "Обозначение" – диспетчерское обозначение линии. Для контрольного примера указаны все фидеры питающих подстанций. В колонке "к/н" указывается место установки учета (0 – конец, 1 – начало фидера). В строках 3, 7, 9, 12 заданы измерения собственных нужд (признак "С" в колонке "Б"). В строке 6 – фидер, на котором установлен учет потребителя, в колонках "Р →", "Q →", "Р ←", "Q ←" этого фидера заданы измерения технического учета, а в колонках "WPп", "WQп", "WPг", "WQг" – измерения из базы коммерческого учета, которые привязаны

непосредственно к фидеру. Установка признака "П" в колонке "Б" позволяет вручную задать безпотерьный полезный отпуск в колонках "P →", "Q →", "P ←", "Q ←". Также можно указать выдачу из сети (признак "-" в колонке "Б") или прием электроэнергии в сеть (признак "+"). Линии в строках 3, 7, 9, 12 необязательно кодировать в таблице линий 10(6) кВ. В колонке "Nгр" указан номер группы фидеров, по которым можно детализировать небаланс электроэнергии. Для большинства строк указан тип нагрузки 5 в колонке "Т" (WP/tg), т.е. учеты по фидерам не имеют измерений реактивной электроэнергии.

3.2.6. База промышленных абонентов

Ниже показан формат таблицы промышленных потребителей. В колонках "ТП, РП", "Nтр" (номер трансформатора), "Фид." (фидер 0.4 кВ) указывается привязка точек учета потребителей к сети. В колонке "Узел схемы" (не редактируемое поле) отображается наименование узла к которому реально выполнена привязка, если это поле пустое, то нагрузка вообще не привязана к сети. В строках 1 – 4 показана привязка к фидеру 10 кВ Г6. В колонке "Nтр" указываются номера трансформаторов только для ТП, РП у которых больше одного трансформатора. Для привязки нагрузки к линии 0.4 кВ в колонке "Фид." указывается наименование фидера 0.4 кВ, а в колонке "л" устанавливается признак "1" (строки 18 – 21). Точка учета потребителя идентифицируется колонками "Nдог" (номер договора), "Потребитель" (наименование потребителя), "Nт.у." (порядковый номер точки учета). Колонка "Тип" определяет тип учета: 0 – WРг, 1 – WРп, 2 – WQп, 3 – WQг. Полный набор типов учетов показан для предприятия Nдог = 109 (строки 1 – 4). Остальные точки учета измеряют только WРп, поэтому значения WQп для них будет рассчитано по заданному tgφ для промышленных предприятий. В колонке "Y/N" указывается наличие или отсутствие учета WQп (Y – да, N – нет). Если учета нет (символ "N"), то значение WQп также рассчитывается по заданному tgφ для промышленных предприятий. Колонки "Nсчетч." (заводской номер счетчика), "Kтг" (коэффициент трансформатора тока), "Kтн" (коэффициент трансформатора напряжения), "Kсч" (коэффициент счетчика) характеризуют счетчик. Эти колонки можно использовать для проверки правильности расчета коэффициента счетчика: $K_{сч} = K_{тг} \cdot K_{тн}$, а колонка "Kтн" используется для определения места установки учета: если 0 или 1 – то учет на стороне 0.4 кВ, если больше 1 (например, 100) – то учет на стороне 10(6) кВ (строки 1–4, 22). В колонке "с" признаком "1" отмечаются учеты субабонентов, показания которых вычитаются из нагрузки узла. Колонка "W" (расход по счетчику) непосредственно используется для формирования нагрузок узлов и участвует в балансе электроэнергии. В колонках "Wт" и "Wл" заданы потери в абонентских трансформаторах и линиях, которые также могут участвовать в балансе электроэнергии. Колонка "Wсум" служит для формального контроля: $W_{сум} = W + W_{т} + W_{л}$, но участия в балансе электроэнергии не принимает.

№ п/п	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	У/Н	Нсчетч.	Ктт	Ктн	Ксч	с	л	W	Вт	Втл	Wсум
1	Г6	Г6			109	Теплокоммунсеть	1		У	6538468		100				550000			550000
2	Г6	Г6			109	Теплокоммунсеть	1	1	У	1846734		100				84000			84000
3	Г6	Г6			109	Теплокоммунсеть	1	2	У	3634823		100				42000			42000
4	Г6	Г6			109	Теплокоммунсеть	1	3	У	9636374		100				95000			95000
5	ЗТП1.Т1	ЗТП1.1			100	Водоканал	1	1	У	9594304						100000			100000
6	ЗТП1.Т2	ЗТП1.2			100	Водоканал	2	1	У	8582994						80000			80000
7	КТП11.Т1	КТП11			101	Птицефабрика	1	1	У	2784884						160000			160000
8	КТП12.Т1	КТП12			101	Птицефабрика	1	1	У	7478934						100000			100000
9	КТП5.Т1	КТП5	Т1		102	Свиноферма	1	1	У	1273744						190000	2500		192500
10	КТП5.Т2	КТП5	Т2		102	Свиноферма	2	1	У	4788329									
11	КТП8.Т1	КТП8			103	Мастерская	1	1	У	8128271						60000			60000
12	РП1.Т1	РП1.1	Т1		104	Завод	1	1	У	6467323									
13	РП1.Т2	РП1.2	Т2		104	Завод	2	1	У	5378838						750000	7000	31500	788500
14	ТП16.Т1	ТП16			105	Полив	1	1	У	8348844						250000			250000
15	ТП17.Т1	ТП17			105	Полив	1	1	У	8483874						250000			250000
16	ТП18.Т1	ТП18			105	Полив	1	1	У	8909595						200000			200000
17	ТП19.Т1	ТП19			105	Полив	1	1	У	8399553						200000			200000
18	ТП2.Ф1	ТП2	Т1	Ф1	106	Фабрика	1	1	У	426162					1	110000	2000	13700	125700
19	ТП2.Ф2	ТП2	Т2	Ф2	106	Фабрика	2	1	У	56656					1	80000	2000	7200	89200
20	ТП3.Ф1	ТП3	Т1	Ф1	107	Комбинат	1	1	У	7693892					1	55000	1500	7900	64400
21	ТП3.Ф2	ТП3	Т2	Ф2	107	Комбинат	2	1	У	7587388					1	5000		950	5950
22	ТП4	ТП4	Т1		108	Тяга	1	1	У	8458843		100				100000			100000

3.2.7. База бытовых абонентов

№ п/п	Узел схемы	ТП, РП	Фидер	W сум,кВтч	К потр. (всего)	К потр. (оплата)	W сред, кВтч
1	ЗТП1.Ф1	ЗТП1.1	Ф1	5000			
2	ЗТП1.Ф2	ЗТП1.1	Ф2	5000			
3	ЗТП1.Ф3	ЗТП1.2	Ф3	5000			
4	ЗТП1.Ф4	ЗТП1.2	Ф4	5000			
5	КТП10.Ф1	КТП10	Ф1	13333			
6	КТП10.Ф2	КТП10	Ф2	13333			
7	КТП10.Ф3	КТП10	Ф3	13333			
8	КТП11.Ф1	КТП11	Ф1	10000			
9	КТП11.Ф2	КТП11	Ф2	10000			
10	КТП11.Ф3	КТП11	Ф3	10000			
11	КТП11.Ф4	КТП11	Ф4	10000			
12	КТП11.Ф5	КТП11	Ф5	10000			
13	КТП12.Ф1	КТП12	Ф1	8333			
14	КТП12.Ф2	КТП12	Ф2	8333			
15	КТП12.Ф3	КТП12	Ф3	8333			
16	КТП13.Ф1	КТП13	Ф1	8333			
17	КТП13.Ф2	КТП13	Ф2	8333			
18	КТП13.Ф3	КТП13	Ф3	8333			
19	КТП14.Ф1	КТП14	Ф1	15000			
20	КТП14.Ф2	КТП14	Ф2	20000			
21	КТП14.Ф3	КТП14	Ф3	20000			
22	КТП14.Ф4	КТП14	Ф4	20000			
23	КТП14.Ф5	КТП14	Ф5	20000			
24	КТП15.Ф1	КТП15	Ф1	20000			
25	КТП15.Ф2	КТП15	Ф2	20000			
26	КТП15.Ф3	КТП15	Ф3	20000			
27	КТП5.Ф1	КТП5	Ф1	5000			
28	КТП5.Ф2	КТП5	Ф2	5000			
29	КТП6.Ф1	КТП6	Ф1	22000			
30	КТП6.Ф2	КТП6	Ф2	22000			
31	КТП6.Ф3	КТП6	Ф3	22000			
32	КТП6.Ф4	КТП6	Ф4	22000			
33	КТП6.Ф5	КТП6	Ф5	22000			
34	КТП7.Ф1	КТП7	Ф1	15000			
35	КТП7.Ф2	КТП7	Ф2	15000			
36	КТП7.Ф3	КТП7	Ф3	15000			
37	КТП7.Ф4	КТП7	Ф4	15000			
38	КТП8.Ф1	КТП8	Ф1	16250			
39	КТП8.Ф2	КТП8	Ф2	16250			
40	КТП8.Ф3	КТП8	Ф3	16250			
41	КТП8.Ф4	КТП8	Ф4	16250			
42	КТП9.Ф1	КТП9	Ф1	6667			
43	КТП9.Ф2	КТП9	Ф2	6667			
44	КТП9.Ф3	КТП9	Ф3	6667			
45	ТП2.Ф3	ТП2	Ф3	12500			
46	ТП2.Ф4	ТП2	Ф4	12500			
47	ТП2.Ф5	ТП2	Ф5	12500			
48	ТП2.Ф6	ТП2	Ф6	12500			
49	ТП3.Ф3	ТП3	Ф3	10000			
50	ТП3.Ф4	ТП3	Ф4	10000			
51	ТП3.Ф5	ТП3	Ф5	10000			
52	ТП3.Ф6	ТП3	Ф6	10000			

Для привязки бытовых абонентов задаются колонки "ТП, РП", "Фидер" (наименования фидера 0.4 кВ). В колонке "Wсум" указывается суммарное потребление по фидеру 0.4 кВ. Колонки "К потр.(всего)" (общее количество потребителей на линии 0.4 кВ) и "К потр.(оплата)" (количество потребителей оплативших за электроэнергию) являются контрольными. В колонке "Wсред" рассчитывается среднее значение потребляемой электроэнергии на одного потребителя: $W_{ред} = W_{сум} / K_{потр.}(оплата)$.

3.2.8. Районы схемы

№ п/п	N района	Наименование района
1	1	Вводы п/ст
2	2	Фидеры п/ст

В таблице районов схемы указывается текстовая расшифровка номеров районов в таблицах линий 10(6) кВ, трансформаторов ТП, РП и номеров групп учетов в таблицах вводов и фидеров.

3.3. Функциональные задачи "Базы РЭС"

На рис. 3.1 показана структура табличных данных и функциональные задачи раздела "База РЭС". Выделены три функциональные задачи:

1. **Импорт данных измерений за расчетный период** заполняет таблицы промышленных и бытовых абонентов (файлы *.PRA, *.BTA) данными коммерческого учета электроэнергии (составляющие $W_{п}$, $W_{г}$). Данные технического учета электроэнергии зачисляются в табличные форматы вводов и фидеров подстанций (файлы *.RSV, *.RSF). Сюда входят измерения приема и выдачи электроэнергии ($W_{(+)}$, $W_{(-)}$), собственных нужд ($W_{сн}$) и промежуточные измерения (W). Этот процесс повторяется каждый расчетный период, объем зачисляемых данных значительный, поэтому импорт данных измерений должен быть автоматизирован. В контрольном примере все данные занесены вручную.

2. **Формирование загрузки ТП, РП** выполняет подсуммирование потребления на шины 0.4 или 10(6) кВ трансформаторов ТП, РП (файл *.RTP) и на линии 0.4 кВ (*.R04) в соответствии с заданной привязкой точек учета потребителей к сети. В процессе формирования загрузки анализируются и решаются следующие задачи:

- в точке учета отсутствует или задано расчетным образом потребление реактивной электроэнергии ($WQ_{п}$). Тогда это значение рассчитывается: $WQ_{п} = WP_{п} \cdot \text{tg}\phi$ (в контрольном примере для промышленных потребителей использован $\text{tg}\phi = 0.5$, для бытовых потребителей $\text{tg}\phi = 0.3$);
- привязка к линии 0.4 кВ не корректна (линия не задана или ошибка в наименовании) – выполняется привязка к шине 0.4 кВ ТП, РП;
- привязка к шине ТП, РП не корректна – выдается сообщение об ошибке;

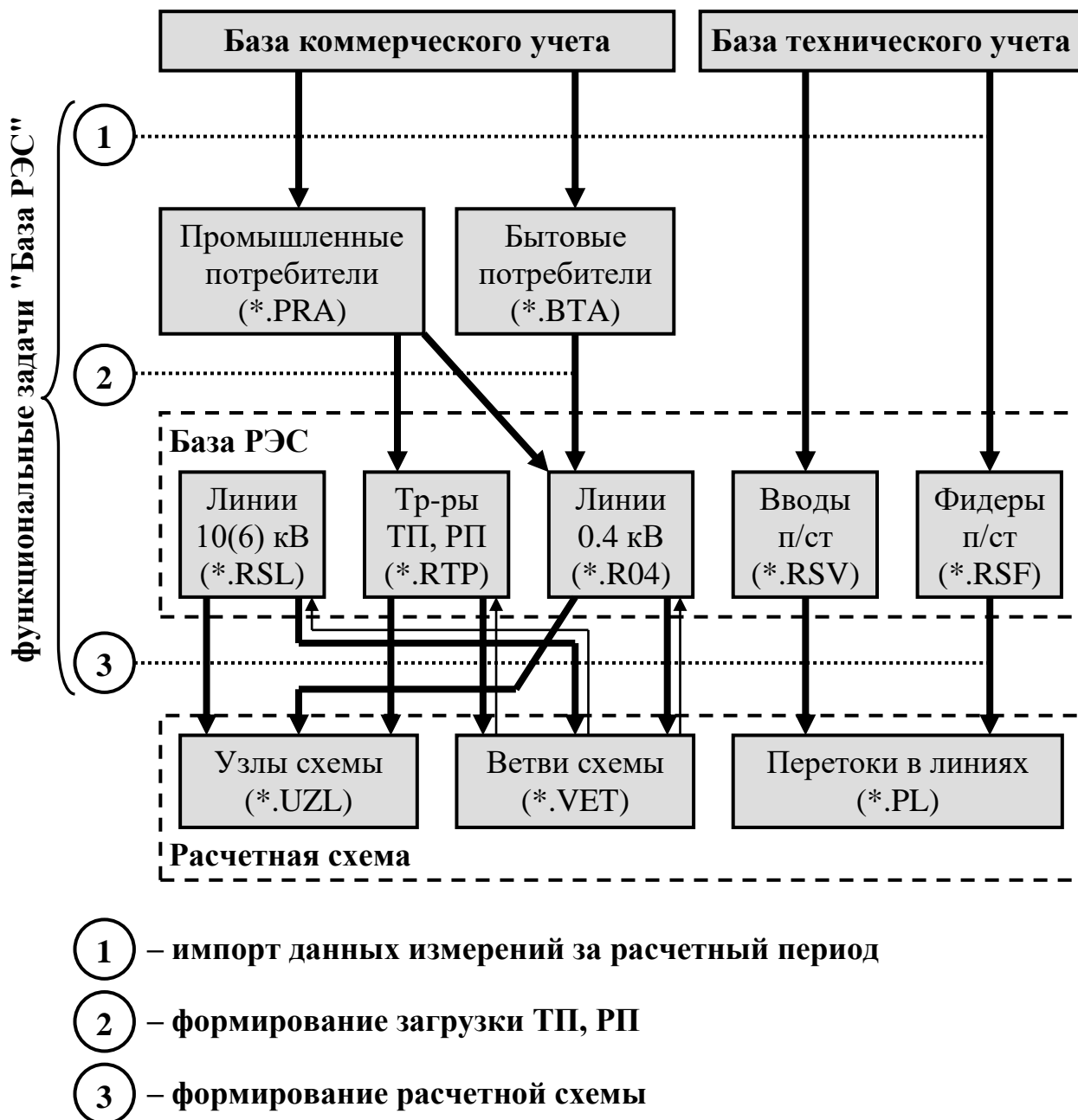


Рис.3.1. Структура данных и функциональные задачи "База РЭС"

- не указан номер трансформатора – потребление подсуммируется к шинам первого по порядку включенного трансформатора;
- имеются измерения на стороне 10(6) кВ и на стороне 0.4 кВ трансформатора. Потребление суммируется и устанавливается на сторону 10(6) кВ. Ситуация требует детального анализа и характерна при наличии учетов основного абонента и его субабонентов.
- потребление субабонентов суммируется со знаком "-";
- трансформаторы с нулевой загрузкой или с малой загрузкой по отношению к второму трансформатору могут автоматически отключаться (установка признака "P" в колонке коммутации "k" таблицы трансформаторов ТП, РП);
- отрицательные значения потребления игнорируются.

3. **Формирование расчетной схемы** является конечной целью раздела "База РЭС". Из таблиц линий и трансформаторов базы РЭС (файлы *.RSL, *.RTP, *.R04) формируются файлы узлов и ветвей расчетной схемы (файлы *.UZL, *.VET), а по данным измерений на вводах и фидерах базы РЭС (файлы *.RSV, *.RSF) формируется файл заданных перетоков в линиях (*.PL). Файлы расчетной схемы имеют унифицированный формат для функциональных задач раздела "Z-режим". В процессе формирования расчетной схемы анализируются и решаются следующие ситуации:

- анализ корректности задания марок и расчет параметров схемы замещения R, X, G, B, Kтр трансформаторов и линий;
- исключение трансформатора из расчетной схемы, если учет установлен на стороне 10(6) кВ;
- проверка наличия трансформаторов на ТП, РП;
- анализ соответствия уровней напряжений 6 и 10 кВ ТП, РП;
- анализ конфигурации – определение узлов без питания и замкнутых контуров, которые появились в результате ошибок набора;

Файлы расчетной схемы являются производными от файлов базы РЭС, поэтому текущие изменения по сети 10(6)/0.4 кВ вносятся в файлы базы РЭС. Однако некоторые коррективы технологически удобно вносить в файлы расчетной схемы (например, изменение коммутации). Поэтому в комплексе РАОТП реализован частичный возврат информации (признаки коммутации ветвей, параметры линий и трансформаторов, диспетчерские номера линий и др.) из файлов расчетной схемы в файлы базы РЭС – на рис.3.1. показан тонкими стрелками.

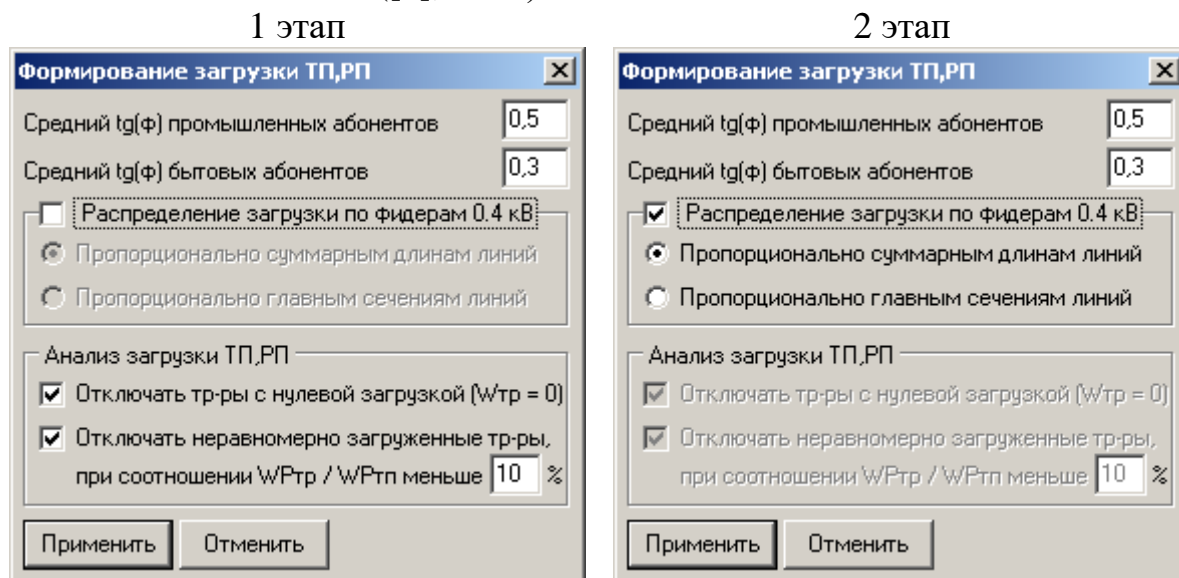
Реализация интерфейса перечисленных функциональных задач в комплексе РАОТП приведена в [2] п.3.4, 3.5, 3.6. Оконные форматы для схемы контрольного примера показаны ниже.

3.3.1. Импорт данных измерений электроэнергии

Таблицы промышленных и бытовых абонентов для схемы контрольного примера подготовлены вручную.

3.3.2. Формирование загрузки ТП, РП

Операция выполняется при выборе меню "Абоненты" → "Формирование загрузки ТП, РП". Для контрольного примера операция выполнена в два этапа ([2], п.3.5):



Во время 1 этапа вся нагрузка суммируется только на шины 0.4 кВ трансформаторов ТП, РП, что позволяет проанализировать их загрузку и отключить трансформаторы с нулевой и малой нагрузкой. При этом устанавливается признак "Р" в колонку коммутации трансформатора "к тр" и включается связь по ШСВ 0.4 кВ в колонке "к шсв" (п.3.2.2, строки 10, 15). В нижней части окна выводятся сообщения:

[Отключение незагруженных тр-ров]
РП1.1 Т1

[Отключение неравномерно загруженных тр-ров]
КТП5 Т2

Во время второго этапа нагрузка суммируется на шины ТП, РП и линии 0.4 кВ в соответствии с привязкой точек учета в таблицах промышленных и бытовых абонентов. В нижней части окна сообщения об ошибках отсутствуют:

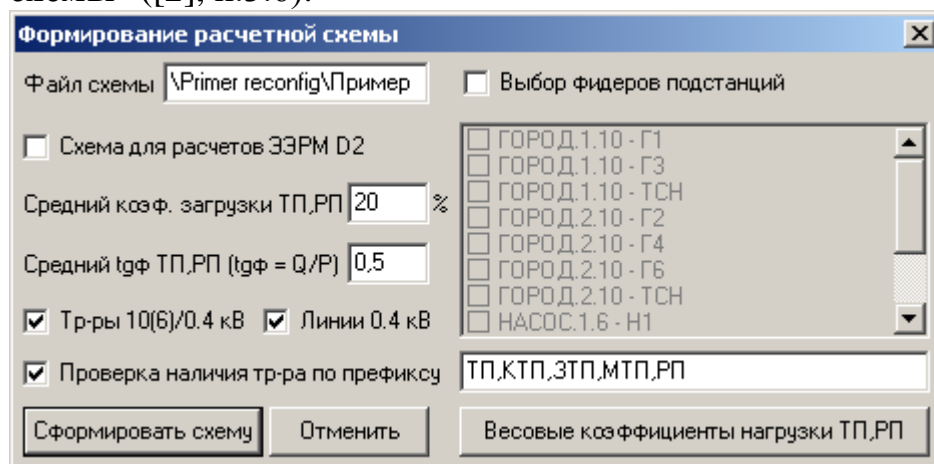
[База промышленных абонентов]

[База бытовых абонентов]

[Анализ нагрузки]

3.3.3. Формирование расчетной схемы

Операция выполняется выбором меню "Схема" → "Формирование схемы" ([2], п.3.6):



Средний коэффициент загрузки ТП, РП (20%) используется для трансформаторов, не имеющих привязки к потребителям (в схеме контрольного примера таких нет). Средний тангенс используется для типов нагрузок 2 – P/tg , 3 – I/tg и 5 – WP/tg (п.3.2.2, строки 16, 18). Трансформаторы и линии 0.4 кВ включены в схему за счет установки соответствующих флажков. Также выполнена проверка наличия у всех ТП, РП трансформаторов. В нижней части окна выводятся сообщения:

```
[Формирование схемы]
Не задан тр-тор в узле: ТП20_10
Линии 0.4 кВ, строка 61: ТП4.Т1 нет в таблице узлов схемы
Линии 0.4 кВ, строка 62: ТП4.Т1 нет в таблице узлов схемы
Фидеры п/ст, строка 3: ТСН отсутствует в таблице линий 10(6) кВ
Фидеры п/ст, строка 7: ТСН отсутствует в таблице линий 10(6) кВ
Фидеры п/ст, строка 9: ТСН отсутствует в таблице линий 10(6) кВ
```

```
[Контроль конфигурации]
Схема "Пример" содержит замкнутые контура (1)
Контур 1
    Вход 1: ТП2 - Г1
    Вход 2: ТП2 - Г1
```

```
<<<<< Импорт данных завершен >>>>>
Узлов      = 142
Ветвей     = 152
Узлов ВП   = 3
```

Первое сообщение указывает, что ТП20_10 не содержит трансформатора 10(6)/0.4 (все правильно, ТП20 содержит трансформатор связи 10/6 кВ, который описан в таблице линий 10(6) кВ). Следующие два сообщения являются следствием того, что нагрузка на ТП4 задана на стороне 10 кВ, при этом трансформатор 10/0.4 кВ в схему не включен, и линиям 0.4 кВ в строках 61, 62 (п.3.2.3) не к чему присоединиться (эти линии являются абонентскими и в схеме примера не нужны). В строках 3, 7, 9 указаны фидеры ТСН, которые отсутствуют в схеме – в расчете потерь они не участвуют, но участвуют в формировании балансов электроэнергии. Один контур образован параллельными линиями от фидера Г1 к ТП2.

3.3.4. Анализ распределения нагрузки

Операция выполняется выбором меню "Абоненты" → "Анализ распределения нагрузки". Для схемы контрольного примера имеем результат:

База пром. и быт.			
Всего потребление :	3 520 250 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
по счетчикам :	3 444 000 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
пром. абон. :	2 774 000 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
быт. абон. :	670 000 кВтч		
потери в тр/лин :	76 250 кВтч		

База РЭС			
тр-ры ТП, РП :	2 440 000 кВтч		
потери в тр-рах :	46 500 кВтч		
линии 0.4 кВ :	920 000 кВтч		
потери в линиях :	29 750 кВтч		
фидеры 10(6) кВ :	84 000 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
потери (фидеры) :	0 кВтч		
итого			
по счетчикам :	3 444 000 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
потери в тр/лин :	76 250 кВтч		
Всего потребление :	3 520 250 кВтч,	генерация :	550 000 кВтч
Небаланс :	0 кВтч		

База РЭС (добавлено вручную)			
тр-ры ТП, РП :	0 кВтч,	генерация :	300 000 кВтч
линии 0.4 кВ :	0 кВтч		
фидеры 10(6) кВ :	0 кВтч		
Всего по базе РЭС :	3 520 250 кВтч,	генерация :	850 000 кВтч

База Z-режим			
узлы схемы :	3 444 000 кВтч,	генерация :	850 000 кВтч
перетоки в лин. :	0 кВтч		
итого			
по счетчикам :	3 444 000 кВтч,	генерация :	850 000 кВтч
потери в тр/лин :	76 250 кВтч		
Всего потребление :	3 520 250 кВтч,	генерация :	850 000 кВтч
Небаланс :	0 кВтч		

Анализ выполняется для контроля суммарных значений потребления и генерации, которые импортируются автоматически из баз промышленных и бытовых потребителей и заносятся вручную. В первой части показаны суммарные потребление (3 520 250 кВтч, в т.ч. потери – 76 250 кВтч) и генерация (550 000 кВтч) для счетчиков, которые имеют привязку к схеме. Во второй части показано распределение потребления и потерь по таблицам тр-ров, линий 0.4 кВ и фидеров 10(6) кВ. Небаланс с первой частью равен нулю, т.е. суммарное потребление и генерация совпадают. В третьей части указывается значения потребления и генерации базы РЭС, добавленных вручную (в нашем случае только генерация 300 000 кВтч). В последней части показаны значения потребления и генерации, которые мы должны получить при составлении баланса по всей схеме. Наличие небаланса во второй или четвертой частях указывает на потерю информации при записи данных в базу РЭС или базу Z-режим.

3.4. Табличные форматы "Z-режим"

В полном объеме расшифровка табличных форматов задачи "Z-режим" приведена в [2], разделы 4.1, 4.6, 4.12, 4.15. В данном отчете показаны колонки, которые имеют смысловое заполнение.

3.4.1. Узлы схемы

Ниже показана сокращенная таблица узлов схемы контрольного примера.

№ п/п	N узла	Обозначение	П	Rнаг	Qнаг	Rген	Qген	Nг (Pн)	Nг (Qн)	WPнаг	WQнаг	WPген	WQген	dWPпотр	Um	Uрасч	Угол	A
1	18	1													10	9,54	0,81	
8	23	2													10	10,26	0,18	
9	26	3													10	9,62	0,74	
10	27	4													10	9,6	0,73	
11	30	5													10	9,57	0,8	
16	2	Г1													10	10,2		
17	4	Г2													10	10,2		
18	5	Г3													10	10,2		
19	6	Г4													10	10,2		
20	1	ГОРОД.1.10	b												10,2	10,2		
21	3	ГОРОД.2.10													10	10,2		
22	16	ЗТП1.1													10	10,05	0,03	
23	17	ЗТП1.2													10	10,07	0,1	
24	57	ЗТП1.Т1						1	2	100000	50000				0,38	0,39	-1,32	
25	58	ЗТП1.Т2						1	2	80000	40000				0,38	0,39	-1,32	
26	83	ЗТП1.Ф1						1	2	5000	1500				0,38	0,38	-1,8	
27	84	ЗТП1.Ф2						1	2	5000	1500				0,38	0,38	-1,8	
28	85	ЗТП1.Ф3						1	2	5000	1500				0,38	0,38	-1,8	
29	86	ЗТП1.Ф4						1	2	5000	1500				0,38	0,38	-1,8	
30	19	КТП10													10	9,54	0,81	
31	59	КТП10.Т1						1	2						0,38	0,39	-0,22	
32	87	КТП10.Ф1						1	2	13333	4000				0,38	0,36	-0,11	
33	88	КТП10.Ф2						1	2	13333	4000				0,38	0,36	-0,11	
34	89	КТП10.Ф3						1	2	13333	4000				0,38	0,36	-0,11	
93	25	ЛР-1													10	10	0,4	
94	31	ЛР-2													10	9,56	0,83	
95	20	ЛР-3													10	9,55	0,81	
96	41	ЛР-4													10	9,52	0,89	
97	52	ЛР-5													6	5,73	0,37	
98	8	Н1													6	6,1		
99	7	НАСОС.1.6	b												6,1	6,1		
100	10	Р1													10	10,5		
101	11	Р2													10	10,5		
102	9	РАЙОН.1.10	b												10,5	10,5		
103	14	РП1.1													10	10,15	-0,01	A
104	15	РП1.2													10	10,07	0,1	A
105	71	РП1.Т1						1	2						0,38	0,4	-1,16	A
106	73	РП1.Т2						1	2	750000	375000			38500	0,38	0,4	-1,16	A
107	72	РП1.ТСН1	C					1	2	3500	1750				0,38	0,4	-0,31	A
108	74	РП1.ТСН2	C					1	2	1500	750				0,38	0,4	-0,04	A
109	22	СОСЕД РЭС	-					1	2	400000	200000				10	10,09	0,09	
110	54	ТП16													6	5,79	0,31	
111	127	ТП16.СН	C					1	2	500	250				0,38	0,38	-0,8	
112	75	ТП16.Т1						1	2	250000	125000				0,38	0,38	-0,8	
131	46	ТП20_10													10	9,46	1,17	
132	47	ТП20_6	C							5000	1000	300000	100000		6	5,93	1	
133	13	ТП3													10	10,02	0,06	A
134	81	ТП3.Т1						1	2					1500	0,38	0,4	-0,69	A
135	82	ТП3.Т2						1	2						0,38	0,4	-0,69	A
136	137	ТП3.Ф1						1	2	55000	27500			7900	0,38	0,35	0,77	A
137	140	ТП3.Ф2						1	2	5000	2500			950	0,38	0,39	-0,57	A
138	138	ТП3.Ф3						1	2	10000	3000				0,38	0,37	-1,33	
139	141	ТП3.Ф4						1	2	10000	3000				0,38	0,37	-1,33	
140	139	ТП3.Ф5						1	2	10000	3000				0,38	0,37	-1,33	
141	142	ТП3.Ф6						1	2	10000	3000				0,38	0,37	-1,33	
142	21	ТП4						1	2	100000	50000				10	10,09	0,09	

Формат таблицы узлов схемы содержит как стандартные колонки для задачи расчета установившегося режима, так и дополнительные колонки, необходимые для задачи расчета потерь электроэнергии и балансов электроэнергии. К стандартным колонкам относятся "Нузла", "Обозначение", "Pнаг", "Qнаг", "Pген", "Qген", "Um", "Урасч", "Угол". К дополнительным колонкам относятся "WPнаг", "WQнаг", "WPген", "WQген", "Nг (Pн)", "Nг (Qн)", "dWPпотр", "А".

Нумерация узлов в колонке "Нузла" задана автоматически. По умолчанию таблица узлов сортируется по колонке "Обозначение". В "Обозначении" узлов выделены обозначения отпаяк (строки 1-11), питающих фидеров 10(6) кВ (строки 16-19, 98, 100, 101), секции шин питающих подстанций 10(6) кВ (строки 20, 99, 102), секции шин 10(6) кВ ТП, РП (строки 22, 23, 30, 103, 104, 110 и др.), секции шин 0.4 кВ ТП, РП (строки 24, 25, 31, 71, 73 и др.), фидеры 0.4 кВ (строки 83-86, 87-89, 136-142 и др.), линейные разъединители (строки 93-96) и др. В колонке "П" (признак) заданы признаки балансирующих узлов ("b" - латиница) для секций шин 10(6) кВ питающих подстанций (строки 20, 99, 102), признак выдачи электроэнергии из сети "-" (строка 109), признаки собственных нужд ("С" - кириллица). Колонки "Pнаг", "Qнаг", "Pген", "Qген" не заполнены потому что нагрузки заданы потреблением(генерацией) электроэнергии в колонках "WPнаг", "WQнаг", "WPген", "WQген". В строке 132 задана генерация малой ГЭС в ТП20. В колонках "Nг (Pн)", "Nг (Qн)" заданы одинаковые номера суточных графиков нагрузок (1, 2). В колонке "dWPпотр" указаны потери в абонентских линиях и трансформаторах, привязанные к узлу схемы (точке учета). Эти потери не входят в загрузку элементов сети при расчете технических потерь, но учитываются при составлении балансов электроэнергии. В строке 106 в значение "dWPпотр" вошли как потери в абонентской линии 10 кВ так и потери в трансформаторе 10/0.4 кВ. Колонка "Um" заполняется номинальными напряжениями узлов, а для балансирующих узлов – напряжением из таблицы вводов подстанций. В колонке "Урасч", "Угол" показаны расчетные комплексные значения напряжений узлов после расчета режима. В колонке "А" обозначены абонентские узлы.

3.4.2. Ветви схемы

№ п/п	N нач.	N кон.	Нл	Начало	Конец	к	R	X	G	B	Кт'	S доп	I доп	Дис. номер	Ул	Марка	Tз	Нотв'	Регулирование	A	Ком.ап.нач.	Ком.ап.кон.
1	1	2		ГОРОД.1.10	Г1										Г1	10						
2	3	4		ГОРОД.2.10	Г2										Г2	10						
3	1	5		ГОРОД.1.10	Г3										Г3	10						
4	3	6		ГОРОД.2.10	Г4										Г4	10						
5	7	8		НАСОС.1.6	Н1										Н1	6						
6	9	10		РАЙОН.1.10	Р1										Р1	10						
7	9	11		РАЙОН.1.10	Р2										Р2	10						
8	2	12	1	Г1	ТП2		1,019	0,198	2,8	-281,6				165	А	10	2300*ААШВ-70				А	
9	2	12	2	Г1	ТП2		1,107	0,215	3,1	-306,1				165	Б	10	2500*АСБ-70				А	
10	12	13		ТП2	ТП3	К	2,206	0,35	3,9	-389,7				140		10	1500*СБ-35+2300*АСБ-50				А	
11	5	14		Г3	РП1.1		0,96	0,363	0,3	-297				221		10	3000*АПВ1Т-95				А	
12	14	15		РП1.1	РП1.2	Н										10						
13	14	16		РП1.1	ЗТП1.1		1,775	0,549						200		10	1800*СИП3-35					
14	16	13		ЗТП1.1	ТП3		1,551	0,166	6,8	-676,4				241		10	3500*ААБ-35/3470*АВВГ-35				А	
15	16	17		ЗТП1.1	ЗТП1.2	Н										10						
16	17	18		ЗТП1.2	_1	Н	0,91	0,385	0,6	-3				175		10	1000*АС-35					-
17	18	19		_1	КТП10		0,182	0,077	0,1	-0,6				175		10	200*АС-35				-	
18	18	20		_1	ЛР-3		0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35				-	
19	4	15		Г2	РП1.2		0,96	0,363	0,3	-297				221		10	3000*АПВ1Т-95				А	
20	15	17		РП1.2	ЗТП1.2		1,676	0,519						200		10	1700*СИП3-35					
21	6	21		Г4	ТП4		1,31	0,365	0,7	-707				332		10	5000*2ПВ1Т-35					
22	21	22		ТП4	СОСЕД РЭС											10						
23	10	23		Р1	_2		1,365	0,577	0,9	-4,5				175		10	1500*АС-35					-
24	23	24		_2	КТП5		0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35				-	
25	23	25		_2	ЛР-1		1,82	0,77	1,2	-5,9				175		10	2000*АС-35				-	
26	25	26		ЛР-1	_3		2,73	1,155	1,7	-8,9				175		10	3000*АС-35				-	-
27	26	27		_3	_4		0,728	0,308	0,5	-2,4				175		10	800*АС-35				-	-
28	27	28		_4	КТП6		0,182	0,077	0,1	-0,6				175		10	200*АС-35				-	
29	27	29		_4	КТП7		0,009	0,004	0	0				175		10	10*АС-35				-	
43	41	42		ЛР-4	_10		0,91	0,385	0,6	-3				175		10	1000*АС-35				-	-
44	42	43		_10	КТП14		0,182	0,077	0,1	-0,6				175		10	200*АС-35				-	
45	42	44		_10	_11		0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35				-	-
46	44	31		_11	ЛР-2		0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35				-	
47	44	45		_11	КТП15		0,046	0,019	0	-0,1				175		10	50*АС-35				-	
48	44	46		_11	ТП20 10		1,82	0,77	1,2	-5,9				175		10	2000*АС-35				-	
49	46	47		ТП20 10	ТП20 6		0,361	1,68	110	1280	1,587	3,2				10	ТМ-3200/10/6.3		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5		
50	47	48		ТП20 6	_12		1,82	0,77	2	-5,9				175		6	2000*АС-35				-	
51	48	49		_12	ТП19		0,182	0,077	0,2	-0,6				175		6	200*АС-35				-	
52	48	50		_12	_13		1,365	0,577	1,5	-4,5				175		6	1500*АС-35				-	-

№ п/п	№ нач.	№ кон.	№л	Начало	Конец	k	R	X	G	B	Кт'	S доп	I доп	Дис. номер	Ул	Марка	Тз	Нотв'	Регулирование	A	Ком.ап.нач.	Ком.ап.кон.
60	16	57		ЗТП1.1	ЗТП1.Т1		1,915	8,518	15,6	126	25	0,63		Т1	10	ТМ-630/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
61	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	О	1,915	8,518	15,6	126	25	0,63		Т2	10	ТМ-630/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
62	58	57		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Т1										0,38							
69	24	65		КТП5	КТП5.Т1		1,915	8,518	15,6	126	25	0,63		Т1	10	ТМ-630/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
70	24	66		КТП5	КТП5.Т2	О	1,915	8,518	15,6	126	25	0,63		Т2	10	ТМ-630/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
71	66	65		КТП5.Т2	КТП5.Т1										0,38						А	
72	28	67		КТП6	КТП6.Т1		3,438	10,712	10,5	84	24,375	0,4		Т1	10	ТМ-400/10/0.4		2	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
73	29	68		КТП7	КТП7.Т1		5,92	16,999	8,2	57,5	24,375	0,25		Т1	10	ТМ-250/10/0.4		2	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
74	32	69		КТП8	КТП8.Т1		5,92	16,999	8,2	57,5	24,375	0,25		Т1	10	ТМ-250/10/0.4		2	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
75	34	70		КТП9	КТП9.Т1		19,7	40,459	3,7	26	24,375	0,1		Т1	10	ТМ-100/10/0.4		2	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5			
76	14	71		РП1.1	РП1.Т1	О	0,4	2,163	46	250	25	2,5		Т1	10	ТМ-2500/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
77	14	72		РП1.1	РП1.ТСН1		96	152,263	1,3	8	25	0,025		ТСН1	10	ТМ-25/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
78	15	73		РП1.2	РП1.Т2		0,4	2,163	46	250	25	2,5		Т2	10	ТМ-2500/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
79	73	71		РП1.Т2	РП1.Т1										0,38						А	
80	15	74		РП1.2	РП1.ТСН2		96	152,263	1,3	8	25	0,025		ТСН2	10	ТМ-25/10/0.4		3	ВН-ПБВ-П-5-3-2.5	А		
81	74	72		РП1.ТСН2	РП1.ТСН1	К									0,38						А	
92	57	83		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф1		2,31	1,176					130	Ф1	0,38	1500*СИП4-25		1				
93	58	84		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Ф2		2,31	1,176					130	Ф2	0,38	1500*СИП4-25		1				
94	57	85		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф3		2,31	1,176					130	Ф3	0,38	1500*СИП4-25		1				
95	58	86		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Ф4		2,31	1,176					130	Ф4	0,38	1500*СИП4-25		1				
96	59	87		КТП10.Т1	КТП10.Ф1		1,27	0,345		-3,3			135	Ф1	0,38	1000*А-25		1				
97	59	88		КТП10.Т1	КТП10.Ф2		1,27	0,345		-3,3			135	Ф2	0,38	1000*А-25		1				
98	59	89		КТП10.Т1	КТП10.Ф3		1,27	0,345		-3,3			135	Ф3	0,38	1000*А-25		1				
99	60	90		КТП11.Т1	КТП11.Ф1		1,524	0,414		-4			135	Ф1	0,38	1200*А-25		1				
100	60	91		КТП11.Т1	КТП11.Ф2		1,524	0,414		-4			135	Ф2	0,38	1200*А-25		1				
101	60	92		КТП11.Т1	КТП11.Ф3		1,524	0,414		-4			135	Ф3	0,38	1200*А-25		1				
136	75	127		ТП16.Т1	ТП16.СН									СН	0,38							
140	79	131		ТП2.Т1	ТП2.Ф1		0,077	0,023	0,7	-71,8			270	Ф1	0,38	300*ААШВ-120					А	
141	79	132		ТП2.Т1	ТП2.Ф3		1,232	0,627					130	Ф3	0,38	800*СИП4-25		1				
142	79	133		ТП2.Т1	ТП2.Ф5		1,232	0,627					130	Ф5	0,38	800*СИП4-25		1				
143	80	134		ТП2.Т2	ТП2.Ф2		0,077	0,023	0,7	-71,8			270	Ф2	0,38	300*ААШВ-120					А	
144	80	135		ТП2.Т2	ТП2.Ф4		1,232	0,627					130	Ф4	0,38	800*СИП4-25		1				
145	80	136		ТП2.Т2	ТП2.Ф6		1,232	0,627					130	Ф6	0,38	800*СИП4-25		1				
146	81	137		ТП3.Т1	ТП3.Ф1		0,163	0,039	1,1	-109,6			240	Ф1	0,38	500*АСБ-95					А	
147	81	138		ТП3.Т1	ТП3.Ф3		1,54	0,784					130	Ф3	0,38	1000*СИП4-25		1				
148	81	139		ТП3.Т1	ТП3.Ф5		1,54	0,784					130	Ф5	0,38	1000*СИП4-25		1				
149	82	140		ТП3.Т2	ТП3.Ф2		0,163	0,039	1,1	-109,6			240	Ф2	0,38	500*АСБ-95					А	
150	82	141		ТП3.Т2	ТП3.Ф4		1,54	0,784					130	Ф4	0,38	1000*СИП4-25		1				
151	82	142		ТП3.Т2	ТП3.Ф6		1,54	0,784					130	Ф6	0,38	1000*СИП4-25		1				
152	1	3		ГОРОД.1.10	ГОРОД.2.10																-	-

Выше показана сокращенная таблица ветвей схемы контрольного примера. Формат таблицы содержит стандартные колонки "Ннач", "Нкон" – номер начала и конца ветви, "Нл" – номер параллельной ветви, "Начало", "Конец" – обозначения начала и конца ветви, "k" – признак коммутации, "R", "X", "G", "B" – сопротивление и проводимость ветви, "Кт'" – коэффициент трансформации. Дополнительные колонки "Sдоп", "Iдоп" заполняются автоматически при формировании схемы и служат для контроля допустимых перетоков мощности в трансформаторах и линиях. В колонке "Дис.номер" отображаются диспетчерские номера трансформаторов (строки 60 - 80), линий 0.4 кВ (строки 92 - 151), обозначения параллельных ниток кабеля (строки 8, 9), обозначения питающих фидеров 10(6) кВ (строки 1 - 7) и др. В колонке "Ул" указано номинальное напряжение линии (для трансформатора – напряжение стороны ВН). Колонка "Марка" содержит принятые в комплексе РАОТП обозначения марок линий и трансформаторов. Колонка "Тз" заполняется для линий 0.4 кВ типом загрузки в соответствии с п.2.4 этого отчета. В колонке "Нотв'" указывается номер ответвления ПБВ (РПН) трансформатора, а в колонке "Регулирование" указаны параметры регулирования ПБВ (РПН). Расшифровка этих параметров приведена в [2], п. 4.9.6 (окно "Параметры ветви") и п.4.12.2. В колонке "А" обозначены абонентские линии. В колонках "Ком.ап.нач." и "Ком.ап.кон." символом "–" обозначено отсутствие коммутационных аппаратов в начале или конце ветви.

3.4.3. Перетоки в линиях

№ п/п	N нач	N кон	Начало	Конец	к/н	+/-	Б	Т	P →	Q →	P ←	Q ←	WPп	WQп	WPг	WQг	Nгp
1	-999	1		ГОРОД.1.10		+	1	4	1800000	900000							1
2	-999	7		НАСОС.1.6		+	1	4	620000	300000							1
3	-999	9		РАЙОН.1.10		+	1	4	1100000	500000							1
4	1	2	ГОРОД.1.10	Г1			1	5	330000								2
5	1	5	ГОРОД.1.10	Г3			1	5	30000								2
6	1		ГОРОД.1.10	ТСН		С	1	5	25000								
7	3	4	ГОРОД.2.10	Г2			1	5	1300000								2
8	3	6	ГОРОД.2.10	Г4			1	5	510000								2
9	3		ГОРОД.2.10	Г6		П	1	4	90000	40000	500000	70000	84000	42000	550000	95000	
10	3		ГОРОД.2.10	ТСН		С	1	5									
11	7	8	НАСОС.1.6	Н1			1	5	600000								2
12	7		НАСОС.1.6	ТСН		С	1	5	10000								
13	9	10	РАЙОН.1.10	Р1			1	5	700000								2
14	9	11	РАЙОН.1.10	Р2			1	5	390000								2
15	9		РАЙОН.1.10	ТСН		С	1	5	15000								

Таблица перетоков в линиях формируется из таблиц вводов и фидеров базы РЭС, и поэтому во многом повторяет формат этих таблиц. В этой таблице занесены измерения приема/выдачи электроэнергии по периметру схемы сети, измерения собственных нужд и промежуточные измерения базы технического учета. Каждое измерение привязывается к ветви схемы, измерения на вводах привязываются к фиктивной ветви с номером начала –999999999 (в таблице сокращен до –999, строки 1 - 3). Измерения на вводах по умолчанию обозначаются символом "+" (прием в сеть) в колонке "+/-". В таблице перетоков в линиях также показаны измерения собственных нужд (символ "С" – строки 6, 10, 12, 15) и безпотерьного потребления (символ "П" – строка 9). В колонке "к/н" указывается привязка к началу (символ "1") или концу ветви (символ "0"). Колонка "Б" (балансировка по линии) в отличие от таблицы фидеров выделена отдельно, в ней автоматически установлены признаки "1" – запрет балансировки. Колонки "Т" (тип нагрузки), "P →", "Q →", "P ←", "Q ←", "WPп", "WQп", "WPг", "WQг", "Nгp" переписаны один в один из таблиц вводов и фидеров.

3.4.4. Журнал переключений

Формат журнала переключений кроме записи изменений коммутации также предусматривает запись изменения любых параметров ветви, например, замена трансформатора или линии, переключения ответвления ПБВ, изменение допустимого тока линии и др. Динамику добавления и удаления новых элементов схемы можно учитывать путем их включения и отключения. Дата переключения записывается целым числом в колонке "Дата перекл." в котором слева направо записывается год, месяц и день. Время переключения фиксируется в колонках "Час", "Мин". В колонке "Примечание" можно указать текстовый комментарий. Остальные колонки повторяют формат таблицы ветвей. Для возможности движения в сторону увеличения и уменьшения даты выполняется запись параметров ветви до и после изменения (признак "0" – до, "1" – после изменения в колонке "д/п"). В комплексе РАОТП предусмотрено автоматизированное заполнение журнала переключений (п.4.3.1 этого отчета).

№ п/п	Дата перекл.	Час	Минд/п	Примечание	N нач.	N кон.	Нл	Начало	Конец	Фид. нач.	Фид. кон.	k	R	X	G	B	Kт'	S доп	I доп	Дис.номер	Ул	Марка	Нотв	
1	20130125	13	43	Погашение ЗТП1 Ф3	57	85		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф3	Г3	Г3, Ф3		2,31	1,176						130	Ф3	0,38	1500*СИП4-25	
2	20130125	13	43	1 Погашение ЗТП1 Ф3	57	85		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф3	Г3		Н	2,31	1,176						130	Ф3	0,38	1500*СИП4-25	
3	20130125	16	58	Включение ЗТП1 Ф3	57	85		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф3	Г3		Н	2,31	1,176						130	Ф3	0,38	1500*СИП4-25	
4	20130125	16	58	1 Включение ЗТП1 Ф3	57	85		ЗТП1.Т1	ЗТП1.Ф3	Г3	Г3, Ф3		2,31	1,176						130	Ф3	0,38	1500*СИП4-25	
5	20130201			Отключение ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г3	Г3		1,915	8,518	15,6	126	25	0,63			Т2	10	ТМ-630/10/0.4	3
6	20130201			1 Отключение ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г3	Г3	О	1,915	8,518	15,6	126	25	0,63			Т2	10	ТМ-630/10/0.4	3
7	20130201			Отключение ЗТП1 Т2	58	57		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Т1	Г2	Г3	Н										0,38		
8	20130201			1 Отключение ЗТП1 Т2	58	57		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Т1	Г2	Г3											0,38		
9	20130203	11	43	Авария фидер Г3	5	14		Г3	РП1.1	Г3	Г3		0,96	0,363	0,3	-297				221	Г3	10	3000*АПВ1Т-95	
10	20130203	11	43	1 Авария фидер Г3	5	14		Г3	РП1.1	Г3		П	0,96	0,363	0,3	-297				221	Г3	10	3000*АПВ1Т-95	
11	20130203	13	8	Включение СВ РП1	14	15		РП1.1	РП1.2		Г2	Н										10		
12	20130203	13	8	1 Включение СВ РП1	14	15		РП1.1	РП1.2	Г2	Г2											10		
13	20130210	16	37	Ремонт тр-ра 10/6 кВ ТП20	46	47		ТП20_10	ТП20_6	Р1	Р1		0,361	1,68	110	1280	1,587	3,2				10	ТМ-3200/10/6.3	3
14	20130210	16	37	1 Ремонт тр-ра 10/6 кВ ТП20	46	47		ТП20_10	ТП20_6	Р1		О	0,361	1,68	110	1280	1,587	3,2				10	ТМ-3200/10/6.3	3
15	20130210	17	52	Ремонт тр-ра 10/6 кВ ТП20	50	52		_13	ЛР-5		Н1	К	0,546	0,231	0,6	-1,8				175		6	600*АС-35	
16	20130210	17	52	1 Ремонт тр-ра 10/6 кВ ТП20	50	52		_13	ЛР-5	Н1	Н1		0,546	0,231	0,6	-1,8				175		6	600*АС-35	
17	20130213	18	32	Обрыв ВЛ Р1, участок до КТП8	26	30		_3	_5	Р1	Р1		0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35	
18	20130213	18	32	1 Обрыв ВЛ Р1, участок до КТП8	26	30		_3	_5	Р1		П	0,455	0,192	0,3	-1,5				175		10	500*АС-35	
19	20130214	22	10	Обрыв ВЛ Р1, участок до КТП8	17	18		ЗТП1.2	_1	Г2		Н	0,91	0,385	0,6	-3				175		10	1000*АС-35	
20	20130214	22	10	1 Обрыв ВЛ Р1, участок до КТП8	17	18		ЗТП1.2	_1	Г2	Г2		0,91	0,385	0,6	-3				175		10	1000*АС-35	
21	20130217	9	18	Включение тр-ра 10/6 ТП20	50	52		_13	ЛР-5	Н1	Н1		0,546	0,231	0,6	-1,8				175		6	600*АС-35	
22	20130217	9	18	1 Включение тр-ра 10/6 ТП20	50	52		_13	ЛР-5		Н1	К	0,546	0,231	0,6	-1,8				175		6	600*АС-35	
23	20130217	11	42	Включение тр-ра 10/6 ТП20	46	47		ТП20_10	ТП20_6	Г2		О	0,361	1,68	110	1280	1,587	3,2				10	ТМ-3200/10/6.3	3
24	20130217	11	42	1 Включение тр-ра 10/6 ТП20	46	47		ТП20_10	ТП20_6	Г2	Г2		0,361	1,68	110	1280	1,587	3,2				10	ТМ-3200/10/6.3	3
25	20130223	22	51	Повреждение КЛ РП1-ЗТП1	14	16		РП1.1	ЗТП1.1	Г2	Г2		1,775	0,549						200		10	1800*СИП3-35	
26	20130223	22	51	1 Повреждение КЛ РП1-ЗТП1	14	16		РП1.1	ЗТП1.1	Г2		П	1,775	0,549						200		10	1800*СИП3-35	
27	20130224	17	19	Повреждение КЛ РП1-ЗТП1	12	13		ТП2	ТП3	Г1		К	2,206	0,35	3,9	-389,7				140		10	1500*СБ-35+2300*АСБ-50	
28	20130224	17	19	1 Повреждение КЛ РП1-ЗТП1	12	13		ТП2	ТП3	Г1	Г1		2,206	0,35	3,9	-389,7				140		10	1500*СБ-35+2300*АСБ-50	
29	20130301			Авария фидер Г1, А	2	12	1	Г1	ТП2	Г1	Г1		1,019	0,198	3,1	-281,6				165	Г1	10	2300*ААШВ-70	
30	20130301			1 Авария фидер Г1, А	2	12	1	Г1	ТП2	Г1	Г1	П	1,019	0,198	3,1	-281,6				165	Г1	10	2300*ААШВ-70	
31	20130301	10	8	Замена тр-ра ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г2	Г1	О	1,915	8,518	15,6	126	25	0,63			Т2	10	ТМ-630/10/0.4	3
32	20130301	10	8	1 Замена тр-ра ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г2	Г1	О	3,438	10,712	15,6	84	25	0,4			Т2	10	ТМ-400/10/0.4	3
33	20130303	14	57	Включение ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г2	Г1	О	3,438	10,712	15,6	84	25	0,4			Т2	10	ТМ-400/10/0.4	3
34	20130303	14	57	1 Включение ЗТП1 Т2	17	58		ЗТП1.2	ЗТП1.Т2	Г2	Г2		3,438	10,712	15,6	84	25	0,4			Т2	10	ТМ-400/10/0.4	3
35	20130303	14	57	Включение ЗТП1 Т2	58	57		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Т1	Г1	Г1											0,38		
36	20130303	14	57	1 Включение ЗТП1 Т2	58	57		ЗТП1.Т2	ЗТП1.Т1	Г2	Г1	Н										0,38		

3.5. Функциональные задачи "Z-режим"

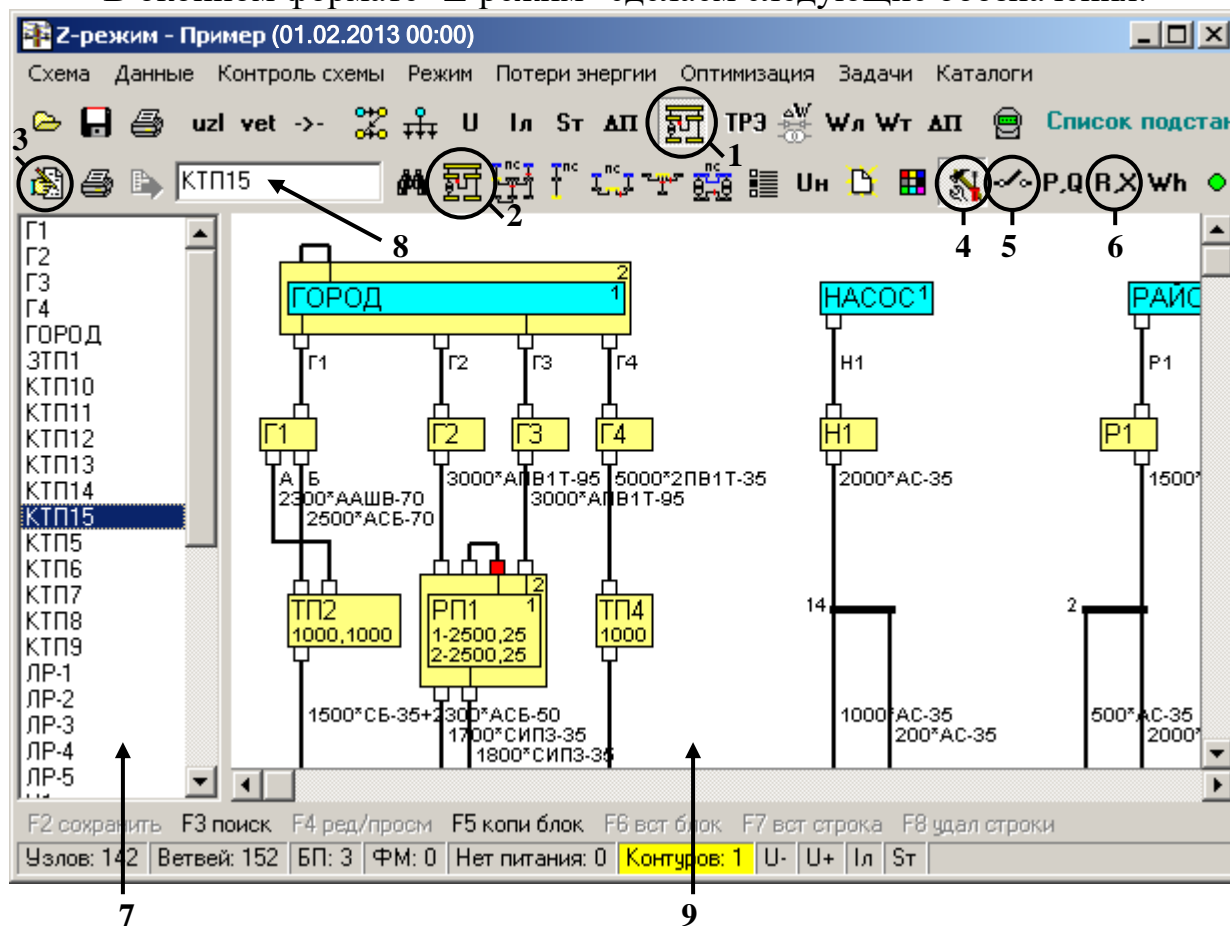
В данном отчете приведено описание функциональных задач, относящихся к расчету технических потерь и составлению балансов электроэнергии.

3.5.1. Ведение журнала переключений

В задаче "База РЭС" необходимо выполнить следующие предварительные действия:

1. Перенумеровать отпайки уникальными последовательными номерами: меню "Данные" → "Перенумерация отпаяк".
 2. Переименовать шиносоединительные связи (колонка "ШСВ") в таблице трансформаторов: меню "Данные" → "Переименование ШСВ".
 3. Указать шиносоединительные связи (колонка "ШСВ") в таблице трансформаторов и их коммутацию (колонка "к шсв").
 4. Сформировать схему: меню "Схема" → "Формирование схемы".
- Проверить состав узлов без питания и замкнутых контуров.

В оконном формате "Z-режим" сделаем следующие обозначения:

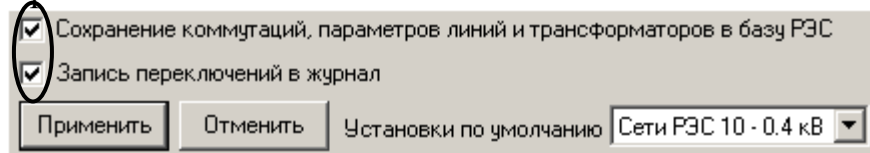


где

- | | |
|---------------------------------------|----------------------------------|
| 1 – кнопка "Графика схемы"; | 6 – кнопка "Параметры ветви"; |
| 2 – кнопка "Отображение всей схемы"; | 7 – список подстанций; |
| 3 – кнопка "Настройки графики схемы"; | 8 – поле поиска ТП, РП на схеме; |
| 4 – кнопка "Режим редактирования"; | 9 – графика схемы. |
| 5 – кнопка "Изменение коммутации"; | |

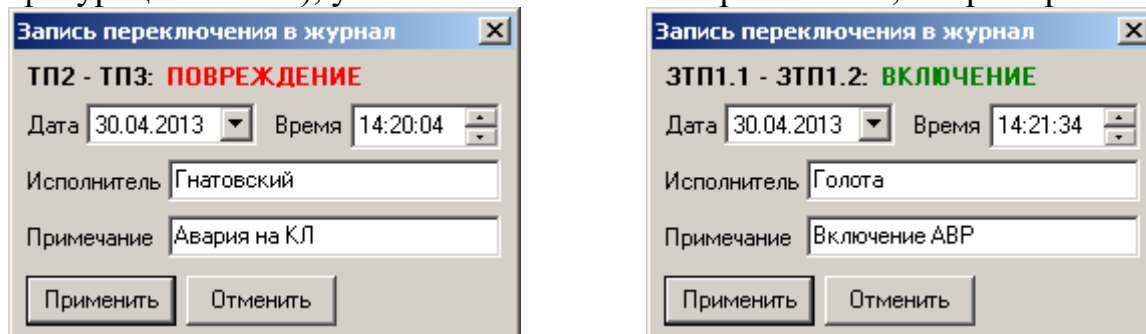
В задаче "Z-режим" необходимо выполнить следующие предварительные действия:

1. Загрузить схему: меню "Схема" → "Загрузить".
2. Показать список подстанций: меню "Контроль схемы" → "Список подстанций".
3. Нажать кнопку 1 "Графика схемы".
4. Нажать кнопку 2 "Отображение всей схемы".
5. Нажать кнопку 3 "Настройки графики схемы" и включить обведенные флажки.

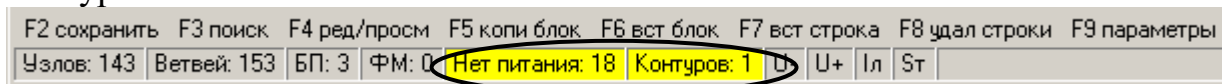


6. Выполнить поиск требуемой подстанции с помощью списка подстанций или ручным набором наименования ТП в поле поиска.
7. Нажать кнопку 4 "Режим редактирования".
8. Для изменения коммутации нажать кнопку 5 "Изменение коммутации". Для изменения марки линии или трансформатора нажать кнопку 6 "Параметры ветви".

Далее после любого переключения или изменения параметров ветви будет появляться окно, в котором можно задать дату и время переключения (по умолчанию устанавливаются дата и время текущей конфигурации схемы), указать исполнителя и примечание, например:



После нажатия кнопки "Применить" изменение коммутации будет записано в журнал переключений, после чего происходит анализ узлов без питания и замкнутых контуров. Этот процесс для больших схем может занять несколько секунд, **в это время не желательно выполнять другие операции.** В нижней части окна обновляется количество узлов без питания и контуров:



на графике схемы узлы без питания закрашиваются серым цветом. Необходимо контролировать корректность узлов без питания и контуров после каждого изменения коммутации (т.е. заранее прикидывать как они изменятся). Если изменение не нужно записывать в журнал переключений, то нужно нажать кнопку "Отменить" (само действие при этом не отменяется).

Каждое изменение коммутации записывается в журнал двумя строками, где серым цветом отмечена строка с исходным состоянием, белым

цветом – новое состояние. Быстрый вызов журнала переключений выполняется клавишами **Ctrl+G**:

№	Дата переключ.	Час	Мин	д/п	Исполнитель	Примечание	N нач.	N кон.	Nл	Нача
1	20130125	13	43		Банин	Погашение ЗТП1 Ф3	58	86		ЗТП1.Т1
2	20130125	13	43	1	Банин	Погашение ЗТП1 Ф3	58	86		ЗТП1.Т1
3	20130125	16	58		Банин	Включение ЗТП1 Ф3	58	86		ЗТП1.Т1
4	20130125	16	58	1	Банин	Включение ЗТП1 Ф3	58	86		ЗТП1.Т1
5	20130201				Банин	Отключение ЗТП1 Т2	59	58		ЗТП1.Т2
6	20130201			1	Банин	Отключение ЗТП1 Т2	59	58		ЗТП1.Т2
7	20130201			1	Банин	Отключение ЗТП1 Т2	18	59		ЗТП1.Т2
8	20130201			1	Банин	Отключение ЗТП1 Т2	18	59		ЗТП1.Т2
9	20130203	11	43		Банин	Авария фидер Г3	5	15		Г3
10	20130203	11	43	1	Банин	Авария фидер Г3	5	15		Г3

При ошибочной записи переключения нужно удалить соответствующую пару строк из журнала.

Повреждение линии выделяется нажатием правой кнопки мыши на линии и выбором в контекстном меню пункта **"Повреждение линии (уст/сброс)"**. Поврежденная линия отмечается с двух сторон зелеными прямоугольниками. Снятие признака повреждения выполняется так же. Отключение линии с двух сторон также выполняется по нажатию правой кнопки мыши на линии и выбором контекстного меню **"Откл/вкл линии с двух сторон"**.

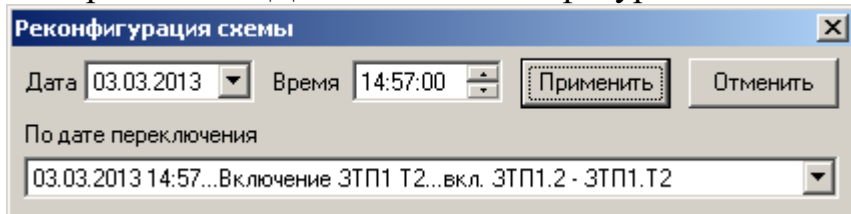
№	Дата переключ.	Час	Мин	д/п	Исполнитель	Примечание
1	20130125	13	43		Банин	Погашение
2	20130125	13	43	1	Банин	Погашение
3	20130125	16	58		Банин	Вкл
4	20130125	16	58	1	Банин	Вкл
5	20130201				Банин	Откл
6	20130201			1	Банин	Откл
7	20130201			1	Банин	Откл
8	20130201			1	Банин	Откл

В названии схемы включена дата текущего коммутационного состояния, например, "Пример (01.03.2013 10:08)", т.е. конфигурация схемы соответствует первому марта 2013 года на 10 часов 18 минут. Последующие изменения конфигурации приводят к новым отметкам времени.

Для корректного ведения журнала переключений практически все изменения в схеме должны фиксироваться в журнале переключений. В этом случае демонтаж трансформатора или линии фиксируется в журнале

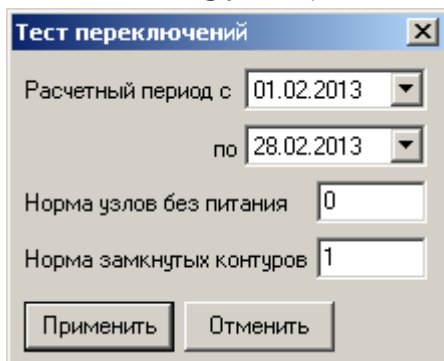
отключением с двух сторон. Новую линию или трансформатор добавляют в базе РЭС, затем приводят в отключенное состояние без записи в журнал, и выполняют включение с записью в журнал на момент реального ввода в эксплуатацию.

В программе имеется возможность перемещаться по журналу переключений в прямом и обратном направлениях. Это выполняется выбором меню "Данные" – "Реконфигурация схемы" или клавишами **Ctrl+K**:



Момент времени выбирается либо "По дате переключения" либо установкой полей "Дата" и "Время".

Контроль динамики изменения узлов без питания и контуров выполняется выбором меню "Данные" – "Тест переключений" или клавишами **Ctrl+T**:



В этом окне нужно задать период и нормальное количество узлов без питания и контуров (в схеме примера – 0 узлов без питания, и 1 контур). Для схемы контрольного примера получены следующие сообщения.

Норма узлов без питания : 0
Норма замкнутых контуров: 1

Дата переключения	Узлов без питания	Замкнутых контуров	Продолжительность
01.02.2013	0 узлов (0)	2 контуров (+1)	1 мин
01.02.2013 00:01	0 узлов (0)	1 контуров (0)	59 час 42 мин
03.02.2013 11:43	18 узлов (+18)	1 контуров (0)	1 час 25 мин
03.02.2013 13:08	0 узлов (0)	1 контуров (0)	171 час 29 мин
10.02.2013 16:37	9 узлов (+9)	1 контуров (0)	1 час 15 мин
10.02.2013 17:52	0 узлов (0)	1 контуров (0)	72 час 40 мин
13.02.2013 18:32	37 узлов (+37)	1 контуров (0)	27 час 38 мин
14.02.2013 22:10	0 узлов (0)	1 контуров (0)	59 час 8 мин
17.02.2013 09:18	9 узлов (+9)	1 контуров (0)	2 час 24 мин
17.02.2013 11:42	0 узлов (0)	1 контуров (0)	155 час 9 мин
23.02.2013 22:51	16 узлов (+16)	1 контуров (0)	18 час 28 мин
24.02.2013 17:19	0 узлов (0)	1 контуров (0)	102 час 41 мин
01.03.2013	0 узлов (0)	0 контуров (-1)	0 мин

В первой колонке показана отметка времени переключения, во второй и третьей – динамика изменения узлов без питания и контуров, в скобках показаны отклонения от нормы, в последней колонке показана продолжительность. В случае своевременной ликвидации аварий отклонения от нормы не должны быть продолжительными.

Тест переключений также может выдать ряд ошибок, например:

Журнал переключений, строка 7: не соответствие параметров тр-ра/линии (должно быть "ТМ-400/10/0.4")

Журнал переключений, строка 9: не соответствие параметров тр-ра/линии (должно быть "2900*ААШВ-95")

Журнал переключений, строка 15: не соответствие коммутации (должно быть " ")

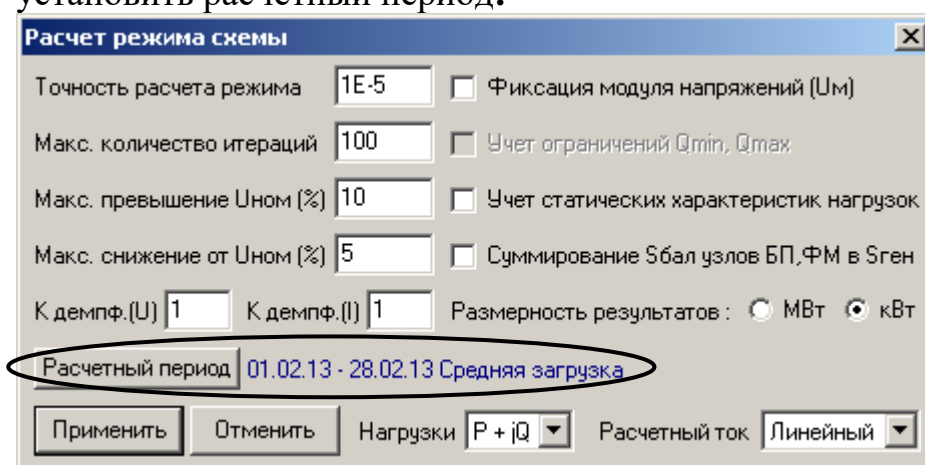
Журнал переключений, строка 27: не соответствие коммутации (должно быть "Н")

Эти ошибки возникают в случае, когда изменения по указанным линиям в журнале переключений (изменение коммутации или параметров) выполнялось без записи в журнал. Для исправления таких ошибок нужно внести изменения по указанным линиям с записью в журнал переключений.

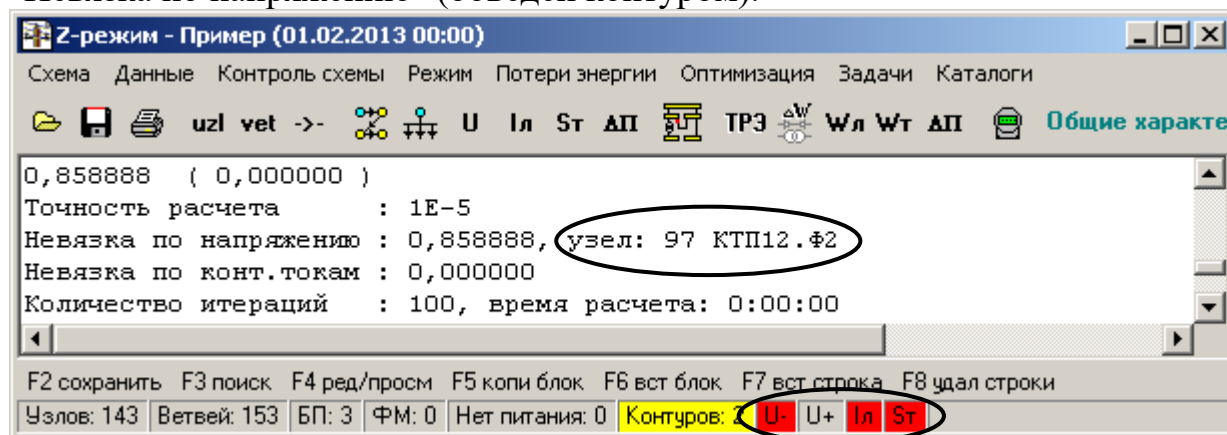
Допускаются исправления без записи в журнал переключений при обнаружении несоответствия схемы её реальному состоянию и отсутствию записей по редактируемым линиям в журнале переключений. При наличии таких записей в журнале переключений нужно внести исправления с датой на первое число расчетного периода на 0 часов 0 минут, чтобы в начале расчетного периода конфигурация схемы была корректна.

3.5.2. Расчет и анализ установившегося режима

Расчет режима выполняется выбором меню "Режим" → "Расчет режима схемы" или клавишами **Ctrl+R**. Перед расчетом необходимо корректно установить расчетный период:



В результате может быть получено сообщение "Режим не сходится". Наименование узла, из-за которого режим не сходится, указано в строке "Невязка по напряжению" (обведен контуром).



Эта ситуация характерна для линий 0.4 кВ (перегрузка линии в результате неправильной привязки потребителей, неправильное задание типа загрузки, завышенная длина магистрали и др.). Для достижения сходимости нужно в базе РЭС найти требуемый фидер 0.4 кВ (например, КТП12 Ф2) в таблице линий 0.4 кВ, скорректировать тип загрузки в колонке "Т" (например, 0 → 1 или 1 → 2), сформировать схему, посчитать режим. Повторить этот процесс для всех узлов, которые появляются в строке "Невязка по напряжению", до достижения сходимости режима.

Дальнейший анализ режима выполняется для контроля следующих ситуаций:

- **Превышены допустимые токи линий** (индикатор "Iл") – анализ проводится в таблице загрузки линий (меню "Режим" → "Загрузка линий"). Причины – завышенная нагрузка из-за неправильной привязки потребителей или неверно указано сечение линии;
- **Превышены допустимые мощности трансформаторов** (индикатор "St") – анализ проводится в таблице загрузки трансформаторов (меню "Режим" → "Загрузка тр-ров"). Причины – завышенная нагрузка из-за неправильной привязки потребителей, неверно указана марка трансформатора, в работе один трансформатор вместо двух и др.;
- **В схеме занижены напряжения узлов** (индикатор "U–") – анализ проводится в таблице напряжений (меню "Режим" → "Напряжения узлов"). Может быть следствием перечисленных выше причин и является указателем самых тяжелых участков сети;
- В таблице узлов схемы заполняется колонка "**Траб**", характеризующая число часов работы. Узлы с Траб = 0 являются отключенными в течение всего расчетного периода.

В схеме контрольного примера имеется перегруз по току линии 0.4 кВ ТП2.Ф1:

N ^o	N нач	N кон	Начало	Конец	N линии	Uл,кВ	Марка линии	Iрасч	Iдоп	I%	Pн ->
1	80	132	ТП2.Т1	ТП2.Ф1	Ф1	0,38	300*ААШВ-120	290,370	270	107,5	183,3
2	62	97	КТП12.Т1	КТП12.Ф2	Ф2	0,38	1500*А-25	130,372	135	96,6	83,9
3	81	135	ТП2.Т2	ТП2.Ф2	Ф2	0,38	300*ААШВ-120	204,044	270	75,6	128,7

а также перегружен трансформатор КТП14:

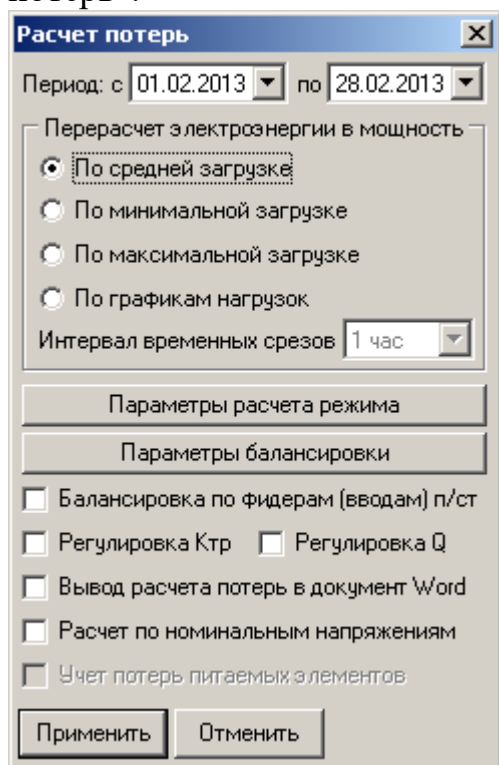
N ^o	N нач	N кон	Начало	Конец	Nтр	Марка тр-ра	Sфакт	Sном	S%	Pн ->
1	44	64	КТП14	КТП14.Т1	Т1	ТМ-160/10/0.4	168,8	160	105,5	158,6
2	33	70	КТП8	КТП8.Т1	Т1	ТМ-250/10/0.4	225,6	250	90,2	205,4
3	39	62	КТП12	КТП12.Т1	Т1	ТМ-400/10/0.4	290,4	400	72,6	261,7

Ситуация требует анализа, однако дальнейший расчет потерь возможен так как режим сходится.

Детальное описание функции расчета и анализа режима приведено в [3], п.5 и [2], п.4.4, 4.6.

3.5.3. Расчет технической составляющей потерь

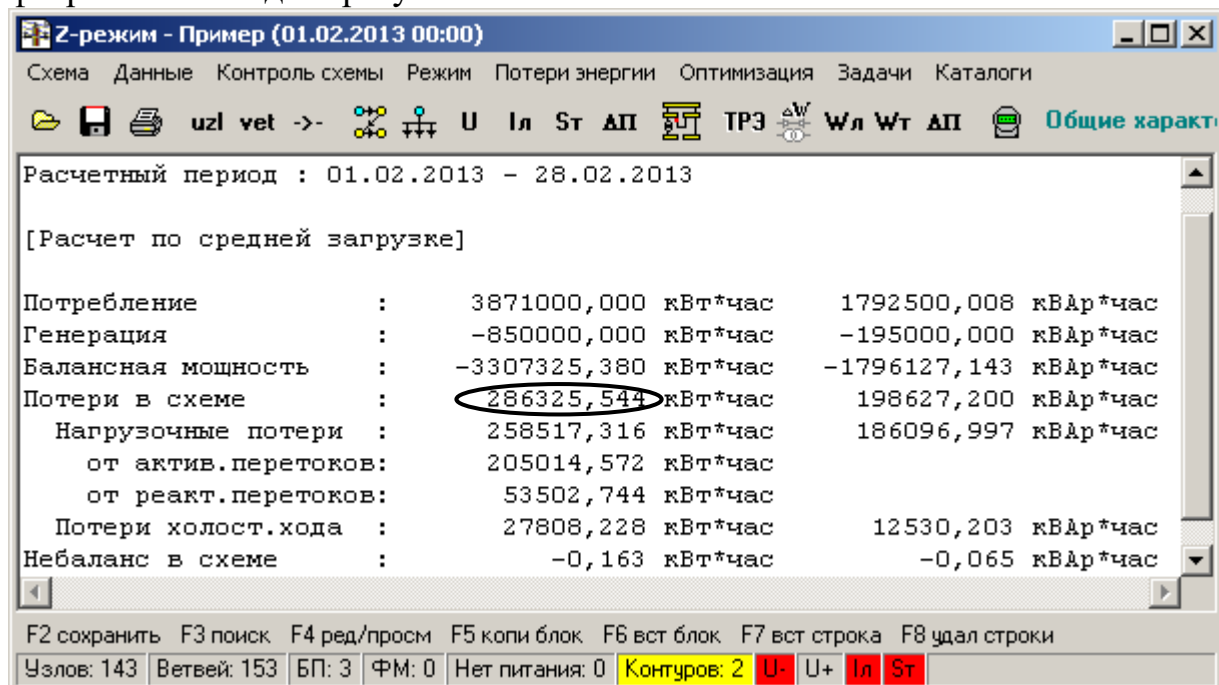
Расчет потерь выполняется выбором меню "Потери энергии" → "Расчет потерь":



В окне устанавливается начало и конец расчетного периода, выбирается тип перерасчета электроэнергии в мощность, как правило, "По средней нагрузке" или "По графикам нагрузок", если заданы суточные графики. Если исходный режим не сходится, и не удастся добиться его сходимости, то можно включить флаг "Расчет по номинальным напряжениям" – при этом итерационный процесс заменяется потокораспределением разомкнутой схемы и расчетом потерь. Флаг "Учет потерь питаемых элементов" позволяет учесть в потокораспределении потери в питаемых элементах схемы. При включении соответствующих флагов в расчете потерь могут участвовать процессы балансировки нагрузок и регулирования Ктр и Q.

По результатам расчета может быть сформирован типовой отчет.

Для схемы контрольного примера расчет потерь по средней нагрузке за февраль 2013 г. дает результаты:



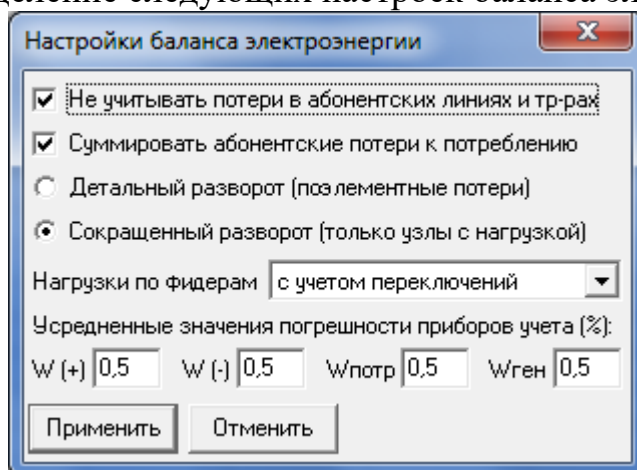
Суммарные потери по средней нагрузке составили **286 325** кВт*час. Расчет по графикам нагрузок дает значение потерь **308 994** кВт*час (на 8% больше). Форматы результирующих таблиц, а также варианты ранжирования потерь по разным составляющим показаны в [2], п.4.12.

3.5.4. Формирование балансов электроэнергии

Ниже показаны функциональные элементы для составления балансов электроэнергии. Для их отображения нужно нажать кнопку 1 "Балансы электроэнергии" на основной панели инструментов – ниже появляется панель инструментов балансов электроэнергии, с левой стороны появляется список измерений 2, а в центре окна – таблица балансов электроэнергии 3. С помощью выпадающего списка 4 можно представить список измерений в виде:

- дерева измерений по питанию текущей конфигурации;
- сплошного списка измерений;
- выборки измерений из графики схемы;
- выборки измерений по номеру группы (в схеме примера выделены две группы: 1 – вводы подстанций, 2 – фидеры подстанций).

Баланс электроэнергии составляется для измерений, выделенных в списке красным цветом. Кнопка 5 выделяет группу измерений одного уровня. Кнопка 6 сбрасывает выделение всех измерений. По кнопке 7 выполняется определение следующих настроек баланса электроэнергии:



- "Не учитывать потери в абонентских линиях и трансформаторах" – в технические потери войдут только потери элементов сети РЭС;
- "Суммировать абонентские потери к потреблению" – потери в абонентских линиях и трансформаторах суммируются к потреблению. Как правило, эти два флага должны быть оба включены или оба отключены;
- Детальный разворот показывает в развернутом виде все питаемые узлы (ветви) в таблице 3, а сокращенный разворот – только узлы с нагрузкой;
- Выпадающий список "Нагрузки по фидерам" – определяет распределение потребления и потерь к питающим измерениям: по текущей конфигурации или с учетом переключений;
- "Усредненные значения погрешности приборов учета" служат для оценки метрологической погрешности.

Z-режим - Пример

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

узлы схемы

ГОРОД.1.10

Дерево измерений

ГОРОД.1.10

- ГОРОД.1.10 - Г1
- ГОРОД.1.10 - Г3
- ГОРОД.2.10 - Г2
- ГОРОД.2.10 - Г4
- ГОРОД.1.10 - ТСН
- ГОРОД.2.10 - Г6
- ГОРОД.2.10 - ТСН

НАСОС.1.6

- НАСОС.1.6 - Н1
- НАСОС.1.6 - ТСН

РАЙОН.1.10

- РАЙОН.1.10 - P1
- РАЙОН.1.10 - P2
- РАЙОН.1.10 - ТСН

№	ПС	РП	ТП	Δ	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP абн	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	ГОРОД.1.10				1800000	400000	1897370	624022	126652	6,3	32480	1,6	73750	59787	3,0	34384	1,7	0,6
2	НАСОС.1.6				620000		595419	71564	96145	13,9	12431	1,8		49652	7,2	34062	4,9	0,7
3	РАЙОН.1.10				1100000		1033461	104414	170953	14,2	17088	1,4	2500	94782	7,9	59082	4,9	0,6
4	<<< Всего >>>				3520000	400000	3526250	800000	393750	10,0	62000	1,6	76250	204221	5,2	127529	3,3	0,6

№	Обозначение	П	Рнаг	Qнаг	Рген
1	_1				
2	_10				
3	_11				
4	_12				
5	_13				
6	_14				
7	_15				
8	_2				
9	_3				

F2 сохранить F3 поиск F4 ред./просм F5 копи блок F6 вст блок F7 вст строка F8 удал строки

Узлов: 142 Ветвей: 152 БП: 3 ФМ: 0 Нет питания: 0 Конгуров: 1 U- U+ Ил Ст

При нажатой кнопке 8 строится небаланс по техническим измерениям входящих и отходящих линий подстанции, РП, ТП с целью определения правильности работы технических учетов. При отжатой кнопке 8 строится баланс электроэнергии по формуле (1.4), все промежуточные технические измерения не включаются в баланс. При нажатой кнопке 9 показывается развернутый баланс – при этом видно из чего состоит каждая составляющая баланса. При отжатой кнопке 9 строится компактный свернутый баланс по выбранным измерениям. По нажатию кнопки 10 происходит заполнение таблицы 3. Кнопки 11 позволяют быстро скрывать и показывать некоторые столбцы в таблице балансов. Полный состав колонок таблицы балансов электроэнергии следующий:

- Ннач, Нкон** - номера начала и конца ветви;
- ПС, РП, ТП** - наименования начала и конца ветви;
- Фидер** - диспетчерское обозначение линии;
- к/н** - признак места установки: 0 - замер в конце ветви, 1 - в начале ветви;
- +/-** - признак баланса по сети: "+" - прием в сеть, "-" - выдача из сети, "П" – безпотерное потребление;
- к** - признак коммутации: "К" - откл. с конца, "Н" - откл. с начала, "О" - откл. с двух сторон, "П" - повреждение;
- А** - признак принадлежности: " " - основные сети, "А" - абонентские, "Б" - безхозные, "С" - сети соседних электропередающих компаний;
- №ф** - номер фрагмента сети;
- №л** - номер параллельной линии;
- WP⁽⁺⁾, WQ⁽⁺⁾** - прием в сеть активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- WP⁽⁻⁾, WQ⁽⁻⁾** - выдача из сети активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{ПОТР}, WQ_{ПОТР}** - потребление активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{ПРОМ}, WQ_{ПРОМ}** - потребление активной и реактивной электроэнергии промышленными потребителями [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{БЫТ}, WQ_{БЫТ}** - потребление активной и реактивной электроэнергии бытовыми потребителями [кВт*час, кВАр*час];
- dWP_{ПОТР}, dWQ_{ПОТР}** - расчетные активные и реактивные потери трансформаторов и линий на балансе потребителя [кВт*час, кВАр*час]
- WP_{ГЕН}, WQ_{ГЕН}** - генерация активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- Т.Р.Э., Т.Р.Э.(р)** - технологический расход активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{С.Н.}, WQ_{С.Н.}** - расход активной и реактивной электроэнергии на собств. нужды [кВт*час, кВАр*час];
- dWP_{Х.Х.}, dWQ_{Х.Х.}** - расчетные активные и реактивные потери холостого хода [кВт*час, кВАр*час]
- dWP_{К.З.}, dWQ_{К.З.}** - расчетные активные и реактивные потери короткого замыкания (нагрузочные потери) [кВт*час, кВАр*час]
- dWP_{Т.п.}, dWQ_{Т.п.}** - расчетные технические потери активной и реактивной электроэнергии [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{НЕБ}, WQ_{НЕБ}** - небаланс активной и реактивной электроэнергии (коммерческие потери) [кВт*час, кВАр*час];
- к/т** - соотношение коммерческих и технических потерь: WP неб / dWP т.п.;
- dWP_{М.п.}, dWQ_{М.п.}** - метрологическая погрешность [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{н ->}, WQ_{н ->}** - активный и реактивный переток "вправо" в начале линии, [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{н <-}, WQ_{н <-}** - активный и реактивный переток "влево" в начале линии, [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{к ->}, WQ_{к ->}** - активный и реактивный переток "вправо" в конце линии, [кВт*час, кВАр*час];
- WP_{к <-}, WQ_{к <-}** - активный и реактивный переток "влево" в конце линии, [кВт*час, кВАр*час];
- Дис.номер** - диспетчерский номер линии или трансформатора;
- Марка линии** - марка линии или трансформатора;
- I/S доп** - допустимый ток линии [А]/мощность трансформатора [кВА];
- I/S min** - минимальный расчетный ток линии [А]/мощность трансформатора [кВА];
- I/S max** - максимальный расчетный ток линии [А]/мощность трансформатора [кВА];
- %** - процент от допустимого значения (% = max/доп);
- Принадлежность** - балансная принадлежность.

Комментарий:

1. Колонки "Ннач", "Нкон", "ПС, РП, ТП", "к/н", "+/-" заполняются из таблицы перетоков. Колонки "к", "А", "Нл" – из таблицы ветвей. В случае разомкнутой сети РЭС под номером фрагмента (колонка "Nф") понимается фрагмент сети, питающийся от измерения на входе. В замкнутых сетях такой фрагмент может иметь несколько измерений на входе. Значение колонок "WP_{НЕБ}", "WQ_{НЕБ}" рассчитываются по формуле (1.4). Значения потерь в абонентских линиях и трансформаторах (колонки "dWP_{ПОТР}", "dWQ_{ПОТР}") показаны отдельно для возможности поэлементного сравнения с техническими потерями, рассчитанными в комплексе РАОТП. Составляющие технических потерь $W_{x.x.}$, $W_{к.з.}$ являются условно-постоянными и переменными потерями. Анализ наибольшего небаланса выполняется как по абсолютному значению, так и по соотношению к техническим потерям (колонка "к/т"). Метрологическая погрешность определяется по формуле (1.3) для суммарных значений составляющих $W_{(+)}$, $W_{(-)}$, $W_{ПОТР}$, $W_{ГЕН}$ с учетом заданных в настройках усредненных погрешностей приборов учета для этих составляющих. В колонках "W_{н ->}", "W_{к ->}", "W_{н <-}", "W_{к <-}" записаны расчетные перетоки электроэнергии в начале и конце линии в обоих направлениях. В колонках "Дис.номер", "Марка линии", "I/Sдоп", "I/Smin", "I/Smax", "%" выполняется анализ загрузки элементов сети.

Последовательность формирования баланса: в списке измерений выделить одно измерение, затем нажать кнопку 5 (выделить все измерения этого уровня) и кнопку 10 (сформировать отчет в таблице 3). Перед выбором новых измерений нужно нажать кнопку 6. После выбора новых настроек кнопкой 7 или нажатия кнопок 8, 9 нужно нажать кнопку 10.

Конкретные ситуации балансов электроэнергии показаны ниже на схеме контрольного примера.

№	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	T.P.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т	dWP м.п.	%
1	ГОРОД.1.10		1 800 000	400 000	1 891 370	674 022	182 652	8,8	32 480	1,6	62 486	3,0	87 686	4,2	1,4	13 630	0,7
2	НАСОС.1.6		620 000		595 419	71 564	96 145	13,9	12 431	1,8	48 980	7,1	34 734	5,0	0,7	4 313	0,6
3	РАЙОН.1.10		1 100 000		1 033 461	104 414	170 953	14,2	17 088	1,4	96 904	8,0	56 960	4,7	0,6	7 565	0,6
4	<<< Всего >>>		3 520 000	400 000	3 520 250	850 000	449 750	11,3	62 000	1,6	208 370	5,2	179 380	4,5	0,9	25 330	0,6

Рис.3.1. Баланс потребления по вводам питающих подстанций. Внизу таблицы черным цветом выделена строка суммарного баланса по сети РЭС (ТРЭ = 449 750 (11.3% от поступления), $WP_{с.н.} = 62\ 000$ (1.6%), $WP_{т.п.} = 208\ 370$ (5.2%), $WP_{неб} = 179\ 380$ (3.1%)). По отдельным вводам имеются соотношения коммерческих и технических потерь в диапазоне 0.6 - 1.4.

Нагрузки по фидерам

- установлена настройка распределение потребления и потерь к питающим измерениям по текущей конфигурации:

№	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	T.P.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т	dWP м.п.	%
1	ГОРОД.1.10		1 800 000	400 000	1 547 750	550 000	402 250	20,6	30 000	1,5	22 673	1,2	349 577	17,9	15,4	12 347	0,6
2	НАСОС.1.6		620 000		500 000		120 000	19,4	11 000	1,8	45 258	7,3	63 742	10,3	1,4	3 982	0,6
3	РАЙОН.1.10		1 100 000		1 472 500	300 000	-72 500	-5,2	21 000	1,5	140 439	10,0	-233 939	-16,7	-1,7	9 312	0,7
4	<<< Всего >>>		3 520 000	400 000	3 520 250	850 000	449 750	11,3	62 000	1,6	208 370	5,2	179 380	4,5	0,9	25 330	0,6

Рис.3.2. Суммарный баланс по РЭС не изменился, но балансы по отдельным вводам анализировать невозможно.

З-режим - Пример (01.02.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> Ил Ст АП ТРЗ Wл Wт АП Общие характеристики режима

Дерево измерений ПС Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.з. Неб М.П. -> <- S/I

	Nº	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т	dWP м.п.	%
ГОРОД.1.10	1	ГОРОД.1.10		2 300 000	2 260 000			40 000	1,7	25 000	1,1			15 000	0,7		16 123	0,7
НАСОС.1.6	2	НАСОС.1.6		620 000	600 000			20 000	3,2	10 000	1,6			10 000	1,6		4 314	0,7
РАЙОН.1.10	3	РАЙОН.1.10		1 100 000	1 090 000			10 000	0,9	15 000	1,4			-5 000	-0,5		7 743	0,7
<<< Всего >>>	4	<<< Всего >>>		4 020 000	3 950 000			70 000	1,7	50 000	1,2			20 000	0,5		28 179	0,7

Рис.3.3. Нажата кнопка (8) – формируется баланс по входящим и отходящим линиям питающих подстанций. Суммарный небаланс составляет 20000 (0.5% от поступления). Небалансы по отдельным подстанциям имеют знаки "+" и "-".

З-режим - Пример (01.02.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> Ил Ст АП ТРЗ Wл Wт АП Общие характеристики режима

Дерево измерений ПС Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.з. Неб М.П. -> <- S/I

	Nº	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т	dWP м.п.	%
ГОРОД.1.10	1	ГОРОД.1.10		2 300 000	2 260 000			40 000	1,7	25 000	1,1			15 000	0,7		16 123	0,7
ГОРОД.1.10	2	ГОРОД.1.10		1 800 000														
Г1	3				330 000													
Г3	4				30 000													
Г4	5				510 000													
Г6	6			500 000	90 000													
Г2	7				1 300 000													
ТСН	8									25 000								
ТСН	9																	

Рис.3.4. Нажата кнопка (9) для развернутого баланса по вводам (в развернутом виде показан ввод ГОРОД.1.10).

	N°	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т	dWP м.п.	%
Г1	1	Г1		330 000		313 768		16 232	4,9			3 800	1,2	12 432	3,8	3,3	2 277	0,7
Г3	2	Г3		1 330 000		1 393 602	124 022	60 420	4,2	7 480	0,5	52 875	3,6	65	0,0	0,0	9 652	0,7
Г2	3	Г4		510 000	400 000	100 000		10 000	9,1			5 811	5,3	4 189	3,8	0,7	3 279	3,0
Н1	4	Н1		600 000		595 419	71 564	76 145	11,3	2 431	0,4	48 980	7,3	24 734	3,7	0,5	4 242	0,6
Р1	5	Р1		700 000		673 461	104 414	130 953	16,3	2 088	0,3	78 243	9,7	50 622	6,3	0,6	4 885	0,6
Р2	6	Р2		390 000		360 000		30 000	7,7			18 662	4,8	11 338	2,9	0,6	2 654	0,7
	7	<<< Всего >>>		3 860 000	400 000	3 436 250	300 000	323 750	8,6	12 000	0,3	208 370	5,5	103 380	2,7	0,5	25 960	0,7

Рис.3.5. В выпадающем списке 4 выбрана группа 2 (Фидеры п/ст). Сформирован баланс электроэнергии по отходящим фидерам. По всем фидерам значения "к/т" меньше 1 кроме Г1, однако процентные значения ТРЭ и небаланса небольшие (4.9% и 3.8%), поэтому считаем, что по всем фидерам норма.

	N°	ПС, РП, ТП	A	WPпотр	WPпром	WPбыт	dWPпотр	WPген	dWP т.п.	%	Марка	I/S доп	I/S min	I/S max	%
Г1	1	Г1		313 768	227 791	59 448	26 530		3 800	1,2					
Г3	2	Г1											23,4	53,3	
Г2	3	ТП2.Т1	A	2 000			2 000		2 183		ТМ-1000/10/0.4	1000	254,6	254,7	25,5
Г4	4	ТП2.Т2	A	2 000			2 000		1 975		ТМ-1000/10/0.4	1000	193,6	193,7	19,4
Н1	5	ТП2.Ф1	A	123 700	110 000		13 700		13 170		300*ААШВ-120	270	290,4	291,4	107,9
Р1	6	ТП2.Ф3		12 500		12 500			719		800*СИП4-25	130	29,4	29,5	22,7
Р2	7	ТП2.Ф5		12 500		12 500			719		800*СИП4-25	130	29,4	29,5	22,7
	8	ТП2.Ф2	A	87 200	80 000		7 200		6 503		300*ААШВ-120	270	204,0	204,7	75,8

Рис.3.6. Показан фрагмент развернутого фидера Г1 (только узлы с нагрузкой). В колонке "A" отмечены абонентские линии и трансформаторы, в колонках "dWPпотр" и "dWP т.п." можно сопоставить значения потерь. В последней колонке "%" указана загрузка элементов схемы.

Просмотр привязки абонентов выполняется нажатием правой кнопки мыши в таблице 3 на любом узле (ветви) и выборе пункта меню "Присоединенные абоненты по линии" – показывается список абонентов для этого и всех питаемых узлов, или "Присоединенные абоненты по узлу" – показывается список абонентов с привязкой только до этого узла.

№	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	Y/N	Нсчетч.	Ктт	Ктн	Ксч	с	л	W	Wт	Wл	Wсум	WP	WQпотр	WQген	dWP	dWQ
1	ТП2.Ф1	ТП2	T1	Ф1	106	Фабрика	1	1	Y	426162					1	110000	2000	13700	125700	110000			15700	
2	ТП2.Ф3					Бытовые абоне														12500				
3	ТП2.Ф5					Бытовые абоне														12500				
4	ТП2.Ф2	ТП2	T2	Ф2	106	Фабрика	2	1	Y	56656					1	80000	2000	7200	89200	80000			9200	
5	ТП2.Ф4					Бытовые абоне														12500				
6	ТП2.Ф6					Бытовые абоне														12500				
7	Всего																			240000			24900	

Рис.3.7. Список присоединенных абонентов по линии Г1. Таблица аналогична таблице промышленных потребителей. Бытовые абоненты показываются суммарным потреблением.



Развернутый баланс электроэнергии любого измерения привязывается к текущей конфигурации, т.е. в общем случае список ТП, РП питающийся от выбранного фидера является переменным от момента времени. Выполняя реконфигурацию схемы и повторяя построение баланса развернутого списка ТП, РП можно анализировать их состав в различные стационарные периоды между переключениями.

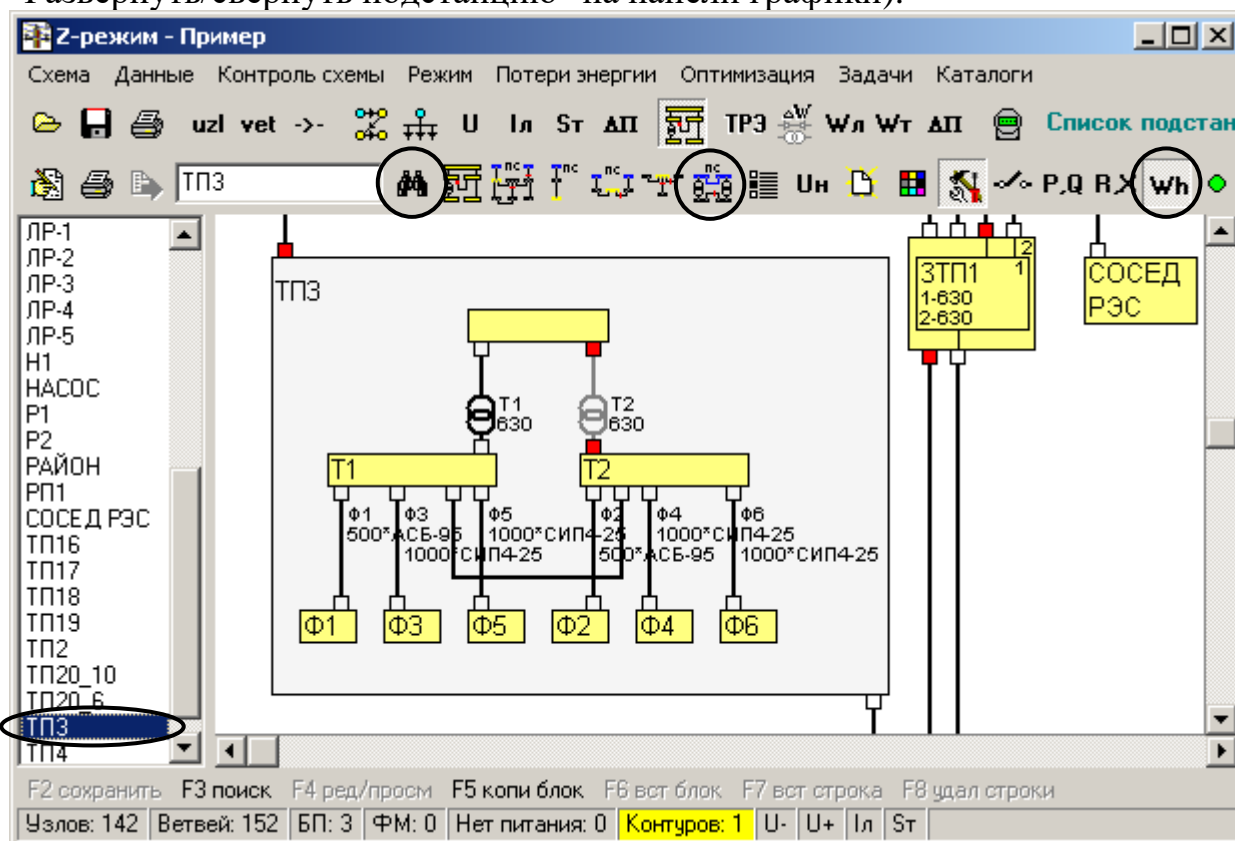
3.5.5. Установка промежуточного измерения

Для детализации очагов коммерческих потерь необходима установка дополнительных технических средств учета. В комплексе РАОТП такие учеты заносятся в таблицу фидеров базы РЭС аналогично измерениям на фидерах питающих подстанций. Например, измерения на вводе трансформатора 0.4 кВ ТП и на отходящих линиях ТПЗ в таблице фидеров базы РЭС выглядят следующим образом:

№ п/п	Подстанция	Фидер	к/н	Б	Т	Р →	Q →	Р ←	Q ←	№гр
1	ТПЗ	ТПЗ.Т1			5	170000				3
2	ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф1	1		5	65000				4
3	ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф3	1		5	20000				4
4	ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф5	1		5	10800				4
5	ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф2	1		5	55000				4
6	ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф4	1		5	11000				4
7	ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф6	1		5	11200				4

В колонке "к/н" в первой строке задан признак "0" – измерение в конце ветви (т.е. на стороне 0.4 кВ), а в строках 2-7 задан признак "1" – измерения в начале линий 0.4 кВ. Заданы измерения только активной электроэнергии ("Т" = 5). Заданы номера групп: 3 – для ввода 0.4 кВ, 4 – для линий 0.4 кВ.

Аналогичные действия можно сделать в задаче "Z-режим" на графике схемы нажав кнопку "Wh" (режим установки измерений) на панели графики. После этого ТП нужно найти в списке подстанций и нажать клавишу "+" для позиционирования и разворачивания, как показано ниже (также можно набрать ТП в поле поиска, нажать кнопку  "Поиск узла" и кнопку  "Развернуть/свернуть подстанцию" на панели графики):



При нажатии левой кнопки мыши на требуемой ветви (трансформатор и отходящие фидеры 0.4 кВ) появляется окно, в котором указывается измерение:

В окне заполняются поля "WP→", "WQ→", "WP←", "WQ←" (фактически только "WP→") и указывается "Место установки" учета. Также можно указать номер группы измерений. Детальное описание всех полей приведено в [2], п.4.9.6. При нажатии кнопки "Применить" строка с указанным измерением автоматически добавляется в таблицу фидеров подстанций базы РЭС. Ниже показаны два примера поиска очагов коммерческих потерь с установкой дополнительных учетов в ТП, РП.

3.5.6. Пример поиска коммерческих потерь

Ниже показана последовательность действий для локализации коммерческих потерь:

1. В задаче "Z-режим" загружаем схему "Пример (небаланс ТПЗ)".
2. Выполняем расчет технических потерь за месяц февраль 01.02.2013 – 28.02.2013 по средней нагрузке.

3. Нажимаем кнопку "Балансы электроэнергии".

4. Выделяем один из вводов, нажимаем кнопку "Выделить все измерения по уровню", нажимаем кнопку "Отчет" (рис.3.8). Анализируем колонки выделенные красным цветом: "WPнеб", "%", "к/т". Баланс по вводам фактически не дает информации об очагах потерь.

5. Перед построением балансов по фидерам проверяем балансы по входящим и отходящим линиям питающих подстанций (рис. 3.9). Для этого нажимаем кнопку "ПС" и кнопку "Отчет". Нбаланс в норме.




6. Отжимаем кнопку "ПС", из выпадающего списка измерений выбираем группу 2 (фидеры п/ст), выделяем один из фидеров, нажимаем кнопку и кнопку "Отчет" (рис.3.10). Из этого списка можно выделить фидеры Г1 и Г3 по значениям в колонке "к/т".

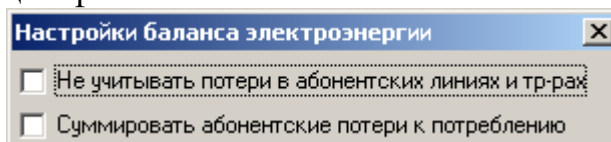
7. С помощью кнопки "Построение дерева питания" на графике схемы строим дерево питания от фидеров Г1 и Г3. В меню "Данные" – "Реконфигурация схемы" выполняем переключения от начала к концу периода и повторяем построение дерева питания от Г1, Г3 (рис.3.11). Из рисунка видно, что в разные периоды времени от Г1, Г3 питались ТП2, ТП3, ЗТП1, РП1. Принимается решение об установке учетов на вводах трансформаторов этих ТП, РП. Задание измерений выполняем на графике

схемы с помощью кнопки "Wh" на панели графики. Таблица фидеров подстанций расширяется строками:

Подстанция	Фидер	к/н	Б	Т	Р →	Q →	Р ←	Q ←	Нгр
РП1.2	РП1.Т2	1	4	760000					3
ТПЗ	ТПЗ.Т1	1	4	170000					3
ТП2	ТП2.Т1		4	155000					3
ТП2	ТП2.Т2		4	115000					3

Для этих измерений указываем номер группы 3. В таблицу районов (меню "Данные" – "Районы схемы") вносим текстовую расшифровку номера группы 3, например, "Фидеры Г1,Г3".

8. Для подхватывания новых измерений отжимаем и нажимаем кнопку  "Балансы электроэнергии" на основной панели. Из выпадающего списка выбираем номер группы 3, выделяем все измерения кнопкой , строим отчет кнопкой "Отчет" (рис.3.12). По вводу РП1.Т2 имеем значительный отрицательный небаланс, обусловленный тем, что в потребление вошли абонентские потери как в трансформаторе РП1, так и в линии 10 кВ Г2–РП1, хотя учет установлен на РП1. Для снятия этих коллизий нажимаем кнопку  "Настройки формирования балансов электроэнергии" на панели балансов, и отключаем следующие флажки:





Повторно нажимаем кнопку "Отчет" (рис.3.13). Анализ таблицы показывает завышенные коммерческие потери в ТПЗ.

9. Устанавливаем дополнительные измерения по линиям 0.4 кВ ТПЗ с номером группы 4:

Подстанция	Фидер	к/н	Б	Т	Р →	Q →	Р ←	Q ←	Нгр
ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф1	1	4	65000					4
ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф3	1	4	20000					4
ТПЗ.Т1	ТПЗ.Ф5	1	4	10800					4
ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф2	1	4	55000					4
ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф4	1	4	11000					4
ТПЗ.Т2	ТПЗ.Ф6	1	4	11200					4

В таблицу районов (меню "Данные" – "Районы схемы") вносим текстовую расшифровку номера группы 4, например, "ТПЗ".

10. Для подхватывания новых измерений отжимаем и нажимаем кнопку  "Балансы электроэнергии" на основной панели. Из выпадающего списка выбираем номер группы 4, выделяем все измерения кнопкой , строим отчет кнопкой "Отчет" (рис.3.14). По линиям Ф3 и Ф2 имеем крупные небалансы. Нажимаем правую кнопку мыши на ТПЗ.Ф3, выбираем пункт "Присоединенные абоненты по узлу" – от нее питаются только бытовые потребители, к ТПЗ.Ф2 присоединена точка учета предприятия "Комбинат" (рис.3.15). В дальнейшем необходимо выполнить мероприятия по установлению причин небалансов электроэнергии для этих потребителей.

Z-режим - Пример (небаланс ТПЗ) (01.03.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔΠ ТРЗ Wл Wт ΔΠ **Общие характеристики режима**

Дерево измерений ✓ ✕ ПС Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.з. **Неб** М.П. -> <- S/I

	N№	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.П.З.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
+	1	ГОРОД.1.10		1 800 000	400 000	1 897 370	624 022	126 652	6,3	32 480	1,6	62 486	3,1	31 686	1,6	0,5
+	2	НАСОС.1.6		620 000		595 419	71 564	96 145	13,9	12 431	1,8	48 980	7,1	34 734	5,0	0,7
+	3	РАЙОН.1.10		1 100 000		1 033 461	104 414	170 953	14,2	17 088	1,4	96 904	8,0	56 960	4,7	0,6
	4	<<< Всего >>>		3 520 000	400 000	3 526 250	800 000	393 750	10,0	62 000	1,6	208 370	5,3	123 380	3,1	0,6

Рис.3.8. Баланс по вводам питающих подстанций

Z-режим - Пример (небаланс ТПЗ) (01.03.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔΠ ТРЗ Wл Wт ΔΠ **Общие характеристики режима**

Дерево измерений ✓ ✕ ПС Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.з. **Неб** М.П. -> <- S/I

	N№	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.П.З.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
+	1	ГОРОД.1.10		1 800 000	2 220 000	90 000	500 000	-10 000	-0,4	25 000	1,1			-35 000	-1,5	
+	2	НАСОС.1.6		620 000	600 000			20 000	3,2	10 000	1,6			10 000	1,6	
+	3	РАЙОН.1.10		1 100 000	1 090 000			10 000	0,9	15 000	1,4			-5 000	-0,5	
	4	<<< Всего >>>		3 520 000	3 910 000	90 000	500 000	20 000	0,5	50 000	1,2			-30 000	-0,7	

Рис.3.9. Баланс по входящим и отходящим линиям питающих подстанций. Небаланс в норме.

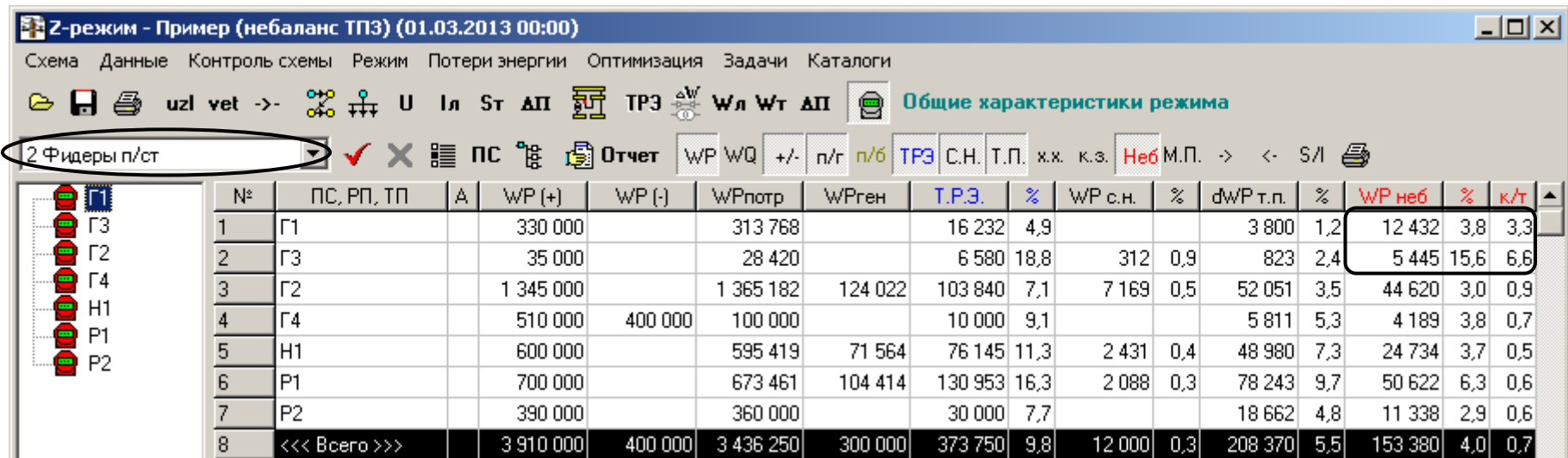


Рис.3.10. Баланс по фидерам питающих подстанций – наибольший небаланс по Г1, Г3

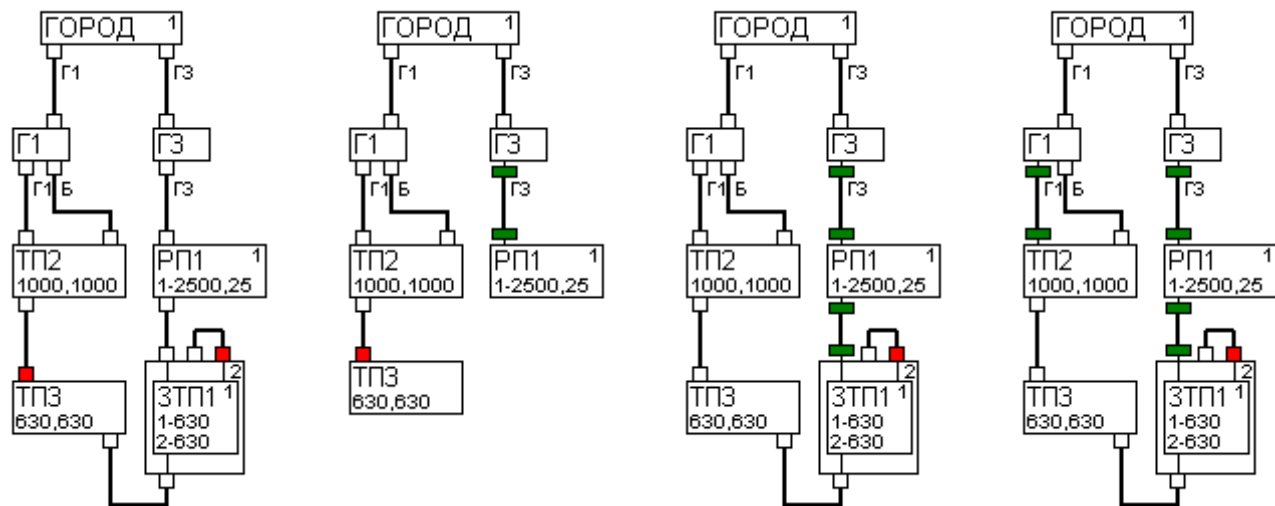


Рис.3.11. Дерево питания фидеров Г1, Г3 для разных периодов между переключениями

Z-режим - Пример (небаланс ТПЗ) (01.03.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔП ТРЗ Wл Wт ΔП **Общие характеристики режима**

3 Фидеры Г1,Г3

Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.э. **Неб** М.П. -> <- S/I

N#	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	ЗТП1.Т1		205 000		200 000		5 000	2,4			3 484	1,7	1 516	0,7	0,4
2	РП1.Т2		760 000		788 500		-28 500	-3,8					-28 500	-3,8	
3	ТП2.Т1		155 000		150 700		4 300	2,8			1 437	0,9	2 863	1,8	2,0
4	ТП2.Т2		115 000		114 200		800	0,7			1 431	1,2	-631	-0,5	-0,4
5	ТП3.Т1		170 000		110 350		59 650	35,1			2 545	1,5	57 105	33,6	22,4
6	<<< Всего >>>		1 405 000		1 363 750		41 250	2,9			8 897	0,6	32 353	2,3	3,6

Рис.3.12. Баланс по вводам ТП, РП – некорректный баланс по РП1

Z-режим - Пример (небаланс ТПЗ) (01.03.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔП ТРЗ Wл Wт ΔП **Общие характеристики режима**

3 Фидеры Г1,Г3

Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.э. **Неб** М.П. -> <- S/I

N#	ПС, РП, ТП	A	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	ЗТП1.Т1		205 000		200 000		5 000	2,4			3 484	1,7	1 516	0,7	0,4
2	РП1.Т2		760 000		750 000		10 000	1,3			7 429	1,0	2 571	0,3	0,3
3	ТП2.Т1		155 000		135 000		20 000	12,9			16 791	10,8	3 209	2,1	0,2
4	ТП2.Т2		115 000		105 000		10 000	8,7			9 909	8,6	91	0,1	0,0
5	ТП3.Т1		170 000		100 000		70 000	41,2			11 855	7,0	58 145	34,2	4,9
6	<<< Всего >>>		1 405 000		1 290 000		115 000	8,2			49 467	3,5	65 533	4,7	1,3

Рис.3.13. Баланс по вводам ТП, РП – небаланс по ТПЗ

Z-режим - Пример (небаланс ТПЗ) (01.03.2013 00:00)

Схема Данные Контроль схемы Режим Потери энергии Оптимизация Задачи Каталоги

uzl vet -> U Ил Ст ΔП ТРЗ Wл Wт ΔП Общие характеристики режима

4 ТПЗ Отчет WP WQ +/- п/г п/б ТРЗ С.Н. Т.П. х.х. к.э. Неб М.П. -> <- S/I

№	ПС, РП, ТП	А	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.П.Э.	%	WP с.н.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	ТПЗ.Ф1		65 000		55 000		10 000	15,4			7 827	12,0	2 173	3,3	0,3
2	ТПЗ.Ф3		20 000		10 000		10 000	50,0			636	3,2	9 364	46,8	14,7
3	ТПЗ.Ф5		10 800		10 000		800	7,4			636	5,9	164	1,5	0,3
4	ТПЗ.Ф2		55 000		5 000		50 000	90,9			52	0,1	49 948	90,8	963,1
5	ТПЗ.Ф4		11 000		10 000		1 000	9,1			636	5,8	364	3,3	0,6
6	ТПЗ.Ф6		11 200		10 000		1 200	10,7			636	5,7	564	5,0	0,9
7	<<< Всего >>>		173 000		100 000		73 000	42,2			10 424	6,0	62 576	36,2	6,0

Рис. 3.14. Баланс по линиям 0.4 кВ ТПЗ – небаланс по Ф3 и Ф2

Список присоединений ТПЗ.Ф3

№	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	У/Н	Нсчетч.	Ктп	Ктн	Ксч	с	л	W	Wт	Wл	Wсум	WP
1	ТПЗ.Ф3					Бытовые абоне														10000
2	Всего																			10000

Выбрать Отменить Печать

Список присоединений ТПЗ.Ф2

№	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	Нт.у.	Тип	У/Н	Нсчетч.	Ктп	Ктн	Ксч	с	л	W	Wт	Wл	Wсум	WP
1	ТПЗ.Ф2	ТПЗ	T2	Ф2	107	Комбинат	2	1	У	7587388				1	5000		950	5950	5000	
2	Всего																			5000

Выбрать Отменить Печать

Рис.3.15. Присоединенные абоненты к линиям Ф3 и Ф2

4. Расчет потерь и составление балансов электроэнергии по сети 6(10) кВ филиала г. Николаева (сентябрь 2013 г.)

4.1. Фрагменты таблиц "База РЭС"

База данных сети 6(10) кВ филиала г. Николаева представляет собой табличные форматы, показанные в п.3.2 данного отчета. Поскольку табличные форматы имеют большое количество строк ниже показаны выборочные типовые фрагменты из этих форматов.

На рис 4.1 показан фрагмент таблицы с кабельными линиями. Питающий фидер Ф1221Б задействован в колонках "Начало", "Конец" и продублирован в колонке "Дис.номер". РП82, ТП1067, ТП117 имеют первую и вторую секции 6 кВ, поэтому кодируются с добавлением номера секции, например, РП82.1 и РП82.2. В колонке "к" показаны признаки отключения с конца (символ "К"), отключения с начала (символ "Н") и повреждения линии (символ "П"). В двух местах параметры линии содержат разные марки кабелей, например, 105*ААБ-185+160*ААШВ-120. В колонке "Нл" установлены номера параллельных линий (1, 2) а в колонке "Дис.номер" показаны их обозначения ("А", "Б"). Для линий РП заданы их наименования фидеров в колонке "Дис.номер", например, Ф828, Ф819, Ф824 и др. На рис.4.2 показан фрагмент кабельных линий 6 кВ на балансе потребителя – в колонке "А" установлен признак "А", а в колонке "Принадлеж." указано наименование потребителя. На рис.4.3. показан фрагмент воздушных линий с отпайками, которые обозначены числами с префиксом "_", например, _132, _133, _134 и т.д. Номера отпайки не должны повторяться. Клавишей "+" в колонках "Начало" или "Конец" автоматически устанавливается следующий по порядку номер отпайки. В колонках "Ком.ап.нач" и "Ком.ап.кон" установлены признаки "-" обозначающие отсутствие коммутационных аппаратов со стороны отпайки.

№	п	Ун	Начало	Конец	к	Параметры линий	Нл	Дис.номер	Г доп	А	Принадлеж.
1094	П	6	Чкаловская.3.6	Ф61221Б				Ф61221Б			
1095			Ф61221Б	РП82.2		1950*ААБ-185					
1096			РП82.2	РП82.1	К						
1097			РП82.2	ТП1067.2		385*ААБ-120		Ф828			
1098			РП82.2	РП81.1	Н	806*АСБ-185		Ф819			
1099			РП82.2	ТП793		50*ААШВ-150+100*ААБ-150		Ф824			
1100			ТП793	ТП732		100*ААБ-150	2	Б			
1101			ТП793	ТП732	П	150*ААШВ-120	1	А			
1102			ТП793	РП82.1	К	150*ААБ-120		Ф823			
1103			РП82.2	ТП1447		670*АСБ-185		Ф826			
1104			ТП1447	ТП82.2		640*АСБ-185					
1105			ТП82.2	ТП261		375*СБ-25					
1106			РП81.2	ТП152		275*АСБ-185		Ф816			
1107			ТП152	ТП744		256*АСБ-185					
1108			ТП744	ТП481	Н	248*ААШВ-120	1	А			
1109			ТП744	ТП481		248*ААШВ-120	2	Б			
1110			РП81.2	ТП117.2		750*ААШВ-120		Ф814			
1111			РП81.2	ТП114	Н	105*ААБ-185+160*ААШВ-120		Ф812(А)			

Рис.4.1. Фрагмент таблицы кабельных линий 6 кВ

№	п	Ун	Начало	Конец	k	Параметры линий	Нл	Дис.номер	доп	А	Принадлеж.
1388	П	Б	Промзона.2.6	Ф6156				Ф6156			
1389			Ф6156	РП53.2		1250*АСБ-185				А	ПАТ "Облагротехсервіс"
1390			РП53.2	РП53.1							
1391			РП53.2	ТП1353		140*ААБ-150		Ф532		А	ПАТ "Миколаївбудтранс"
1392			ТП1353	ТП706	П	670*ААБ-150					
1393			РП53.1	ТП265.1		260*АСБ-240		Ф535		А	ТОВ "ПАНІ ІНТЕРФІРМА"
1394			РП53.2	ТП265.2	П	260*АСБ-150		Ф534		А	ТОВ "ПАНІ ІНТЕРФІРМА"
1395			ТП265.1	ТП265.2							
1396			ТП265.2	ТП1073.1	К	290*ААШВ-95				А	ТОВ "Майстер скла"
1397			РП53.1	ТП528.1	Н	455*АСБ-150		Ф533		А	ТОВ "Миколаївбудмеханізація"
1398			РП53.1	ТП2_Агротех		200*ААШВ-70		Ф537		А	ПАТ "Облагротехсервіс"
1399			ТП528.1	ТП528.2							
1400			ТП528.2	ТП585.1		350*АСБ-150				А	ТОВ "Андріївське"
1401			РП53.2	ТП1_Агротех		200*ААШВ-70		Ф536		А	ПАТ "Облагротехсервіс"
1402			РП53.2	ТП1073.2		310*ААШВ-150		Ф538		А	ТОВ "Майстер скла"
1403			ТП1073.2	ТП1073.1							
1404			ТП1073.2	ТП265.1	К	290*ААШВ-95				А	ТОВ "Майстер скла"
1405			РП53.1	РП55.1	О	285*ААБ-185		Ф552		А	ПАТ "Облагротехсервіс"

Рис.4.2. Фрагмент кабельных линий 6 кВ на балансе потребителя

№	п	Ун	Начало	Конец	k	Параметры линий	Нл	Дис.номер	А	Принадлеж.	Ком.ап.нач.	Ком.ап.кон.
2334	П	Б	Матвеевка.1.6	Ф6239				Ф6239				
2335			Ф6239	ЛР55		400*ААШВ-120						
2336			ЛР55	_132		950*АС-50						-
2337			_132	ТП956		80*АС-50					-	
2338			_132	_133		400*АС-50					-	-
2339			_133	ТП982		90*ААШВ-120+50*А					-	
2340			_133	ЛР176		250*АС-50					-	
2341			ЛР176	ТП965		150*АС-50						-
2342			ЛР176	_134		150*АС-50						-
2343			_134	ТП962		100*АС-50					-	
2344			_134	_135		500*АС-50					-	-
2345			_135	ТП954		100*АС-50					-	
2346			_135	_136		400*АС-50					-	-
2347			_136	ТП974		300*АС-50					-	
2348			_136	ЛР52		150*АС-50					-	
2349			ЛР52	_137		400*АС-50						-
2350			_137	ТП951		350*АС-50					-	
2351			_137	_138		450*АС-50					-	-
2352			_138	ТП953		300*АС-50					-	
2353			_138	_139		250*АС-50					-	-
2354			_139	ТП959		300*АС-50					-	
2355			_139	ЛР136	К	50*АС-50					-	
2356			_137	_140		800*АС-50					-	-
2357			_140	ТП975		250*АС-50					-	
2358			_140	_141		50*АС-50					-	-
2359			_141	ТП1434		450*АС-50					-	
2360			_140	ЛР53		50*АС-50					-	

Рис.4.3. Фрагмент воздушных линий 6 кВ

На рис.4.3 показан фрагмент таблицы трансформаторов 6/0.4 кВ ТП, РП. Практически все РП имеют по две секции (и два трансформатора). В РП56 и РП64 отключены трансформаторы Т2 (в РП64 со стороны 6 кВ). В остальных РП отключены шиносоединительные выключатели между секциями 0.4 кВ (символы "К" в колонке "к шсв"). Признак "1" в колонке "U" обозначает задание нагрузке на шинах 6 кВ, например, для РП54, РП55, РП58 и др. В остальных РП нагрузка задана на шинах 0.4 кВ. Отрицательный знак признака в колонке "Т" означает автоматическое заполнение колонок "P_{наг}", "Q_{наг}", "P_{ген}", "Q_{ген}" и "dW_{потр}" из таблиц промышленных и бытовых потребителей. Признак "4" в колонке "Т" означает задание нагрузки в виде WP / WQ. Строки с незаполненным значением колонки "Т" означают отсутствие привязки к данному РП или ТП потребительской нагрузки. В РП55.2 и РП73.2 наблюдается генерация реактивной электроэнергии (колонка "Q_{ген}"). В колонке "А" заданы признаки "А" для абонентских трансформаторов, а в колонке "Принадлеж." указана расшифровка потребителя. РП76 обозначено как бесхозное (признак "Б" в колонке "А").

№	ТП, РП	N тр	к тр	ШСВ	к шсв	Трансформатор	U	Т	P _{наг}	Q _{наг}	P _{ген}	Q _{ген}	dW _{потр}	А	Принадлеж.	
66	РП54.1						1	-4	61 200	30 600			1 151	А	ПАТ МЭМФО	
67	РП54.2						1	-4	45 936	22 968			863	А	ПАТ МЭМФО	
68	РП55.1	Т1					1	-4	50 400	27 360				А	ПАТ "Ніконд"	
69	РП55.2	Т2		Т1	К		1	-4	164 377	88 058		432		А	ПАТ "Ніконд"	
70	РП56.1	Т1				ТМ-1000/6/0.4								А	ТОВ "Контракт-С"	
71	РП56.2	Т2	0	Т1		ТМ-1000/6/0.4								А	ТОВ "Контракт-С"	
72	РП58.1	Т1				ТМ-630/6/0.4	1	-4	22 782	11 391			269	А	АТВТ "Фірма "Аура"	
73	РП58.2	Т2		Т1	К	ТМ-1000/6/0.4	1							А	АТВТ "Фірма "Аура"	
74	РП59.1						1	-4	45 847	19 200				3	А	ТОВ "Бізнес Центр "К"
75	РП59.2						1	-4	20 381	10 361				2	А	ТОВ "Бізнес Центр "К"
76	РП59.3						1								А	ТОВ "Бізнес Центр "К"
77	РП6.1						1	-4								
78	РП64.1	Т1				ТМ-630/6/0.4		-4								
79	РП64.2	Т2	Н	Т1		ТМ-630/6/0.4										
80	РП7.1	Т1				ТМ-250/6/0.4		-4								
81	РП70.1	Т1				ТМ-1600/6/0.4	1	-4	339 093	169 547			4 306	А	ТОВ "Екотранс"	
82	РП70.2	Т2		Т1	К	ТМ-1600/6/0.4	1	-4	361 330	180 665			4 588	А	ТОВ "Екотранс"	
83	РП72.2	Т2				ТМ-400/6/0.4		-4	37 520	480			1 798	А	ПАТ УНДІТС	
84	РП73.1	Т1				ТМ-1000/6/0.4	1	-4	94 248	47 124				А	МКП "Миколаївводок"	
85	РП73.2	Т2		Т1	К	ТМ-1000/6/0.4	1	-4	193 536	56 232		2 448		А	МКП "Миколаївводок"	
86	РП74.1	Т1				ТМ-400/6/0.4		-4								
87	РП74.2	Т2		Т1	К	ТМ-400/6/0.4		-4								
88	РП75.2	Т2				ТМ-100/6/0.4		-4	375	188						
89	РП76.1	Т1				ТМ-400/6/0.4		-4	2	1					Б	
90	РП76.2	Т2		Т1	К	ТМ-400/6/0.4		-4							Б	
91	РП77	Т1				ТМ-400/6/0.4		-4								
92	РП78.1	Т1				ТМ-25/6/0.4										
93	РП79.1	Т1				ТМ-400/6/0.4		-4	36 816	26 265			54	А	ДП "Український Ра"	
94	РП79.2	Т2		Т1	К	ТМ-250/6/0.4		-4	40 689	33 179			857	А	ФОП Масловський Ю	
95	РП8.1	Т1				ТМ-400/6/0.4		-4								
96	РП80.1	Т1				ТМ-400/6/0.4	1	-4	124 800	88 632				А	МКП "Миколаївводок"	
97	РП80.2	Т2		Т1	К	ТМ-400/6/0.4	1	-4	828	414				А	МКП "Миколаївводок"	

Рис.4.3. Фрагмент таблицы трансформаторов ТП, РП

На рис 4.4. показан фрагмент таблицы линий 0.4 кВ. Обозначение фидера включает номер ТП, РП и порядковый номер линии, например, у ТП371 линии обозначаются Л3711, Л3712, Л3713 и т.д. Линия 0.4 кВ привязывается к ТП и к номеру трансформатора (колонки "ТП, РП" и "Nтр"). В колонке "к" указывается коммутация линии. Колонка "Параметры линии" заполнена для фидеров 0.4 кВ, которые находятся на балансе филиала г.Николаева, а также для линий на балансе абонента (в колонке "А" признак "А"), у которых учет расположен в конце линии. По умолчанию в колонке "Тз" (тип загрузки линии) установлен признак 0 – нагрузка сосредоточена в конце линии, для линий, питающих частный сектор, уставлен признак "1" – нагрузка равномерно распределена вдоль линии, или признак "2" – равномерно спадающая нагрузка для загруженных и протяженных линий, из-за которых не сходится режим. Отрицательный знак признака в колонке "Т" означает автоматическое заполнение колонок "Pнаг", "Qнаг", "Pген", "Qген" и "dWPпотр" из таблиц промышленных и бытовых потребителей. Признак "4" в колонке "Т" означает задание нагрузки в виде WP / WQ. Строки с незаполненным значением колонки "Т" означают отсутствие привязки к данной линии 0.4 кВ.

№	ТП, РП	Nтр	Фидер	к	Параметры линий	А	Тз	Т	Pнаг	Qнаг	Pген	Qген	dWPпотр
3030	ТП371	Т1	Л3711		1900*А-35+246*АПВ-35		2	-4	60 147	18 622			
3031	ТП371	Т1	Л3712					-4	6 200	4 440			
3032	ТП371	Т1	Л3713					-4	1 395	698			1
3033	ТП371	Т1	Л3714					-4	2 084	1 042			17
3034	ТП372	Т1	Л37210					-4	8 420	4 210			249
3035	ТП372	Т1	Л37215					-4	2	1			
3036	ТП372	Т1	Л3725		65*АСБ-95			-4	9 860	3 523			
3037	ТП372	Т1	Л3726		37*АСБ-70+53*АСБ-50			-4	12 371	3 953			
3038	ТП372	Т1	Л3727		94*АСБ-50			-4	5 973	2 196			
3039	ТП372	Т1	Л3728		70*АСБ-70			-4	16 502	6 543			
3040	ТП372	Т1	Л3729					-4	3 070	1 535			
3041	ТП372	Т2	Л3721										
3042	ТП372	Т2	Л37211					-4	1 598	799			8
3043	ТП372	Т2	Л37212										
3044	ТП372	Т2	Л37213					-4	100	50			
3045	ТП372	Т2	Л37214					-4	1 600	800			
3046	ТП372	Т2	Л3722		108*АСБ-95			-4	8 355	2 518			
3047	ТП372	Т2	Л3723					-4	5	3			
3048	ТП372	Т2	Л3724		90*ААБ-95+55*АСБ-95			-4	14 508	5 150		711	2
3049	ТП373	Т1	Л3731		1350*А-35		1	-4	27 781	8 704			
3050	ТП373	Т1	Л3732		350*А-35		1	-4	10 964	3 647			
3051	ТП374	Т1	Л3741		2720*А-25		2	-4	33 384	10 046			
3052	ТП374	Т1	Л3742		170*АПВБ-120			-4	15 470	4 889			
3053	ТП374	Т1	Л3743		100*АВВГ-70			-4	20 430	6 378			
3054	ТП374	Т1	Л3744		60*СИП1-35		1	-4	1 643	822			
3055	ТП374	Т1	Л3745					-4	298	149			
3056	ТП374	Т1	Л3746					-4	1 298	649			2
3057	ТП374	Т1	Л3747										
3058	ТП375	Т1	Л3751					-4	1 226	368			
3059	ТП375	Т1	Л3752		48*АПВ-50			-4	6 375	2 275			
3060	ТП375	Т1	Л3753		160*АСБ-95+35*АСБ-120			-4	12 741	3 922			

Рис. 4.4. Фрагмент таблицы линий 0.4 кВ

В таблице 4.1 показаны данные по вводам питающих подстанций. Напряжения в колонке "Ус.ш." заданы по данным измерений. В колонке "Б" все ввода, кроме первого, отключены признаком "О", и запитаны от первого ввода в колонке "ШСВ". При этом поступление электроэнергии по всем вводам суммируется к первому, а балансы электроэнергии сводятся не к отдельным вводам, а к питающей подстанции в целом. Это сделано из-за возможного некорректного баланса электроэнергии по отдельным вводам из-за их переключения за расчетный период. В колонках "P→", "Q→" закачено поступление активной и реактивной электроэнергии из базы технического учета. Отметим, что по подстанциям "Машпроект", "НТЭЦ", "Ягодина" отсутствует данные поступления.

Таблица 4.1. Данные по вводам питающих подстанций

Подстанция	Ус.ш.	Б	ШСВ	Т	P →	Q →
Больничная.1_3.6	6,1			4	793200	266400
Больничная.2_4.6	6,2	О	Больничная.1_3.6	4	2439840	1070160
Водопойская.1.6	6			5		
Водопойская.2.6	6	О	Водопойская.1.6	4	1468800	705600
Вокзальная.1.6	6,1			4	1400760	520320
Вокзальная.2.6	6	О	Вокзальная.1.6	4	947040	367800
Восточная.1.6	5,9			4	1139220	367200
Восточная.2.6	5,9	О	Восточная.1.6	4	1519320	674520
Космонавтская.1.6	6,1			4	2290440	875760
Космонавтская.2_4.6	6,1	О	Космонавтская.1.6	4	1834560	772044
Космонавтская.3.6	6,1	О	Космонавтская.1.6	4	26190	20700
Кульбакино.1.6	5,9			4	1560120	531840
Кульбакино.2.6	5,9	О	Кульбакино.1.6	4	388920	96840
Лески.1.6	6,1			4	3800340	1120680
Лески.2.6	6,1	О	Лески.1.6	4	2367900	612000
Матвеевка.1.6	6,3			4	648840	336480
Матвеевка.2.6	6,3	О	Матвеевка.1.6	4	131040	22080
Машпроект.1.6	6,3			4		
Машпроект.2.6	6,3	О	Машпроект.1.6	4		
Морпорт.1.6	6,1			4	1996740	1204200
Морпорт.2.6	6,3	О	Морпорт.1.6	4	165240	99180
Новая.1.6	6,2			4	1189980	406800
Новая.2.6	6	О	Новая.1.6	4	1452060	448560
Новая.3.6	6,2	О	Новая.1.6	4	2041920	736740
Новая.4.6	6	О	Новая.1.6	4	1318320	449100
НТЭЦ.1.6	6,1			5		
НТЭЦ.2.6	6,1	О	НТЭЦ.1.6	5		
Овощная.1.6	6,2			5		
Овощная.2.6	6,2	О	Овощная.1.6	4	834048	384120
Пески.1.6	6,1			4	1512600	585720
Пески.2.6	6,1	О	Пески.1.6	4	2387160	890160
Промзона.1.6	6,3			4	675000	218160
Промзона.2.6	6,4	О	Промзона.1.6	4	3910680	1627920
Р. Роща.2.6	6,2			4	528960	233952
Соляные.1.6	6			4	1425240	608880
Соляные.2.6	6	О	Соляные.1.6	4	1969128	670824

Сухой_Фонтан.1.6	6,2			4	1748712	674040
Сухой_Фонтан.2.6	6,2	О	Сухой_Фонтан.1.6	4	1609104	704232
Темвод.1.6	6,1			4	1934280	764760
Темвод.2.6	6,1	О	Темвод.1.6	4	264780	99900
Терновка.1.10	10,5			4	171420	50520
Терновка.2.10	10,5	О	Терновка.1.10	4	169800	118140
ТОР.1.10	10			5	480	
ТОР.2.10	10	О	ТОР.1.10	4	22480	30880
Центральная.1.6	6,1			4	788640	331680
Центральная.2.6	6,1	О	Центральная.1.6	4	870720	287040
Чкаловская.1.6	6			4	2538000	928080
Чкаловская.2.6	6	О	Чкаловская.1.6	4	1674960	724320
Чкаловская.3.6	6	О	Чкаловская.1.6	4	2898360	945720
Чкаловская.4.6	6	О	Чкаловская.1.6	4	1025040	350640
Ягодина.1.6	6			5		

В таблице 4.2 показаны фрагменты данных измерений технических учетов на фидерах питающих подстанций, фидерах РП и вводах 0.4 кВ ТП, РП. Соответствующие группы измерений обозначены в колонке "Nгр" (номер группы) цифрами 1, 2, 3. Каждое измерение привязывается к линии, обозначенной колонками "Начало" и "Конец". Колонка "Обозначение" служит идентификатором для зачки измерений из базы технического учета. Колонка "к/н" (конец/начало) обозначает место установки учета – в начале или конце линии. При наличии учетов в начале и конце линии нужно разбить линию на два участка, чтобы каждое измерение было привязано к своей линии (к одной линии может быть привязано только одно измерение технического учета). В колонке "Т" (тип измерения) установлены признаки "4" если имеется измерения активной и реактивной электроэнергии, и признак "5" если измерение только активной электроэнергии. В колонках "P →", "Q →", "P ←", "Q ←" зачканы измерения из базы технических учетов. Стрелка "→" означает направление от начала к концу линии. В колонках "WРп", "WQп", "WРг", "WQг", "dWРпотр", "dWQпотр" зачканы значения потребления, генерации и потерь из базы промышленных потребителей.

Таблица 4.2. Фрагменты таблицы измерений на фидерах питающих подстанций, РП, ТП

Начало	Конец	Обозначение	к/н	Б	Т	P →	Q →	P ←	Q ←	WPп	WQп	WPг	WQг	dWPпотр	dWQпотр	Nгр
Кульбакино.1.6	Ф6211	Ф6211			4	336312	157824									1
Кульбакино.1.6	Ф6213	Ф6213			4	257623	55152			278640	30240					1
Кульбакино.1.6	Ф6215	Ф6215			4	382896	110640									1
Кульбакино.1.6	Ф6217	Ф6217			5								2741			1
Кульбакино.2.6	Ф6210	Ф6210			4	469104	180288									1
Кульбакино.2.6	Ф6212	Ф6212			4	60804	22853			64930	48760					1
Кульбакино.2.6	Ф6214	Ф6214			4	285408	84048									1
Кульбакино.2.6	Ф6216	Ф6216			4	101794	50179			101727	53463		3490			1
Кульбакино.2.6	Ф6218	Ф6218			4	60667	2141			62900	4800		6720			1
Морпорт.1.6	Ф6241	Ф6241			4	3696	480									1
Морпорт.1.6	Ф6243	Ф6243			4	421549	318398			311240	439992			60885		1
Морпорт.1.6	Ф6245	Ф6245			5	6660										1
Морпорт.1.6	Ф6247	Ф6247			4	158760	73800									1
Морпорт.1.6	Ф6247А	Ф6247А			4	9869	11726			26937	13469		2904			1
Морпорт.1.6	Ф6249	Ф6249			5					1001	2304		457			1
.....																
РП12.1	ТЯГ3.2	РП12_Ф123	1		4	40618	8741									2
РП12.1	ТП1100.1	РП12_Ф125	1		5											2
РП12.2	РП81.2	РП12_Ф120	1		4	739325	239174	19								2
РП12.2	ТП1100.2	РП12_Ф122	1		5											2
РП12.2	ТП177.1	РП12_Ф124	1		4	13973	6562		5							2
РП49.1	ТП719	РП49_Ф491	1		4	2844		24	16925							2
РП49.1	ТП704	РП49_Ф495	1		4	10037	4327									2
РП49.1	ТП675	РП49_Ф497	1		4	164729	68573									2
РП49.2	ТП575	РП49_Ф492	1		4	4510		31	38155							2
РП49.2	ТП512	РП49_Ф494	1		4	28055	13493									2
.....																
ТП10	ТП10.Т1	ТП10.Т1			5	31986										3
ТП124	ТП124.Т1	ТП124.Т1			5	31580										3
ТП156	ТП156.Т1	ТП156.Т1			5	42540										3
ТП165	ТП165.Т1	ТП165.Т1			5	42420										3
ТП165	ТП165.Т2	ТП165.Т2			5	38760										3
ТП189	ТП189.Т1	ТП189.Т1			5	44010										3
ТП82.1	ТП82.Т1	ТП82.Т1			5	48343										3
ТП82.2	ТП82.Т2	ТП82.Т2			5	6453										3

В таблице 4.3 показан фрагмент таблицы промышленных потребителей. В колонках "ТП, РП", "Nтр", "Фид." указывается привязка счетчика к схеме – наименование ТП, РП, номер трансформатора и фидер 0.4 кВ. Колонка "Узел схемы" заполняется автоматически и указывает узел, куда выполнена привязка счетчика, и куда подсуммируется его показание электроэнергии. Если колонка "Узел схемы" пуста, то данный счетчик не имеет привязки к схеме. Для привязки счетчика к фидеру 0.4 кВ кроме заполнения колонки "Фид." необходимо указать признак "1" в колонке "л". Признак "1" в колонке "с" указывает, что это счетчик субабонента, и его показания суммируются со знаком "-". В колонках "Nдог", "Потребитель", "Адрес", "График работы" указаны реквизиты потребителя. В колонках "Nт.у." и "Точка учета" указаны номер и текстовое обозначение точки учета. В колонке "Р разр" задана разрешенная мощность точки учета. Колонка "Тип" характеризует тип счетчика: 1 – потребление актив, 2 – потребление реактив, 3 – генерация реактив. Колонка "Y/N" показывает наличие или отсутствие реального счетчика (например, расчетное значение потребления реактивной электроэнергии по нормативному тангенсу $\text{tg}\varphi = 0.8$). В колонках "W", "Wт", "Wл" заданы соответственно значение электроэнергии, потери в трансформаторе и потери в линии по указанному типу счетчика.

В строках 1-8 и 20-25 указана привязка счетчика к линиям 0.4 кВ РП, ТП (задана колонка "Фид." и установлен признак "1" в колонке "л"). В строках 1, 2 в точке учета имеются измерения потребления активной и реактивной электроэнергии (в колонке "Тип" признаки "1" и "2"), а в строках 6-8 точка учета также имеет измерение генерации реактивной электроэнергии ("Тип" = "1", "2", "3"). В строке 22 указаны потери активной электроэнергии в линии (колонка "Wл"). В колонках 9-11 и 16-19 задана привязка к секциям шин 0.4 кВ, в колонке "Nтр" задана привязка к трансформаторам Т1 и Т2. В строках 9-10 также указаны потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторе (колонка "Wт"). В строках 12-15 задана привязка к шинам 6 кВ РП51 и РП52, а в строках 26-35 к шинам 6 кВ тяговых подстанций № 2 и № 3. Для тяговых подстанций заданы потери в трансформаторах. В строках 36-47 задана привязка к фидерам питающих подстанций, в строке 43 также заданы потери в трансформаторе. Данные электропотребления и потерь из строк 1-8, 20-25 попадают в таблицу линий 0.4 кВ, из строк 9-19, 26-35 – в таблицу трансформаторов ТП, РП, а из строк 36-47 – в таблицу фидеров.

В таблице 4.4. показан фрагмент таблицы бытовых потребителей. Для привязки к схеме заданы наименования ТП, РП и номера линий 0.4 кВ в колонках "ТП, РП" и "Фидер". Колонка "Узел схемы" заполняется автоматически наименованием узла линии 0.4 кВ. В колонке "Wсум" задано суммарное потребление по линии 0.4 кВ. В колонках "Кпотр" и "Wсред" указано количество бытовых потребителей на линии и среднее потребление электроэнергии. Отрицательные значения электроэнергии не принимают участия в расчетах (в строках 5, 17 отсутствует привязка к схеме в колонке "Узел схемы").

Закачка данных в таблицы промышленных и бытовых потребителей выполняется из файлов Excel, которые экспортируются из программного комплекса "Мегапром", и по составу колонок идентичны таблицам 4.3, 4.4.

Таблица 4.3. Фрагменты таблицы промышленных потребителей

№ п/п	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	№ т.у.	Точка учета	Адрес	График работы	Р разр	Тип	Y/N	Нсчетч.	Марка счетчика	с	л	W	Вт	Втл
1	РП44.Л443	РП44	Т1	Л443	44/232	Фірсов Валерій Миколайович	1	44/232/01 магазин	пр. Леніна, 10 к.3	ежедневно 24 часа	20	1	Y	4405356	Меркурий 230 ART-02RN	1	7668			
2	РП44.Л443	РП44	Т1	Л443	44/232	Фірсов Валерій Миколайович	1	44/232/01 магазин	пр. Леніна, 10 к.3	ежедневно 24 часа	20	2	Y	4405356	Меркурий 230 ART-02RN	1	7128			
3	РП44.Л445	РП44	Т1	Л445	44/2534	Хандобін Олександр Володимирович	1	44/2534/01 нежитлове приміщення	вул.Фрунзе, 27/4	ежедневно с 8.00 до 20.00	10,5	1	Y	482234	НИК 2301 АР2	1	2038			13
4	РП44.Л441	РП44	Т1	Л441	44/2640	ПП "АНКОР МАРІН ШИПСЕРВІС"	1	44/2640/01 офіс	пр. Леніна, 4-А	круглосуточный	6	1	Y	167910	СО-ЭА05 М1	1	101			
5	РП44.Л444	РП44	Т1	Л444	44/2840	ТОВ "Дінол"	1	44/2840/маг./01	пр. Леніна, 10/1	6 дней 9 часов	4	1	Y	3713138	Меркурий 230 АМ-01	1	391			
6	РП44.Л442	РП44	Т1	Л442	44/3099	МФ ПАТ КБ "Приват Банк"	2	44/3099/02 Банк	пр. Леніна, 12	ежедневно с 8.00 до 19.00	153	1	Y	53000615	SL 7000	1	11640			
7	РП44.Л442	РП44	Т1	Л442	44/3099	МФ ПАТ КБ "Приват Банк"	2	44/3099/02 Банк	пр. Леніна, 12	ежедневно с 8.00 до 19.00	153	2	Y	53000615	SL 7000	1	1837			
8	РП44.Л442	РП44	Т1	Л442	44/3099	МФ ПАТ КБ "Приват Банк"	2	44/3099/02 Банк	пр. Леніна, 12	ежедневно с 8.00 до 19.00	153	3	Y	53000615	SL 7000	1	172			
9	РП51.Т1	РП51	Т1		44/2624	ТОВ "Томіг"	1	44/2624/01. база	вул. Ново-заводська, 3	5 дней с 8.00 до 24.00	800	1	Y	165817	НИК 2303 АРК1		49200	2063		
10	РП51.Т1	РП51	Т1		44/2624	ТОВ "Томіг"	1	44/2624/01.база	вул. Ново-заводська, 3	5 дней с 8.00 до 24.00	800	2	Y	165817	НИК 2303 АРК1		30000	7480		
11	РП51.Т1	РП51	Т1		44/5665	ТОВ "Фантоп"	1	44/5665/01 склад. прим.	вул. Енгельса, 51	5 дней с 8.00 до 16.00	113	1	Y	563901	НИК 2301 АР2		4000			
12	РП51.1	РП51.1			44/2208	ТОВ "Конвеермаш Миколаїв"	1	44/2208/02 ввод 2	вул. Енгельса, буд. 49	круглосуточный	900	1	Y	1187	ЛО-3Т5-1М1		16650	2		
13	РП52	РП52			44/3525	ТОВ "АВРОРА і КО"	1	44/3525ТОВ "Аврора иКо"	пр. Леніна, 93	круглосуточный	7890	1	Y	89395	НИК 2303 АРТ1Т		20768			
14	РП52	РП52			44/3525	ТОВ "АВРОРА і КО"	1	44/3525ТОВ "Аврора иКо"	пр. Леніна, 93	круглосуточный	7890	2	Y	89395	НИК 2303 АРТ1Т		37332			
15	РП52	РП52			44/3525	ТОВ "АВРОРА і КО"	1	44/3525ТОВ "Аврора иКо"	пр. Леніна, 93	круглосуточный	7890	3	Y	89395	НИК 2303 АРТ1Т					
16	ТП1030.Т1	ТП1030	Т1		44/80	МКП "Миколаїв-водоканал"	33	44/80/035 НСК4а вв.1	вул. Червоних Майовщиків, 22	24 часа в день		1	Y	76072	НИК 2303 АРК1		12120	430		
17	ТП1030.Т1	ТП1030	Т1		44/80	МКП "Миколаїв-водоканал"	33	44/80/035 НСК4а вв.1	вул. Червоних Майовщиків, 22	24 часа в день		2	Y	76072	НИК 2303 АРК1		2280	2824		
18	ТП1030.Т2	ТП1030	Т2		44/80	МКП "Миколаїв-водоканал"	34	44/80/036 НСК4а вв.2	вул. Червоних Майовщиків, 12	24 часа в день	330	1	Y	14647	НИК 2303 АРК1Т1121			756		
19	ТП1030.Т2	ТП1030	Т2		44/80	МКП "Миколаїв-водоканал"	34	44/80/036 НСК4а вв.2	вул. Червоних Майовщиків, 12	24 часа в день	330	2	Y	14647	НИК 2303 АРК1Т1121			6048		
20	ТП1032.Л10325	ТП1032	Т1	Л10325	44/0015	ПП "Дикий Сад"	290	44/0015/0295	вул. Гайдара, 6	круглосуточный	0,08	1	N			1	60			
21	ТП1032.Л10325	ТП1032	Т1	Л10325	44/1244	ЗАТ "Київстар Дж.Ес.Ем."	162	44/1244/0162 Гайдараб	вул. Гайдара, 6	круглосуточный	0,02	1	N			1	14			
22	ТП1032.Л10326	ТП1032	Т1	Л10326	44/1666	ТОВ "Фоззі-Фуд"	5	44/1666/5 магазин	пр.ГероївСталінг раду, 20/7	24 часа в день	249	1	Y	53000793	SL761 В071	1	36682			689
23	ТП1032.Л10323	ТП1032	Т1	Л10323	44/2520	Резниченко Олександр	1	44/2520/03 склад	вул. Гайдара, 6 к.1	ежедневно с 8.00 до 22.00	4,3	1	Y	528357	EMS 134.10.1	1	826			1

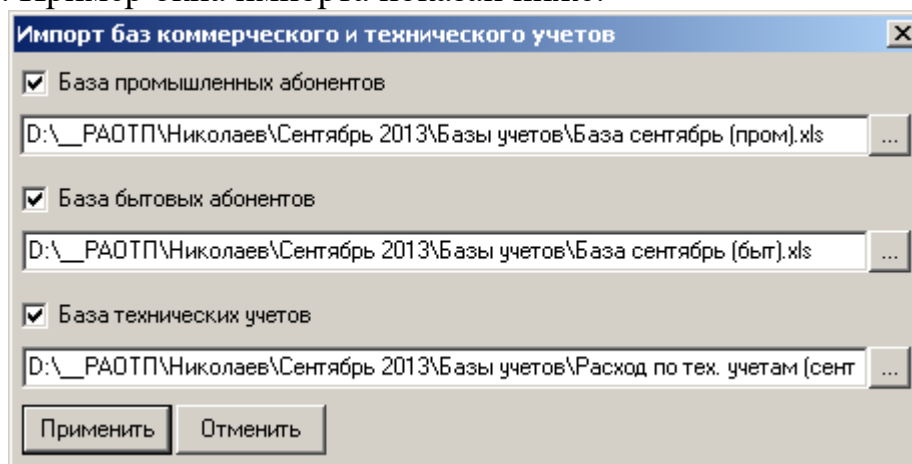
№ п/п	Узел схемы	ТП, РП	Нтр	Фид.	Ндог	Потребитель	№ т.у.	Точка учета	Адрес	График работы	Р разр	Тип	У/Н	Нсчетч.	Марка счетчика	с	л	W	Вт	Вт
24	ТП1032.Л10322	ТП1032	Т1	Л10322	44/4062	ОКП "Миколаїв-облтеплоенерго"	147	44/4062/212 ИТП	вул. Гайдара, 6	24 часа в день	5	1	У	50065274	АСЕ 6000		1	267		
25	ТП1032.Л10325	ТП1032	Т1	Л10325	44/6800	ТОВ ЖЕК "Соляни"	66	44/6800/069 л/осв. +-ліфт	вул. Гайдара, 6	круглосуточный	10,1	1	У	3818	НІК 2301 АР1		1	1118		
26	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	1	44/81/0001/Тягов.№2/-	вул. Будівельників, 22	24 часа в день		1	Н						1258	
27	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	9	44/81/01/Тягов. №2 Ф6245	вул. Будівельників, 22	24 часа в день	2216	1	У	130433	НІК 2303 АРТ1Т			126984		
28	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	9	44/81/01/Тягов. №2 Ф6245	вул. Будівельників, 22	24 часа в день	2216	2	У	130433	НІК 2303 АРТ1Т			38988		
29	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	11	44/81/03/Тягов. №2 агр. 3	вул. Будівельників, 22	24 часа в день	1108	1	У	67865	САЗУ-И670М					
30	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	12	44/81/04/Тягов. №2 ТВП №1	вул. Будівельників, 22	24 часа в день	40	1	У	841772	НІК 2301 АР1			1780	317	
31	ТЯГ2.1	ТЯГ2.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	13	44/81/05/Тягов. №2 ТВП №2	вул. Будівельників, 22	24 часа в день	40	1	У	30972	НІК 2301 АР1			4356	347	
32	ТЯГ3.1	ТЯГ3.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	2	44/81/0002/Тягов.№3 втрат	вул.Котельна	24 часа в день		1	Н						646	
33	ТЯГ3.1	ТЯГ3.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	14	44/81/06/Тягов. №3 А1Ф603	вул. 8 Воєнна	24 часа в день	1644	1	У	136856	НІК 2303 АРТ1Т			61875		
34	ТЯГ3.1	ТЯГ3.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	14	44/81/06/Тягов. №3 А1Ф603	вул. 8 Воєнна	24 часа в день	1644	2	У	136856	НІК 2303 АРТ1Т			34830		
35	ТЯГ3.1	ТЯГ3.1			44/81	КП ММР "Миколаївелектротранс"	14	44/81/06/Тягов. №3 А1Ф603	вул. 8 Воєнна	24 часа в день	1644	3	У	136856	НІК 2303 АРТ1Т					
36	Ф6010	Ф6010			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	4	44/2288/04 ввод2ф.6010	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	1	У	36125755	SL761 B071			168960		
37	Ф6010	Ф6010			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	4	44/2288/04 ввод2ф.6010	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	2	У	36125755	SL761 B071			5760		
38	Ф6010	Ф6010			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	4	44/2288/04 ввод2ф.6010	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	3	У	36125755	SL761 B071			6720		
39	Ф6015	Ф6015			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	3	44/2288/03 ввод1ф.6015	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	1	У	36125745	SL761 B071			52800		
40	Ф6015	Ф6015			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	3	44/2288/03 ввод1ф.6015	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	2	У	36125745	SL761 B071			8160		
41	Ф6015	Ф6015			44/2288	ТОВ "Таврія-В"	3	44/2288/03 ввод1ф.6015	пр. Жовтневий, 234в	ежедневно 24 часа	4320	3	У	36125745	SL761 B071			3360		
42	Ф6104	Ф6104			44/16	АТВТ "Завод "Екватор"	2	44/16/02 ТП3 ф. 6104	вул. Декабристів, 60	4 дня с 8.00 до 17.00	3648	1	У	1350	ЛО-3Т5-1М1					
43	Ф6109	Ф6109			44/16	АТВТ "Завод "Екватор"	3	44/16/03 ТП5 ф. 6109	вул. Декабристів, 60	4 дня с 8.00 до 17.00	3648	1	У	1375	ЛО-3Т5-1М1			286668	1167	
44	Ф6109	Ф6109			44/3785	ПП "Комфорт-Плюс"	1	44/3785/01 виробницт-во	пров. Корабелів, 17	ежедневно с 8.00 до 18.00	360	1	У	1064	ЛО-3Т5-4М1			4980		
45	Ф6151	Ф6151			44/5701	ТОВ "Контракт-С"	2	44/5701/02 Ф6151	вул. Космонавтів, 81-2	ежедневно 24 часа	2670	1	У	33004569	SL761 B071			89568		
46	Ф6151	Ф6151			44/5701	ТОВ "Контракт-С"	2	44/5701/02 Ф6151	вул. Космонавтів, 81-2	ежедневно 24 часа	2670	2	У	33004569	SL761 B071			6082		
47	Ф6151	Ф6151			44/5701	ТОВ "Контракт-С"	2	44/5701/02 Ф6151	вул. Космонавтів, 81-2	ежедневно 24 часа	2670	3	У	33004569	SL761 B071					

Таблица 4.4. Фрагменты таблицы бытовых потребителей

№ п/п	Узел схемы	ТП, РП	Фидер	W сум, кВтч	К потр. (всего)	W сред, кВтч
1	ТП101.Л1013	ТП101	Л1013	2747	30	92
2	ТП101.Л1011	ТП101	Л1011	17441	140	125
3	ТП101.Л1015	ТП101	Л1015	1705	12	142
4	ТП101.Л1012	ТП101	Л1012	4228	27	157
5		ТП1011	Л10112	-78	1	-78
6	ТП1012.Л10123	ТП1012	Л10123	74683	134	557
7	ТП1013.Л10131	ТП1013	Л10131	15383	120	128
8	ТП1013.Л10132	ТП1013	Л10132	2555	19	134
9	ТП1014.Л101410	ТП1014	Л101410	31493	144	219
10	ТП1014.Л10141	ТП1014	Л10141	16409	90	182
11	ТП1014.Л10144	ТП1014	Л10144	21130	108	196
12	ТП1018.Л10181	ТП1018	Л10181	21228	107	198
13	ТП1018.Л10184	ТП1018	Л10184	20709	107	194
14	ТП102.Л10216	ТП102	Л10216	578	1	578
15	ТП102.Л10217	ТП102	Л10217	568	1	568
16	ТП102.Л10213	ТП102	Л10213	490	1	490
17		ТП102	Л1024	-443	4	-111
18	ТП102.Л1029	ТП102	Л1029	45857	240	191
19	ТП102.Л1022	ТП102	Л1022	4468	29	154
20	ТП102.Л1023	ТП102	Л1023	11434	69	166
21	ТП102.Л1028	ТП102	Л1028	2687	8	336
22	ТП102.Л1021	ТП102	Л1021	11614	84	138
23	ТП102.Л10212	ТП102	Л10212	484	1	484
24	ТП1020.Л10201	ТП1020	Л10201	19649	101	195
25	ТП1020.Л10203	ТП1020	Л10203	23937	116	206
26	ТП1020.Л10206	ТП1020	Л10206	23458	144	163
27	ТП1022.Л10229	ТП1022	Л10229	15576	72	216
28	ТП1022.Л10223	ТП1022	Л10223	11666	62	188
29	ТП1022.Л10224	ТП1022	Л10224	5203	24	217
30	ТП1022.Л10221	ТП1022	Л10221	7040	36	196
31	ТП1022.Л102210	ТП1022	Л102210	10977	50	220
32	ТП1022.Л10222	ТП1022	Л10222	16246	55	295
33	ТП1023.Л10231	ТП1023	Л10231	28128	96	293
34	ТП1024.Л10241	ТП1024	Л10241	19177	111	173
35	ТП1027.Л10279	ТП1027	Л10279	33729	171	197
36	ТП1027.Л10278	ТП1027	Л10278	15266	72	212
37	ТП1027.Л10271	ТП1027	Л10271	41217	216	191
38	ТП1027.Л10277	ТП1027	Л10277	24645	144	171
39	ТП1028.Л10282	ТП1028	Л10282	31145	180	173
40	ТП1028.Л10284	ТП1028	Л10284	42141	214	197
41	ТП1028.Л10288	ТП1028	Л10288	200	1	200
42	ТП1028.Л10286	ТП1028	Л10286	21959	107	205
43	ТП1028.Л102811	ТП1028	Л102811	29028	140	207
44	ТП1028.Л10289	ТП1028	Л10289	28081	138	203
45	ТП1028.Л102814	ТП1028	Л102814	30059	142	212
46	ТП1029.Л10298	ТП1029	Л10298	17562	100	176
47	ТП1029.Л10291	ТП1029	Л10291	10833	72	150
48	ТП1029.Л10292	ТП1029	Л10292	30694	143	215
49	ТП1029.Л10294	ТП1029	Л10294	53533	252	212
50	ТП1029.Л10296	ТП1029	Л10296	36771	180	204
51	ТП103.Л1032	ТП103	Л1032	10056	82	123
52	ТП103.Л1031	ТП103	Л1031	24687	99	249
53	ТП1032.Л10321	ТП1032	Л10321	13643	118	116
54	ТП1032.Л10325	ТП1032	Л10325	13874	71	195
55	ТП1032.Л10324	ТП1032	Л10324	530	1	530
56	ТП1034.Л10342	ТП1034	Л10342	26546	108	246
57	ТП1034.Л10343	ТП1034	Л10343	10705	64	167

4.2. Импорт баз промышленных, бытовых потребителей и данных технических учетов электроэнергии

Задача выполняется выбором меню "Абоненты" → "Импорт базы абонентов (Николаев)". Пример окна импорта показан ниже:



После окончания процесса в нижней части окна "База РЭС" выводится список предупреждений и ошибок, например:

Промышленные абоненты, строка 5621, столбец 13: Ошибка чтения
 Промышленные абоненты, строка 5622, столбец 13: Ошибка чтения
 Вводы подстанций : ВОДОПОЙСКАЯ.1.6 не найден
 Вводы подстанций : ОВОЩНАЯ.1.6 не найден
 Вводы подстанций : ЯГОДИНА.1.6 не найден
 Фидеры подстанций : ЯЧ12 не найден
 Фидеры подстанций : РП16_Ф167 не найден
 Фидеры подстанций : РП16_Ф167 не найден
 Фидеры подстанций : РП23_Ф231 не найден
 Фидеры подстанций : РП23_Ф231 не найден
 Фидеры подстанций : Ф41 не найден

В файле промышленных потребителей в строках 5621,5622 в столбце 13 нужно убрать пробелы:

5621	56	44/23	ПАТ "Ингул"	44/23/01Ф 670 п/ст. Водопойская	м. Миколаїв, вул. Гмирьова, 8	Ф670	6 дней с 8.00 до 17.00	1800	0035123 *	НИК 2303 АРТ2Т	3600	АЕ спож.	202 536
5622	57	44/23	ПАТ "Ингул"	44/23/01Ф 670 п/ст. Водопойская	м. Миколаїв, вул. Гмирьова, 8	Ф670	6 дней с 8.00 до 17.00	1800	0035123 *	НИК 2303 АРТ2Т	3600	РЕ спож.	144 864

Данные по вводам *ВОДОПОЙСКАЯ.1.6*, *ОВОЩНАЯ.1.6*, *ЯГОДИНА.1.6* отсутствуют. Фидеры *ЯЧ12* п/ст Водопойская и *Ф41* п/ст Ягодина не заданы в базе технических измерений. В обозначениях фидеров *РП16_Ф167* и *РП23_Ф231* в таблице фидеров нужно удалить последние символы:

№	Начало	Конец	Обозначение	к/н	Б	Т	Р->	Q->	Р<-
248	РП23.1	ТП1075.1	РП23_Ф231	1		5			
249	РП23.1	ТП1075.1	РП23_Ф231	1		4	312 341	31 899 990 586	

После исправлений повторяем импорт, остались сообщения:

Вводы подстанций : ВОДОПОЙСКАЯ.1.6 не найден
 Вводы подстанций : ОВОЩНАЯ.1.6 не найден
 Вводы подстанций : ЯГОДИНА.1.6 не найден
 Фидеры подстанций : ЯЧ12 не найден
 Фидеры подстанций : Ф41 не найден

4.3. Формирование загрузки ТП, РП

Задача выполняется выбором меню "Абоненты" → "Формирование загрузки ТП, РП". Пример окна формирования загрузки показан ниже:

Формирование загрузки ТП, РП

Средний tg(φ) промышленных абонентов

Средний tg(φ) бытовых абонентов

Распределение загрузки по фидерам 0.4 кВ

Пропорционально суммарным длинам линий

Пропорционально главным сечениям линий

Анализ загрузки ТП, РП

Отключать тр-ры с нулевой загрузкой ($W_{тр} = 0$)

Отключать неравномерно загруженные тр-ры, при соотношении $W_{Ртр} / W_{РТП}$ меньше %

После окончания процесса в нижней части окна "База РЭС" выводится список предупреждений и ошибок, например:

[База промышленных абонентов]

Пром.абон., строка 3527 : ТП1240 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 3563 : на ТП1241 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 3572 : ТП1241 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 3572 : на ТП1241 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 3960 : ТП133 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 4122 : ТП140 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 4333 : на ТП1437 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 4336 : на ТП1438 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 4457 : на ТП150 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 5026 : на ТП17 МОРП неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 5234 : на ТП185 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 5375 : на ТП195 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 5458 : на ТП199 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 5652 : на ТП203.1 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 6114 : на ТП226 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 6297 : на ТП234 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 6438 : на ТП245 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 8262 : на ТП341 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 8651 : ТП360 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 9293 : ТП393 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 10097 : ТП433 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 10097 : на ТП433 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 11126 : на ТП501 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 11316 : на ТП511 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 11682 : на ТП539 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 12136 : ТП567.1 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 13217 : ТП640 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 13647 : ТП669.1 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 14895 : ТП739 учет установлен на ВН и НН трансформатора
Пром.абон., строка 15194 : на ТП760.1 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 15503 : на ТП791 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 15723 : на ТП86 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1
Пром.абон., строка 16161 : на ТЯГ9 неверно указан номер трансформатора, загружен Т1

[База бытовых абонентов]

Быт.абон., строка 61 : на РП64 значение $W < 0$
Быт.абон., строка 127 : на ТП1011 значение $W < 0$
Быт.абон., строка 139 : на ТП102 значение $W < 0$
Быт.абон., строка 214 : на ТП1048 значение $W < 0$

Быт.абон., строка 373 : на ТП1152 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 524 : ТП1436 фидер Л14362 в таблице линий 0.4 кВ не найден
 Быт.абон., строка 524 : ТП1436 не найден
 Быт.абон., строка 525 : ТП1436 фидер Л14361 в таблице линий 0.4 кВ не найден
 Быт.абон., строка 525 : ТП1436 не найден
 Быт.абон., строка 526 : ТП1436 фидер Л1 в таблице линий 0.4 кВ не найден
 Быт.абон., строка 526 : ТП1436 не найден
 Быт.абон., строка 527 : ТП1436 фидер Л6152 в таблице линий 0.4 кВ не найден
 Быт.абон., строка 527 : ТП1436 не найден
 Быт.абон., строка 685 : на ТП210 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1021 : на ТП382 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1039 : на ТП39 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1401 : на ТП575 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1502 : на ТП635 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1595 : на ТП697 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1603 : на ТП7 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1618 : на ТП705 значение $W < 0$
 Быт.абон., строка 1831 : на ТП948 значение $W < 0$

[Анализ нагрузки]

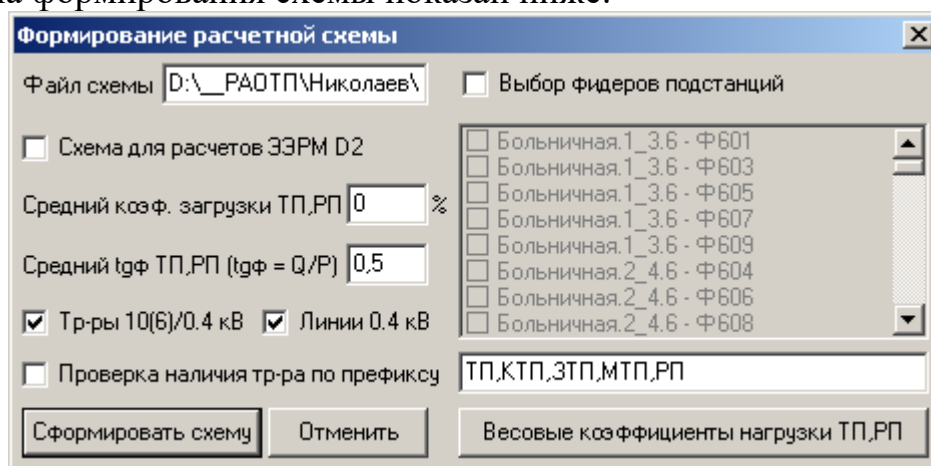
По промышленным и бытовым потребителям имеются следующие типы сообщений:

- *"учет установлен на ВН и НН трансформатора"*, т.е. имеются измерения как на стороне ВН так и на стороне НН. Место привязки конкретизируется пользователем в таблице трансформаторов ТП, РП в колонке "U" (1 – учет на стороне ВН, 0 – на стороне НН);
- *"неверно указан номер трансформатора, загружен Т1"* – для двухтрансформаторных ТП, РП не указана привязка к конкретному трансформатору, поэтому загружается первый по порядку (как правило Т1);
- *"на ТП1011 значение $W < 0$ "*, т.е. отрицательное значение потребления электроэнергии. Эта величина не включается в нагрузку, и соответственно, в общее потребление электроэнергии.

Также получены сообщения, что ТП1436 и его линии не найдены в схеме. Эти сообщения не являются критическими ошибками.

4.4. Формирование расчетной схемы

Задача выполняется выбором меню "Схемы" → "Формирование схемы". Пример окна формирования схемы показан ниже:



После окончания процесса в нижней части окна "База РЭС" выводится список предупреждений и ошибок, например:

[Формирование схемы]

[Контроль конфигурации]

Схема "Николаев" содержит узлы без питания (109)

ТП477.Т1	ТП983.Т1	ТП933.Т1	ТП524	ТП634
ТП477	ТП98.Т1	ТП531	ТП1005	ТП557
ТП555.Т1	ТП87	ТП81.Т1	ТП943	РП51.2
ТП944	ТП1343.Т1	РП42.Т1	ТП1079.Т2	ТП557.Т1
ТПСН10.2	ТП934	ТПСН10.1	РП42.2	ТП1_Агротех.Т1
ТП1124	ТП1055	ТП1170	ТП1128.Т1	ТП1104.Т1
ТПСН10.Т2	ТП934.Т1	ТП944.Т1	ТП64	ТП1079.1
ТП483.Т2	ТП1005.Т2	ТП1025.Т1	ТП145.Т1	ТП1140
ТПСН10.Т1	ТП1124.Т1	КОТЕЛЬНАЯ.1	НАСОСНАЯ (Ф630)	ТП1025
ТП1079.2	ТП969.Т1	ЛР76	ТЯГ10.2	ТП95
ТП1079.Т1	ТП1140.Т1	ТП54.Т1	ТП1134.Т1	РП1 (разрушенная)
РП53.Т1	ТП1259.Т1	ТП1134.2	ТП1055.Т1	ТП687.Т1
ТП463.Т1	РП93	ЛР21	ТП1425.2	ТП483.Т1
ТП483	_78	ТП1005.Т1	ТП1425.Т2	КОТЕЛЬНАЯ.Т2
ТП973.Т1	ТЯГ10.1	ТП97.Т1	ТП973	ТП1425.1
ТП983	ТП1134.Т2	ТП95.Т1	ТП1258.Т1	ТП969
ТП555	ТП686.Т1	ТП145	ТП943.Т1	ТП1128
ТП963.Т1	ТП524.Т1	ТП1089.Т1	ТП933	ТП1151.Т1
ТП1425.Т1	ТП1134.1	КОТЕЛЬНАЯ.Т1	ДАКХ (ЧСЗ)	ТП1259
ТЯГ12.1	ТП512.Т1	ТП1089.Т2	ТЯГ12.2	ТП1170.Т1
ТП531.Т1	ТП963.Т2	ТП87.Т1	КОТЕЛЬНАЯ.2	ЛР133
ТП64.Т1	ТП634.Т1	ТП1343.Т2	ЛР18	

<<<<< Импорт данных завершен >>>>>

Узлов = 9500

Ветвей = 10371

Узлов БП = 24

Количество узлов без питания и замкнутых контуров соответствует дате текущей конфигурации. При включении флажка "Проверка наличия тр-ра по префиксу" дополнительно выводится список секций шин РП, ТП, которые не содержат трансформатора, например:

Не задан тр-тор в узле: РП1.1	Не задан тр-тор в узле: ТП (НИБУЛОН)
Не задан тр-тор в узле: РП1.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1001.2
Не задан тр-тор в узле: РП10.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1006.2
Не задан тр-тор в узле: РП10.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1008.2
Не задан тр-тор в узле: РП109.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1014.1
Не задан тр-тор в узле: РП109.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1020.2
Не задан тр-тор в узле: РП11.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1022.1
Не задан тр-тор в узле: РП12.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1023.2
Не задан тр-тор в узле: РП12.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1024.2
Не задан тр-тор в узле: РП13.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1029.2
Не задан тр-тор в узле: РП13.3	Не задан тр-тор в узле: ТП1034.2
Не задан тр-тор в узле: РП14.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1044.1
Не задан тр-тор в узле: РП16.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1047.2
Не задан тр-тор в узле: РП17.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1050.2
Не задан тр-тор в узле: РП18.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1054.2
Не задан тр-тор в узле: РП2.1	Не задан тр-тор в узле: ТП1060.2
Не задан тр-тор в узле: РП2.2	Не задан тр-тор в узле: ТП1063.2
...	...

Трансформаторы отсутствуют в ряде РП, также ряд двухсекционных ТП содержат по одному трансформатору.

4.5. Анализ распределения нагрузки

Задача выполняется выбором меню "Абоненты" → "Анализ распределения нагрузки". В нижней части окна "База РЭС" выводится результаты анализа, например:

```
База пром. и быт.
-----
Всего потребление : 56 331 981 кВтч
  по счетчикам    : 55 944 618 кВтч
    пром. абон.   : 30 390 770 кВтч
    быт. абон.   : 25 553 848 кВтч
  потери в тр/лин : 387 363 кВтч
-----
```

```
База РЭС
-----
тр-ры ТП, РП      : 13 114 585 кВтч
потери в тр-рах   : 253 287 кВтч
линии 0.4 кВ     : 39 424 472 кВтч
потери в линиях  : 71 420 кВтч
фидеры 10(6) кВ  : 3 405 561 кВтч
потери (фидеры)  : 62 656 кВтч
итого
  по счетчикам    : 55 944 618 кВтч
  потери в тр/лин : 387 363 кВтч
Всего потребление : 56 331 981 кВтч
Небаланс          : 0 кВтч
-----
```

```
База РЭС (добавлено вручную)
-----
тр-ры ТП, РП      : 0 кВтч
линии 0.4 кВ     : 0 кВтч
фидеры 10(6) кВ  : 0 кВтч
Всего по базе РЭС : 56 331 981 кВтч
-----
```

```
База Z-режим
-----
узлы схемы        : 55 944 618 кВтч
перетоки в лин.   : 0 кВтч
итого
  по счетчикам    : 55 944 618 кВтч
  потери в тр/лин : 387 363 кВтч
Всего потребление : 56 331 981 кВтч
Небаланс          : 0 кВтч
-----
```

В разделе "Z-режим" указывается потребление из таблиц узлов схемы и перетоков в линиях. Суммарное значение должна быть равно сумме значений из разделов "База РЭС" и "База РЭС (добавлено вручную)". Нбаланс должен быть равен нулю. В нашем случае суммарное потребление равно **56 331 981 кВтч**.

Анализ выполняется для контроля корректности значения суммарного объема потребления (генерации) электроэнергии. В разделе "База пром. и быт" показано суммарное потребление промышленных и бытовых потребителей имеющих привязку к схеме (заполнена колонка "Узел схемы" таблиц промышленных и бытовых потребителей) – 56 331 981 кВтч. В разделе "База РЭС" показано как потребление из раздела "База пром. и быт." распределяется по таблицам трансформаторов ТП, РП, линий 0.4 кВ и фидеров подстанций. Нбаланс равен разнице суммарных значений из разделов "База пром. и быт." и "База РЭС", и должен быть равен нулю. В разделе "База РЭС (добавлено вручную)" указывается электроэнергия, установленная вручную в таблицах трансформаторов ТП, РП и линиях 0.4 кВ (в колонке "Т" указывается тип нагрузки со знаком "+") а также безпотерьный полезный отпуск, заданный в таблице фидеров с признаком "П" в колонке "Б". Как правило, вручную может указываться генерация малых ГЭС, транзитный отпуск электроэнергии в другие сети, безпотерьный отпуск крупным потребителям и др. В нашем случае ручные добавления отсутствуют.

4.6. Тест переключений

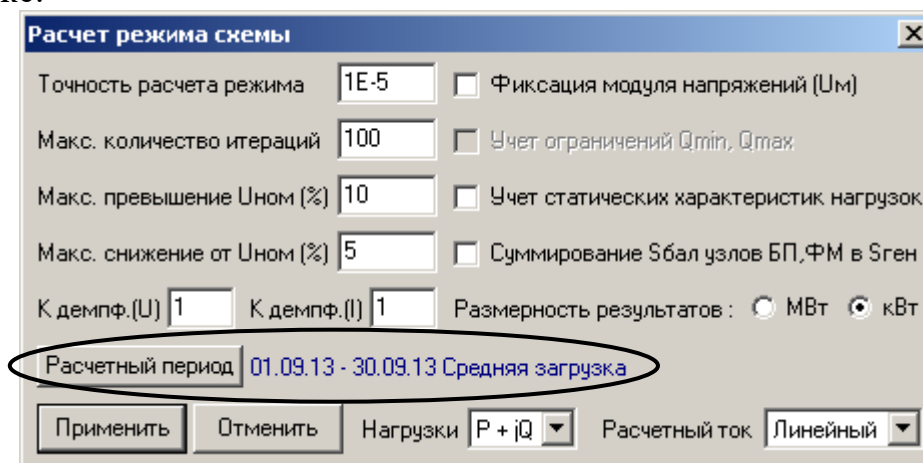
Задача выполняется выбором меню "Данные" → "Тест переключений". В окне "Тест переключений" нужно указать начало и конец расчетного периода, а также нормы количества узлов без питания и замкнутых контуров. Процесс теста может длиться несколько минут. По окончании процесса в нижней части окна "Z-режим" выводятся результаты, например:

Дата переключения	Узлов без питания	Замкнутых контуров	Продолжительность
01.09.2013	131 узлов (+131)	0 контуров (0)	1 мин
01.09.2013 00:01	135 узлов (+135)	0 контуров (0)	14 час 43 мин
01.09.2013 14:44	135 узлов (+135)	0 контуров (0)	16 час 1 мин
02.09.2013 06:45	135 узлов (+135)	0 контуров (0)	1 час 21 мин
02.09.2013 08:06	136 узлов (+136)	0 контуров (0)	11 мин
02.09.2013 08:17	144 узлов (+144)	0 контуров (0)	4 мин
02.09.2013 08:21	156 узлов (+156)	0 контуров (0)	54 мин
02.09.2013 09:15	184 узлов (+184)	0 контуров (0)	1 час 13 мин
02.09.2013 10:28	156 узлов (+156)	0 контуров (0)	18 мин
02.09.2013 10:46	148 узлов (+148)	0 контуров (0)	42 мин
02.09.2013 11:28	148 узлов (+148)	0 контуров (0)	32 мин
02.09.2013 12	147 узлов (+147)	0 контуров (0)	1 час 9 мин
03.09.2013 16:25	144 узлов (+144)	1 контуров (+1)	1 мин
03.09.2013 16:26	132 узлов (+132)	1 контуров (+1)	8 мин
03.09.2013 16:34	132 узлов (+132)	0 контуров (0)	4 час 27 мин
03.09.2013 21:01	132 узлов (+132)	0 контуров (0)	1 час 43 мин
03.09.2013 22:44	132 узлов (+132)	0 контуров (0)	8 час 28 мин
04.09.2013 07:12	132 узлов (+132)	0 контуров (0)	1 час 16 мин
04.09.2013 08:28	132 узлов (+132)	1 контуров (+1)	6 мин
04.09.2013 08:34	143 узлов (+143)	1 контуров (+1)	6 мин
27.09.2013 06:31	123 узлов (+123)	0 контуров (0)	1 час 32 мин
27.09.2013 08:03	124 узлов (+124)	0 контуров (0)	31 мин
27.09.2013 08:34	125 узлов (+125)	0 контуров (0)	1 час 4 мин
27.09.2013 09:38	280 узлов (+280)	0 контуров (0)	45 мин
27.09.2013 10:23	175 узлов (+175)	0 контуров (0)	30 мин
27.09.2013 10:53	174 узлов (+174)	0 контуров (0)	1 час 18 мин
27.09.2013 12:11	174 узлов (+174)	0 контуров (0)	13 мин
27.09.2013 12:24	188 узлов (+188)	0 контуров (0)	3 мин
27.09.2013 12:27	187 узлов (+187)	0 контуров (0)	10 мин
27.09.2013 12:37	138 узлов (+138)	0 контуров (0)	30 мин
30.09.2013 14:30	154 узлов (+154)	0 контуров (0)	40 мин
30.09.2013 15:10	187 узлов (+187)	0 контуров (0)	35 мин
30.09.2013 15:45	170 узлов (+170)	0 контуров (0)	25 мин
30.09.2013 16:10	155 узлов (+155)	0 контуров (0)	50 мин
30.09.2013 17	139 узлов (+139)	0 контуров (0)	30 мин
30.09.2013 17:30	123 узлов (+123)	0 контуров (0)	40 мин
30.09.2013 18:10	123 узлов (+123)	0 контуров (0)	1 мин
30.09.2013 18:11	123 узлов (+123)	0 контуров (0)	5 час 49 мин

Для схемы филиала г. Николаева норма узлов без питания за сентябрь 2013г. находится в пределах 120 – 140 узлов, а норма замкнутых контуров – 0. На приведенном тесте переключений видно, что количество замкнутых контуров кратковременно (до 8 мин.) увеличивалось до 1 контура. Увеличение узлов без питания также имеет кратковременный характер, и стремится к диапазону 120 – 140 узлов.

4.7. Расчет режима

Задача выполняется выбором меню "Режим" → "Расчет режима схемы". В окне расчета режима нужно правильно определить расчетный период для корректного определения "Траб" в каждом узле. Пример окна расчета режима показан ниже:



После окончания расчета в основном окне "Z-режим" выводятся общие характеристики режима, например:

[Превышены допустимые токи линий]

Анализ токов выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Загрузка линий" или кнопкой "Iл"

[В схеме завышены напряжения узлов]

Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

[В схеме занижены напряжения узлов]

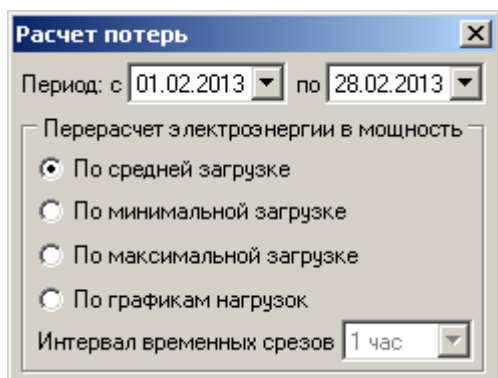
Анализ напряжений выполняется в таблице выбором меню "Режим" - "Напряжения узлов" или кнопкой "U"

Потребление	:	77677.337 кВт	31501.354 кВАр
Генерация	:	0.000 кВт	-222.378 кВАр
Балансная мощность	:	-81745.555 кВт	-37190.755 кВАр
Потери в схеме	:	4068.219 кВт	5911.779 кВАр
Нагрузочные потери	:	2549.568 кВт	1604.738 кВАр
от актив.перетоков:	:	2243.950 кВт	
от реакт.перетоков:	:	305.618 кВт	
Потери холост.хода	:	1518.651 кВт	4307.042 кВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
конденсатор. уст.:	:	0.000 кВт	0.000 кВАр
Небаланс в схеме	:	-0.001 кВт	-0.000 кВАр

Анализ режима состоит в следующем:

1. Режим сходится (невязка по напряжению меньше заданной точности).
2. Имеем перегруз по одной линии ТП371.Л3711 (в основном бытовая нагрузка) – возможно завышенные данные потребления.
3. Имеем заниженные напряжения на концах ряда линий 0.4 кВ (следствие большой протяженности или значительной загрузки линии) и завышенные напряжения 0.4 кВ в РП, ТП находящихся поблизости от секций шин 6 кВ питающих подстанций.

4.8. Расчет потерь электроэнергии



Задача выполняется выбором меню "Потери энергии" → "Расчет потерь". В окне расчета потерь нужно определить расчетный период. При отсутствии графиков нагрузок выбран расчет потерь по средней загрузке. С учетом переключений расчет потерь может длиться 10 ~ 20 мин. После окончания расчета в основном окне "Z-режим" выводятся общие характеристики расчета потерь электроэнергии:

Расчетный период : 01.09.2013 - 30.09.2013
[Расчет по средней загрузке]

Потребление	:	55876008,850 кВт*час	22657980,160 кВАр*час
Генерация	:	0,000 кВт*час	-157543,000 кВАр*час
Балансная мощность	:	-58780081,741 кВт*час	-26673925,882 кВАр*час
Потери в схеме	:	2904073,684 кВт*час	4173488,964 кВАр*час
Нагрузочные потери	:	1819059,196 кВт*час	1143226,977 кВАр*час
от актив.перетоков:	:	1601990,311 кВт*час	
от реакт.перетоков:	:	217068,884 кВт*час	
Потери холост.хода	:	1085014,489 кВт*час	3030261,987 кВАр*час
Небаланс в схеме	:	-0,794 кВт*час	-0,241 кВАр*час


Суммарные потери активной электроэнергии составили: 2 904 073 кВтч.
Анализ составляющих потерь показан ниже:

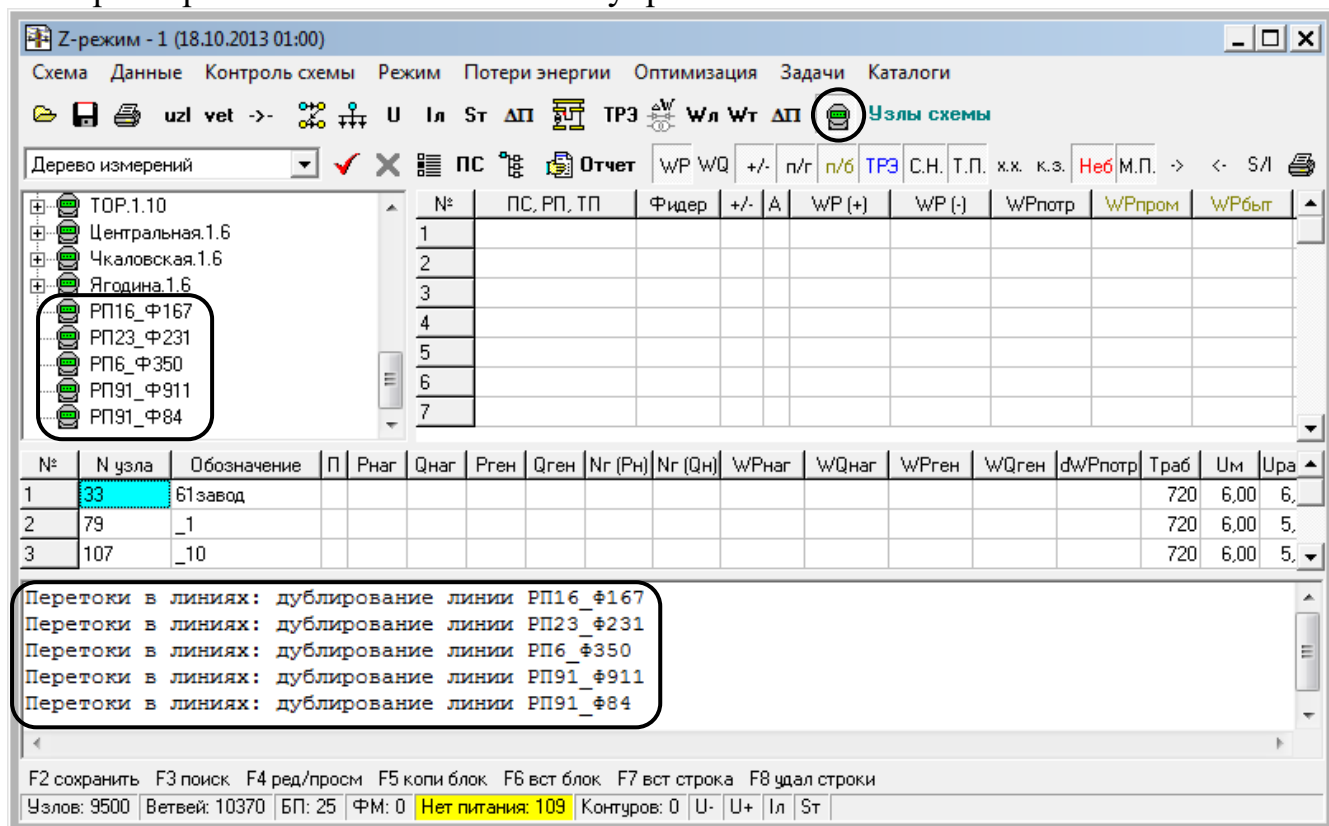
Суммарные потери в схеме: dWP схемы = 2904074 кВт*час

Оборудование	Уном	Принадлежность	dWP сум	%	dWP наг	%	dWP х.х.	%
			2904063	100	1819059	63	1085004	37
Линии			1687674	58	1631101	56	56573	2
Трансформаторы			1216389	42	187958	6	1028431	35
Линии	0,38		1201020	41	1200964	41	56	0
Линии	6		485603	17	429920	15	55683	2
Линии	10		1051	0	217	0	834	0
		Абонентские сети	347496	12	34971	1	312525	11
Линии		Абонентские сети	29890	1	16304	1	13586	0
Трансформаторы		Абонентские сети	317606	11	18666	1	298939	10

Из приведенного анализа видно, что доля суммарных потерь в линиях больше чем в трансформаторах (58% против 42%). Потери холостого хода в линиях являются потерями в изоляции (2%). Потери холостого хода в трансформаторах примерно в 6 раз больше нагрузочных потерь. Суммарные потери в линиях 0.4 кВ практически одинаковы с потерями в трансформаторах (41% и 42%). Суммарные потери в абонентских трансформаторах и линиях сопоставимы с данными п.4.5 (347 496 кВтч ↔ 387 363 кВтч).

4.9. Балансы электроэнергии

Интерфейс задачи появляется при нажатии кнопки  "Балансы электроэнергии" на основной панели управления:

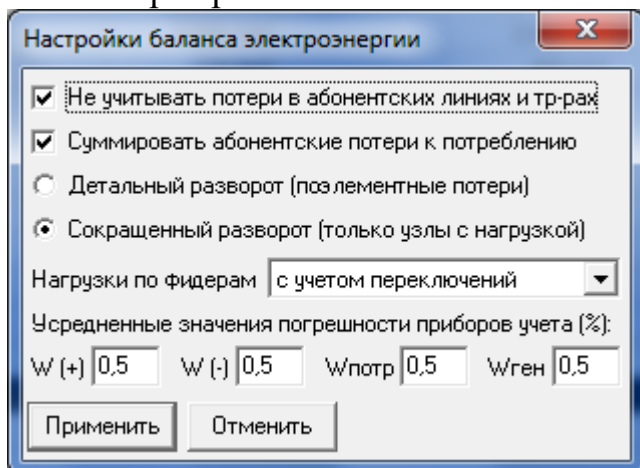


В нижней части основного окна появляется список предупреждений:

Перетоки в линиях: дублирование линии РП16_Ф167
 Перетоки в линиях: дублирование линии РП23_Ф231
 Перетоки в линиях: дублирование линии РП6_Ф350
 Перетоки в линиях: дублирование линии РП91_Ф911
 Перетоки в линиях: дублирование линии РП91_Ф84

Нужно либо удалить повторное описание фидера в таблице фидеров, либо разделить линию с двумя измерениями (в начале и конце) на две. Например линию РП6.1 – РП35.2 можно разделить на РП6.1 – Ф350, Ф350 – РП35.2, и привязать каждое измерение к своей линии. В нашем случае все дубли удалены из таблицы фидеров.

Формирование балансов выполняется с следующими настройками:



Баланс по вводам питающих подстанций показан на рис.4.5. Имеем несовпадение суммарного потребления, приведенного в п.4.5 и показанного на рис.4.5:

$$56\,331\,981 \neq 55\,946\,808 \text{ кВтч.}$$

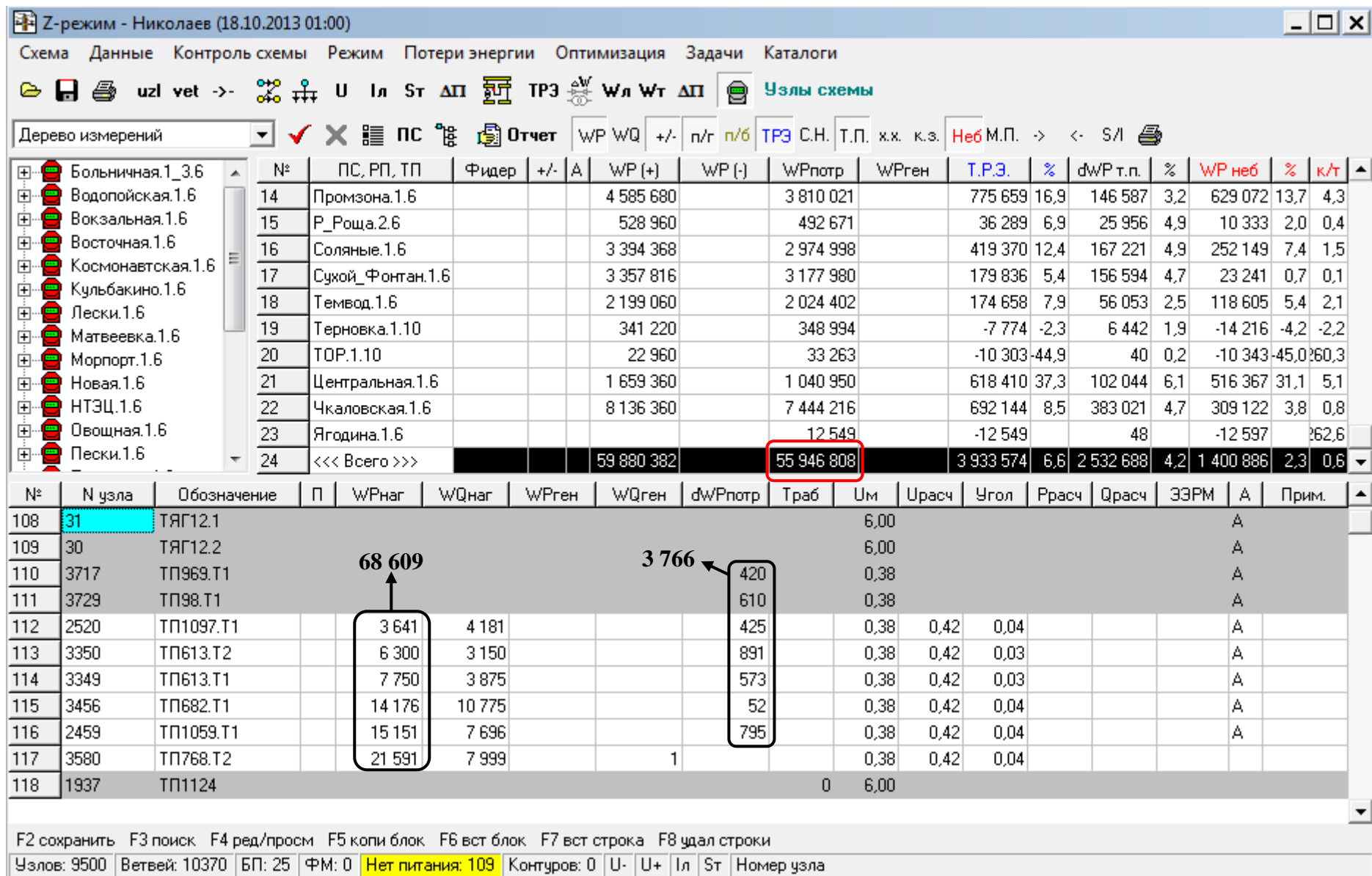


Рис.4.5. Баланс по вводам питающих подстанций, суммирование потребления и потерь для Траб = 0

На рис.4.5 в таблице узлов схемы выполняем сортировку по колонке "Траб" и суммируем значения в колонках "WPнаг" и "dWPпотр" в строках, где Траб=0 (получаем 68 609 и 3 766 кВтч соответственно). Эти значения не входят в суммарное потребление по вводам подстанций так как за весь расчетный период (сентябрь 2013 г.) эти узлы были отключены (почему в этих узлах ненулевое потребление – вопрос отдельный). Тем не менее баланс не сходится: $56\,331\,981 - 68\,609 - 3\,766 = 56\,259\,606 \neq 55\,946\,808$ кВтч. Далее следует отметить, что в таблице вводов подстанций отсутствует описание подстанции "Машпроект". Добавляем вводы Машпроект.1.6 и Машпроект.2.6 в таблицу вводов, а отходящие от него линии в таблицу фидеров. Таблицу вводов сортируем по колонке "Подстанция" а таблицу фидеров сортируем по колонкам "Обозначение", "Начало", "Nгр". Контролируем ненулевое заполнение колонки "Nгр". Выполняем формирование схемы. После формирования схемы в задаче "Z-режим" загружаем заново схему. Перерасчет потерь электроэнергии нужно выполнять только в случае изменения таблиц линий 10(6) кВ, трансформаторов ТП, РП или линий 0.4 кВ. Снова формируем баланс по вводам питающих подстанций (рис.4.6), имеем суммарное потребление – 56 259 606 кВтч, которое соответствует рассчитанному выше значению: $56\,331\,981 - 68\,609 - 3\,766 = 56\,259\,606$ кВтч.

N°	ПС, РП, ТП	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	Больничная.1_3.6	3 233 040		2 927 389		305 651	9,5	243 448	7,5	62 203	1,9	0,3
2	Водопойская.1.6	1 468 800		1 378 928		89 872	6,1	54 542	3,7	35 330	2,4	0,6
3	Вокзальная.1.6	2 347 800		2 171 673		176 127	7,5	86 542	3,7	89 585	3,8	1,0
4	Восточная.1.6	2 658 540		2 417 641		240 899	9,1	72 739	2,7	168 160	6,3	2,3
5	Космонавтская.1.6	4 151 190		3 766 257		384 933	9,3	173 883	4,2	211 050	5,1	1,2
6	Кульбакино.1.6	1 949 040		1 731 691		217 349	11,2	67 671	3,5	149 677	7,7	2,2
7	Лески.1.6	6 168 240		5 632 180		536 060	8,7	191 206	3,1	344 854	5,6	1,8
8	Матвеевка.1.6	779 880		739 791		40 089	5,1	56 075	7,2	-15 986	-2,0	-0,3
9	Машпроект.1.6			312 798		-312 798		33		-312 831		-9 603,4
10	Морпорт.1.6	2 161 980		2 028 508		133 472	6,2	48 383	2,2	85 089	3,9	1,8
11	Новая.1.6	6 002 280		5 433 419		568 861	9,5	236 090	3,9	332 771	5,5	1,4
12	НТЭЦ.1.6			2 199 757		-2 199 757		80 191		-2 279 948		-28,4
13	Овощная.1.6	834 048		616 183		217 865	26,1	26 982	3,2	190 883	22,9	7,1
14	Пески.1.6	3 899 760		3 543 347		356 413	9,1	150 931	3,9	205 482	5,3	1,4
15	Промзона.1.6	4 585 680		3 810 021		775 659	16,9	146 587	3,2	629 072	13,7	4,3
16	Р_Роща.2.6	528 960		492 671		36 289	6,9	25 956	4,9	10 333	2,0	0,4
17	Соляные.1.6	3 394 368		2 974 998		419 370	12,4	167 221	4,9	252 149	7,4	1,5
18	Сухой_Фонтан.1.6	3 357 816		3 177 980		179 836	5,4	156 594	4,7	23 241	0,7	0,1
19	Темвод.1.6	2 199 060		2 024 402		174 658	7,9	56 053	2,5	118 605	5,4	2,1
20	Терновка.1.10	341 220		348 994		-7 774	-2,3	6 442	1,9	-14 216	-4,2	-2,2
21	ТОР.1.10	22 960		33 263		-10 303	-44,9	40	0,2	-10 343	-45,0	-260,3
22	Центральная.1.6	1 659 360		1 040 950		618 410	37,3	102 044	6,1	516 367	31,1	5,1
23	Чкаловская.1.6	8 136 360		7 444 216		692 144	8,5	383 021	4,7	309 122	3,8	0,8
24	Ягодина.1.6			12 549		-12 549		48		-12 597		-262,6
25	<<< Всего >>>	59 880 382		56 259 606		3 620 776	6,0	2 532 721	4,2	1 088 055	1,8	0,4



Рис.4.6. Баланс по вводам питающих подстанций

Следует отметить, что в суммарное поступление ($WP_{(+)} = 59\,880\,382$ кВтч) не вошли значения от НТЭЦ, Машпроект и Ягодина – в таблице вводов для этих подстанций заданы нули.

Баланс по входящим и отходящим линиям питающих подстанций показан на рис.4.7. Здесь нужно обратить внимание на крупные небалансы по подстанциям Водопойская, Лески, Промзона, Сухой Фонтан. В процентном отношении большой небаланс на п/ст ТОР, однако его абсолютное значение незначительно (3 040 кВтч).

N°	ПС, РП, ТП	WP (+)	WP (-)	WPпотр	WPген	Т.Р.Э.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	Больничная.1_3.6	3 233 040	3 255 690			-22 650	-0,7			-22 650	-0,7	
2	Водопойская.1.6	1 468 800	1 348 433	39 840		80 527	5,5			80 527	5,5	
3	Вокзальная.1.6	2 347 800	2 335 118			12 682	0,5			12 682	0,5	
4	Восточная.1.6	2 658 540	2 664 000			-5 460	-0,2			-5 460	-0,2	
5	Космонавтская.1.6	4 151 190	3 990 646			160 544	3,9			160 544	3,9	
6	Кульбакино.1.6	1 949 040	1 954 608			-5 568	-0,3			-5 568	-0,3	
7	Лески.1.6	6 168 240	5 677 794			490 446	8,0			490 446	8,0	
8	Матвеевка.1.6	779 880	772 086			7 794	1,0			7 794	1,0	
9	Машпроект.1.6											
10	Морпорт.1.6	2 161 980	2 094 161			67 819	3,1			67 819	3,1	
11	Новая.1.6	6 002 280	6 009 932			-7 652	-0,1			-7 652	-0,1	
12	НТЭЦ.1.6		2 509 405			-2 509 405				-2 509 405		
13	Овощная.1.6	834 048	819 108			14 940	1,8			14 940	1,8	
14	Пески.1.6	3 899 760	3 907 332			-7 572	-0,2			-7 572	-0,2	
15	Промзона.1.6	4 585 680	4 076 767			508 913	11,1			508 913	11,1	
16	Р_Роша.2.6	528 960	518 862			10 098	1,9			10 098	1,9	
17	Соляные.1.6	3 394 368	3 395 124			-756	0,0			-756	0,0	
18	Сухой_Фонтан.1.6	3 357 816	3 163 018			194 798	5,8			194 798	5,8	
19	Темвод.1.6	2 199 060	2 212 277			-13 217	-0,6			-13 217	-0,6	
20	Терновка.1.10	341 220	344 740			-3 520	-1,0			-3 520	-1,0	
21	ТОР.1.10	22 960	26 000			-3 040	-13,2			-3 040	-13,2	
22	Центральная.1.6	1 659 360	1 595 690			63 670	3,8			63 670	3,8	
23	Чкаловская.1.6	8 136 360	8 185 361			-49 001	-0,6			-49 001	-0,6	
24	Ягодина.1.6											
25	<<< Всего >>>	59 880 382	60 856 152	39 840		-1 015 610	-1,7			-1 015 610	-1,7	

Рис.4.7. Баланс по входящим и отходящим линиям питающих подстанций

Дальнейший анализ удобно проводить на графике схемы. Для этого в окне "Настройки графики схемы" нужно сделать установки, показанные на рис.4.8., т.е. отображать перетоки активной электроэнергии в МВтч. На рис.4.9. с помощью кнопки  "Построение яруса узла" показаны перетоки по фидерам подстанций с наибольшим небалансом. Возле значка  показаны значения измерений, а с другой стороны линии –

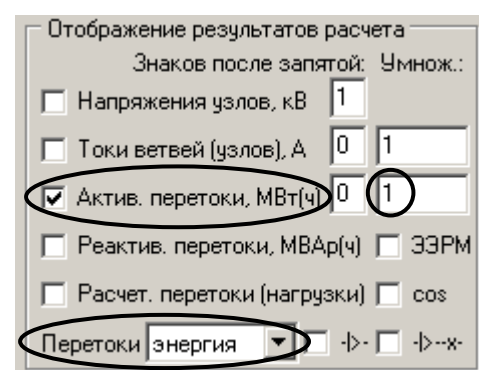



Рис.4.8. Настройки графики

расчетные перетоки. Сравнивая измеренные и расчетные перетоки можно выявить возможные причины небаланса. Поскольку на рис.4.7 все небалансы со знаком "+", то на рис.4.9 нужно искать фидеры у которых заданный переток (возле значка ) значительно меньше расчетного.

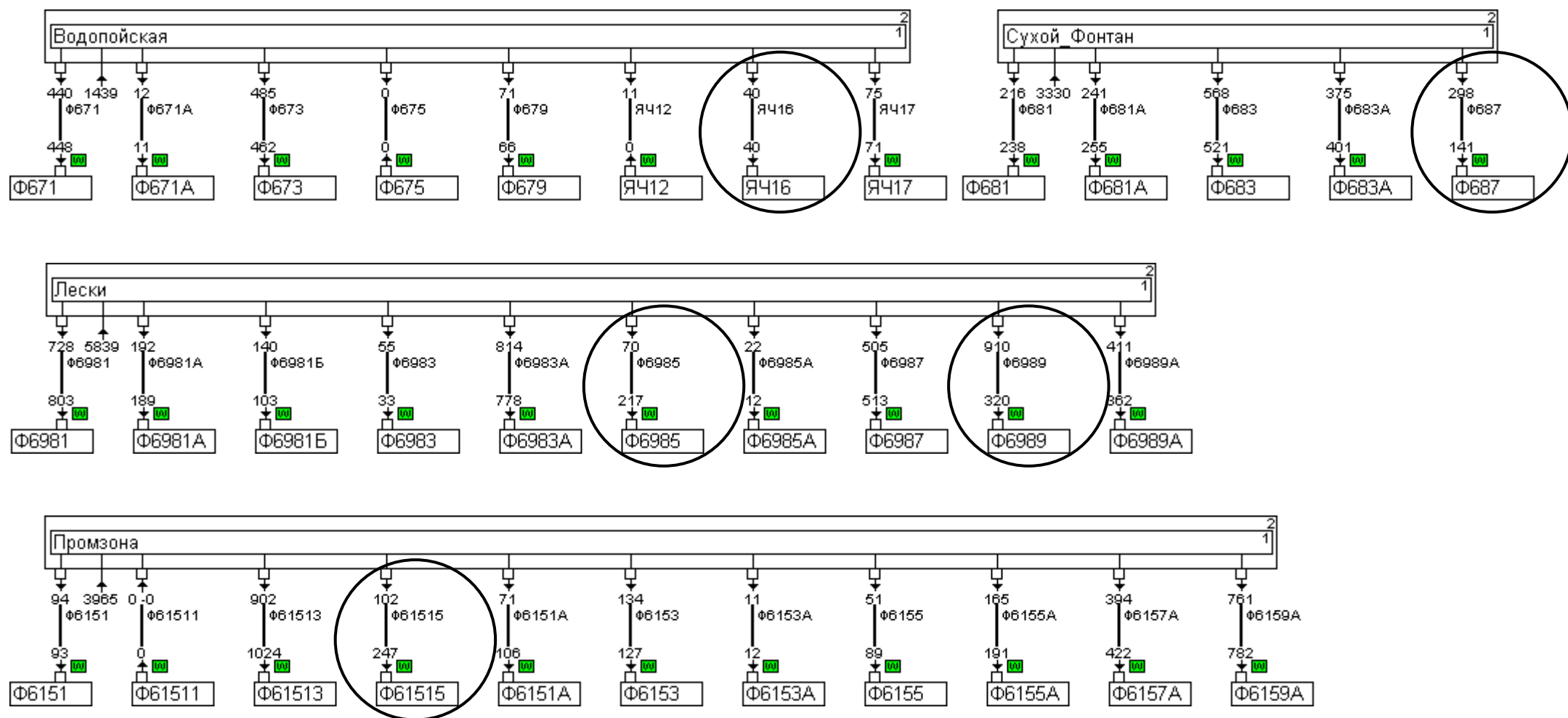



Рис.4.9. Фидеры питающих подстанций Водопойская, Сухой Фонтан, Лески и Промзона


На п/ст Водопойская не задан фидер ЯЧ16 в таблице фидеров питающих подстанций – отсутствует значок  (отсюда и ненулевое значение WPпотр в таблице рис.4.7). На подстанции Сухой Фонтан занижены показания счетчика Ф687. На подстанции Лески занижено показание счетчика Ф6989. Также следует отметить завышенное показание счетчика Ф6985. На подстанции Промзона заниженных показаний счетчиков нет (есть завышенное показание на Ф61515). Таким образом на подстанции Сухой Фонтан нужно проверить корректность работы счетчика Ф687, а на п/ст Лески – Ф6989. С п/ст Промзона ситуация не ясна, возможно не все фидеры заведены в схему.

В таблице 4.5 показан фрагмент таблицы баланса по фидерам питающих подстанций, отсортированной по колонке "WP неб". В верхней части таблицы собраны фидера имеющие наибольшие небалансы со знаком "-", а в конце таблицы – со знаком "+". Ниже проведен анализ первых десяти фидеров с наибольшим отрицательным небалансом.

Таблица 4.5. Фрагмент таблицы баланса по фидерам питающих подстанций

№ п/п	ПС, РП, ТП	WP (+)	WPпотр	Т.Р.Э.	%	dWP т.п.	%	WP неб	%	к/т
1	Ф61225Б	818496	1620935	-802439	-98	84650	10,3	-887089	-108,4	-10,5
2	Ф6989	320184	879432	-559248	-174,7	32032	10	-591280	-184,7	-18,5
3	Ф61516А		402685	-402685		31590		-434275		-13,7
4	Ф61223А	966600	1264011	-297411	-30,8	55849	5,8	-353260	-36,5	-6,3
5	Ф17М		312798	-312798				-312798		
6	Ф6177	130536	368153	-237617	-182	14265	10,9	-251882	-193	-17,7
7	Ф246Б		200347	-200347		24322		-224668		-9,2
8	Ф626	474600	643645	-169045	-35,6	18313	3,9	-187358	-39,5	-10,2
9	Ф687	141336	289613	-148277	-104,9	9215	6,5	-157492	-111,4	-17,1
10	Ф6241	3696	145994	-142298	-3850,1	189	5,1	-142487	-3855,2	-752,8
11	Ф6131Б	190560	281723	-91163	-47,8	1078	0,6	-92241	-48,4	-85,5
12	Ф228Б		91874	-91874		148		-92022		-623,6
13	Ф6133Б	574080	608094	-34014	-5,9	50906	8,9	-84919	-14,8	-1,7
14	Ф666	503136	567503	-64367	-12,8	16355	3,3	-80722	-16	-4,9
15	Ф631	428832	489655	-60823	-14,2	19631	4,6	-80453	-18,8	-4,1
16	Ф61223Б	917064	932149	-15085	-1,6	59880	6,5	-74965	-8,2	-1,3
17	Ф238Б		69505	-69505		2017		-71521		-35,5
283	Ф696	371088	243806	127282	34,3	13976	3,8	113306	30,5	8,1
284	Ф6240А	148992	29883	119109	79,9	87	0,1	119022	79,9	1375,3
285	Ф61513	1024344	862036	162308	15,8	40356	3,9	121952	11,9	3
286	Ф614	1126008	969482	156526	13,9	34064	3	122462	10,9	3,6
287	Ф6984	530784	375669	155115	29,2	29335	5,5	125780	23,7	4,3
288	Ф61185	429264	284222	145042	33,8	9157	2,1	135885	31,7	14,8
289	Ф663А	715608	556105	159503	22,3	16916	2,4	142587	19,9	8,4
290	Ф6985	216720	65790	150930	69,6	4377	2	146553	67,6	33,5
291	Ф61515	247248	97366	149882	60,6	3086	1,2	146796	59,4	47,6
292	Ф627	253824	97689	156135	61,5	8867	3,5	147268	58	16,6
293	Ф214	149666		149666	100	97	0,1	149569	99,9	1541,5
294	Ф6134А	927360	723496	203864	22	37196	4	166668	18	4,5
295	Ф6005	454680	245149	209531	46,1	5868	1,3	203663	44,8	34,7
296	Ф246А	212508		212508	100			212508	100	
297	Ф6012	310176		310176	100			310176	100	
298	Ф6176А	835056	457949	377107	45,2	38473	4,6	338634	40,6	8,8
299	Ф61221А	915624	277520	638104	69,7	19515	2,1	618589	67,6	31,7
300	Ф61224А	1012416	132443	879973	86,9	7507	0,7	872467	86,2	116,2
301	<<< Всего >>>	60856152	56219766	4636386	7,6	2532721	4,2	2103665	3,5	0,8

4.9.1. Фидер Ф61225Б

На рис.4.10 выполнен анализ фидера Ф61225Б: на графике схемы с помощью кнопки  "Построение трасс питания" показаны связи Ф61225Б с другими фидерами, из них выделен Ф61224А, который имеет значительный небаланс со знаком "+", в списке измерений отмечены оба этих фидера и сформирован баланс электроэнергии. Имеем суммарный небаланс близкий к нулю. Это, скорее всего, указывает на неправильное место разрыва между фидерами Ф61225Б и Ф61224А. Если построить трассы питания от Ф61224А (рис.4.11), то видно, что разрыв с Ф61224А нужно перенести на секционный выключатель (СВ) РП1. Из таблицы переключений следует, что 05.09.2013 00:05 Ф61224А был отключен а СВ РП1 включен. Вероятно пропущена запись об обратном действии (откл. СВ РП1 и вкл. Ф61224А).

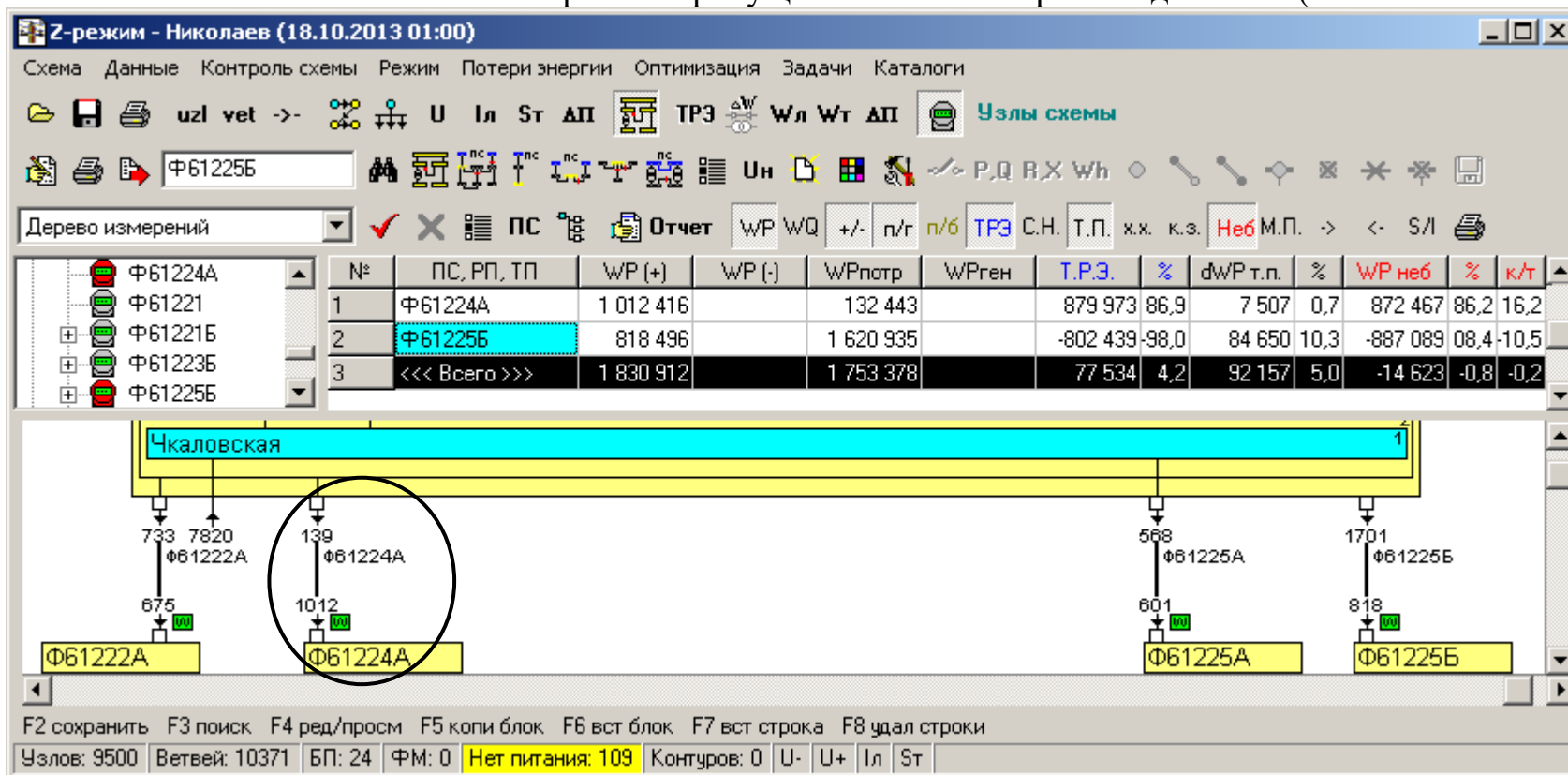


Рис 4.10. Построение трассы питания Ф61225Б, составление баланса по фидерам Ф61224А и Ф61225Б

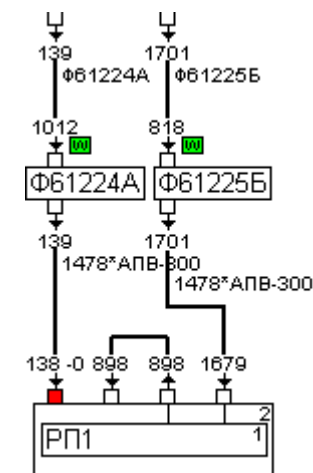


Рис. 4.11.

4.9.2. Фидер Ф6989

Этот фидер уже рассматривался выше в связи с небалансом по отходящим вводам и фидерам п/ст Лески. Построение трассы питания от Ф6989 также не выявляет в его окружении фидера с большим небалансом, поэтому возникают вопросы к корректности показаний счетчика Ф6989.

4.9.3. Фидер Ф61516А

На рис. 4.12 показано построение трассы питания от Ф61516А. Все его соседние фидеры имеют "адекватные" небалансы. Также учитывая, что п/ст Промзона имеет большой небаланс по входящим и отходящим линиям можно ставить вопрос о корректности показаний счетчика Ф61516А.

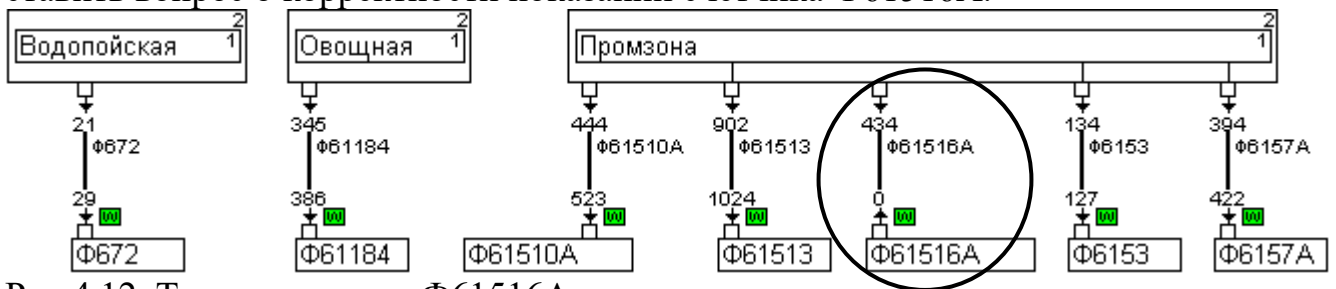


Рис.4.12. Трассы питания Ф61516А

4.9.4. Фидер Ф61223А

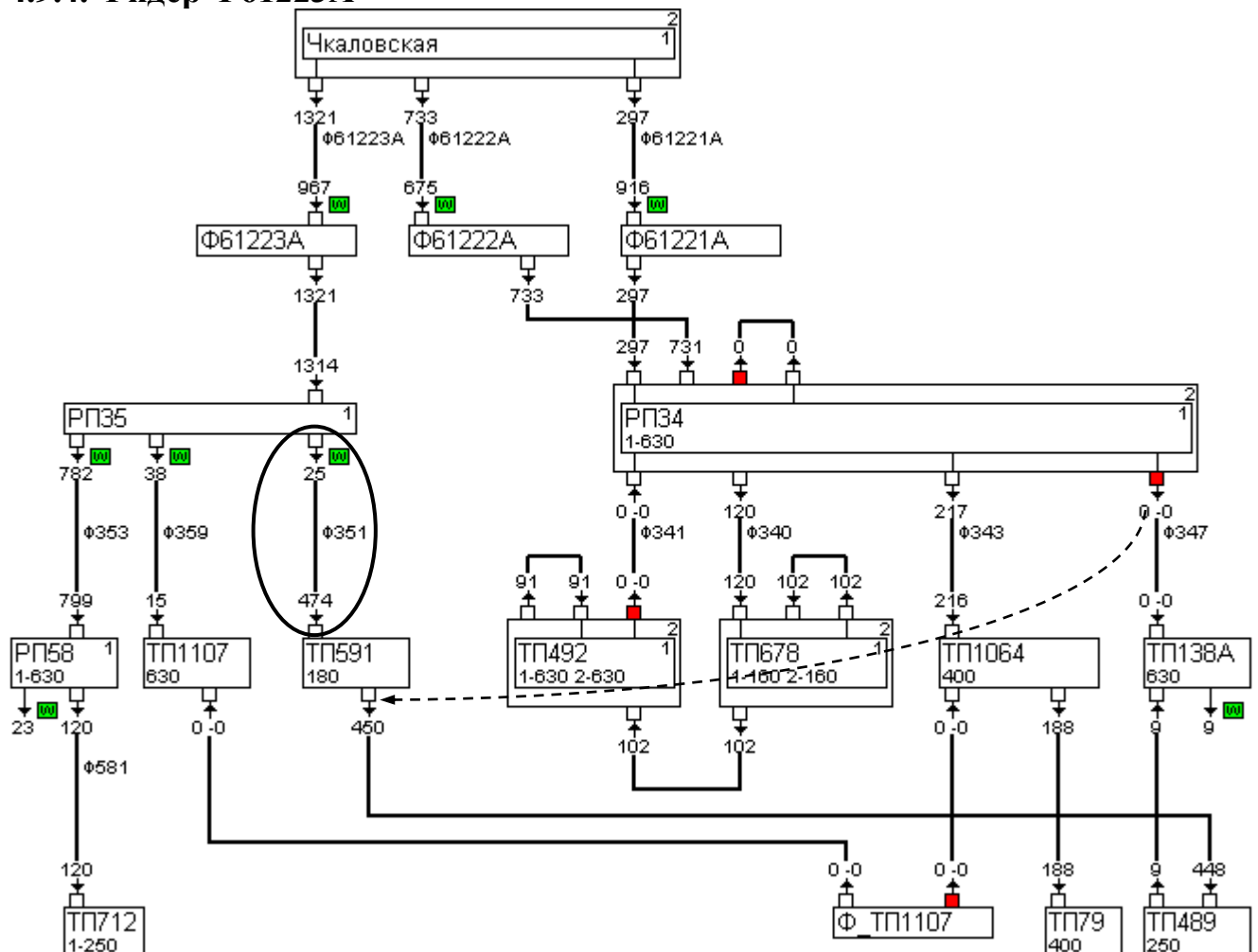


Рис.4.13. Анализ фидера Ф61223А

Среди множества соседних фидеров Ф61223А выделим фрагмент, показанный на рис.4.13. От фидера Ф61223А питается РП35.1, фидеры РП35 также имеют технический учет, по которому видно большой небаланс на фидере Ф351. Если проследить этот фидер дальше, то приходим к РП34, который питается от Ф61222А и Ф61221А. Причем Ф61221А имеет большой "недобор" потребления. Тогда можно предположить, что разрыв РП34.1 – ТП138А нужно переместить на линию ТП591 – ТП489, при этом порядка 450 МВтч перейдут от фидера Ф61223А к фидеру Ф61221А. Небаланс по фидеру Ф61223А составит:

$$967 - (1321 - 450) - 56 (\text{потери}) = 40 \text{ МВтч (4.1\%)}$$

4.9.5. Фидер Ф17М

Из рис. 4.14 очевидно, что питание РП21 выполнялось от п/ст Центральная по фидеру Ф6012. В этом случае необходимо либо изменить коммутацию (включить СВ РП21 и отключить Ф17М) либо изменить привязку потребителя с первой секции на вторую.

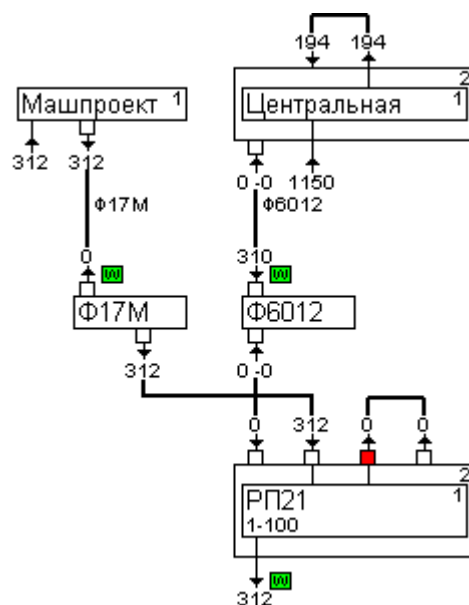


Рис.4.14. Анализ фидера Ф17М

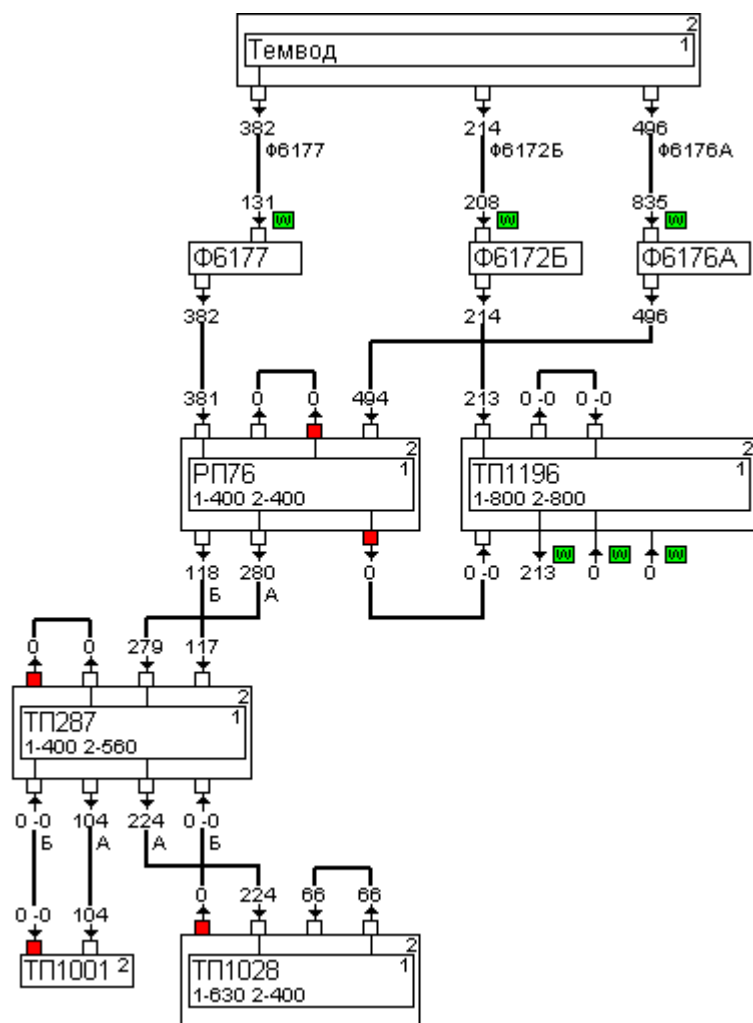


Рис.4.15. Анализ фидера Ф6177

4.9.6. Фидер Ф6177

Из рис.4.15. видно, что фидер Ф6177 имеет большой отрицательный баланс, а Ф6176А – большой положительный баланс. Здесь можно проверить корректность питания ТП1028, т.е. возможность перебросить 224 МВтч с Ф6177 на Ф6176А. Также возможно были кратковременные переключения между Ф6177 и Ф6176А.

4.9.7. Фидер Ф246Б

Из рис.4.16 видно, что в схеме либо выведена в ремонт не та линия либо неправильно введены показания счетчиков.

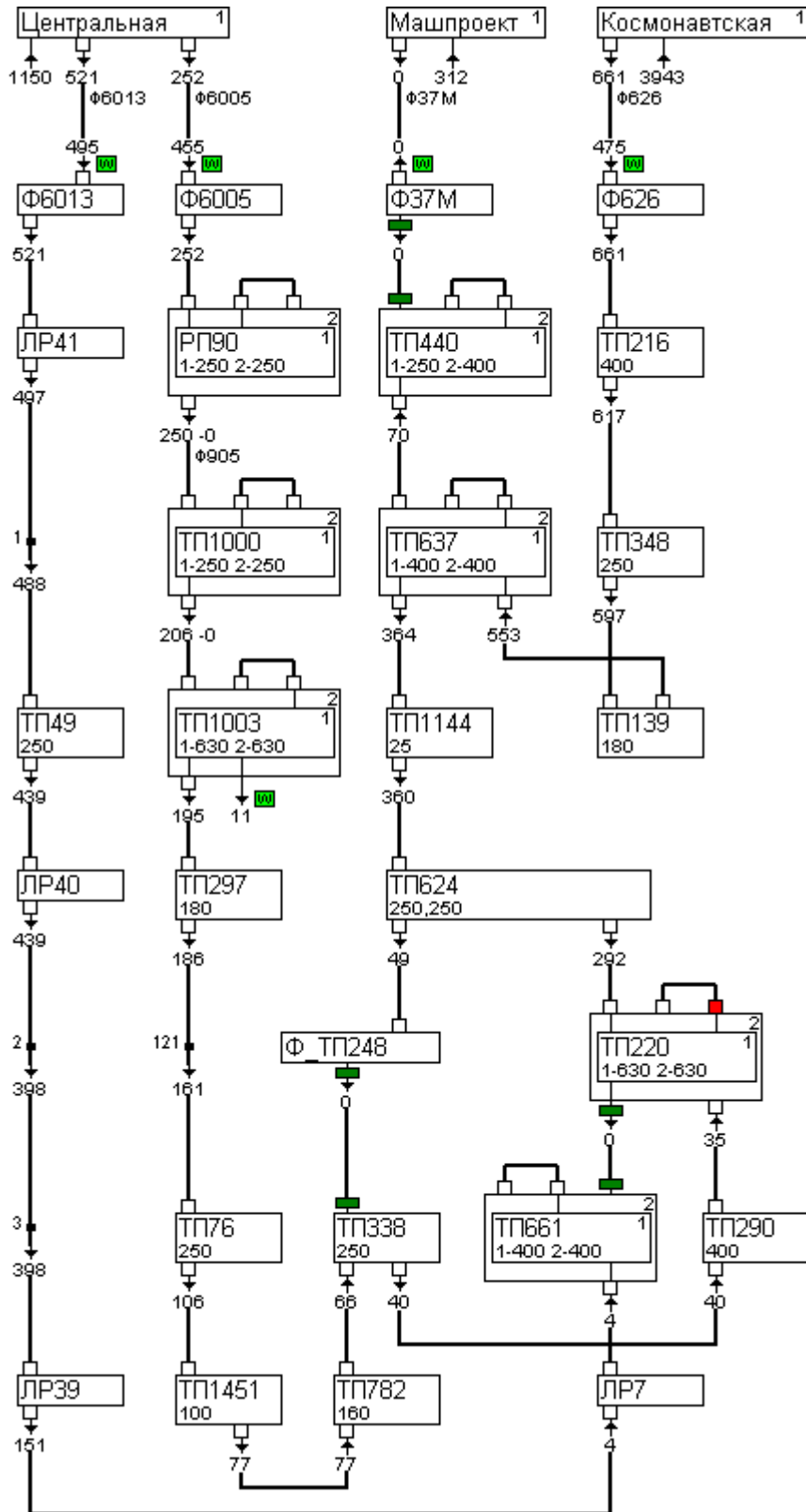


Рис. 4.17. Анализ фидера Ф626

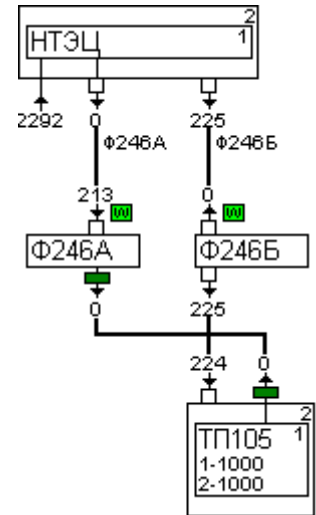


Рис. 4.16. Анализ фидера Ф246Б

4.9.8. Фидер Ф626

Из рис. 4.17 видно, что фидер Ф626 имеет большой отрицательный баланс, а Ф6005 – большой положительный баланс. В данном случае нужно уточнить режим работы трансформаторов ТП220, поскольку, когда включен Т1, питание идет от Ф626, а когда включен Т2, питание идет от Ф6005. Возможно были переключения Т1 и Т2 за расчетный период.

4.9.9. Фидер Ф687

Этот фидер был рассмотрен ранее (рис.4.9) в связи с небалансом входящих и отходящих линий на п/ст Сухой Фонтан. Необходимо проверить корректность работы счетчика Ф687.

4.9.10. Фидер Ф6241

Из рис. 4.14 очевидно, что питание ТП(Портэлеватор) выполнялось от п/ст НТЭЦ по фидеру Ф214. В этом случае необходимо отключить Ф6241 и включить Ф214.

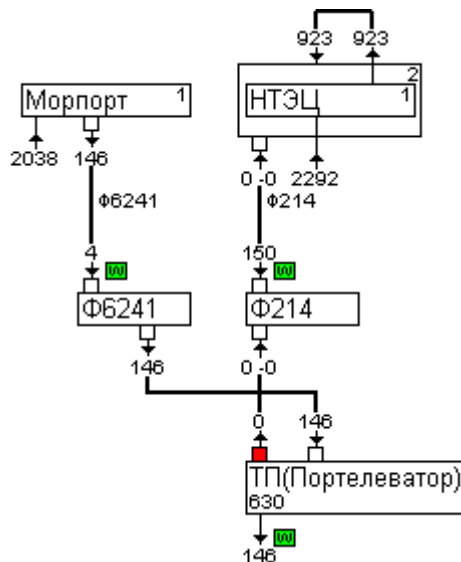


Рис. 4.18. Анализ фидера Ф6241

5. Выводы по результатам составления балансов электроэнергии схемы 6(10)/0.4 кВ филиала г.Николаева за сентябрь 2013 г.

1. При выполнении переключения по записям в диспетчерском журнале необходимо постоянно контролировать и анализировать количество узлов без питания и замкнутых контуров.

2. При нахождении несоответствия реальной схемы на диспетчерском щите и расчетной схемы необходимо выполнить приведение расчетной схемы к реальной с учетом следующих ситуаций:



- если переключаемые ветви есть в журнале переключений, то необходимо определить в какой момент времени были сделаны изменения, и выполнить переключения с записью в журнал переключений с соответствующими датами;
- если переключаемые ветви отсутствуют в журнале переключений, то можно выполнить переключения без записи в журнал (поскольку это изменение справедливо и для предыдущих периодов).

3. Для корректного расчета технологического расхода электроэнергии и составляющей коммерческих потерь в целом по филиалу необходимо учитывать поступление электроэнергии от НТЭЦ.

4. По четырем подстанциям (Водопойская, Лески, Промзона, Сухой Фонтан) имеются значительные небалансы (5.5 ~ 11.1%) по входящим и отходящим линиям. Необходимо проверить корректность работы счетчиков на фидерах Ф687 п/ст Сухой Фонтан и Ф6989 п/ст Лески.

5. По фидерам питающих подстанций имеется большое количество фидеров с значительным небалансом как со знаком "+" так и со знаком "-". Основными причинами небалансов являются несоответствие мест установки разрывов в расчетной и реальной схеме, переключения трансформаторов в абонентских ТП, РП, включение/отключение переключателей в сети 0.4 кВ (нет записей в журнале переключений), неправильная привязка потребителей и др.

6. После построения балансов электроэнергии по фидерам питающих подстанций необходима сверка расчетной и реальной схем для фидеров с наибольшими небалансами электроэнергии, несоответствия в схеме нужно исправлять в соответствии с п.2.

7. Небаланс по фидеру удобно анализировать на графике схемы путем построения трассы питания от заданного фидера (кнопка  "Построение трасс питания") и выделения фидеров с большими расхождениями между измеренным (значок ) и расчетным значениями перетоков активной электроэнергии со знаком "+" и "-".

Литература

1. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0.38 - 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. Видання офіційне. Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ОЕП "ГРІФРЕ"). Київ 2004.

2. Инструкции пользователя программного комплекса "Расчет, анализ и оптимизация технологических потерь" (РАОТП). НТУУ "КПИ", ФЭА, ОНИЛ "Автоматизация управления электрическими сетями высших классов напряжения", Киев 2009.

3. Технічний звіт за договором № 435 від 30.12.2011 "Оптимізація місць розривів і розрахунок технічної складової втрат електроенергії мереж 6(10)/0.4 кВ філії м.Миколаєва ПАТ "Миколаївобленерго", Київ, 2012.

4. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М.:ЭНАС, 2009. – 456 с.: ил.

5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. ил.