

**Практические вопросы комплексной системной компенсации
реактивной мощности в электрических сетях 110/35/10 кВ
электропередающих организаций**

**Д.Б.Банин, М.Д.Банин, А.С.Яндульский,
Ю.Н.Бондаренко, А.И.Ришкевич, А.Э.Зоммер, А.В.Левицкий,
С.Я.Меженный, А.Н.Гушля, О.А.Буславец**

В течение последних 10 лет потребление электрической энергии в Украине увеличилось на 16,7% с 129,1 млрд. кВт·час в 2003 году до 150,7 млрд. кВт·час в 2012 году. При этом, за этот период произошли значительные изменения в структуре потребления электрической энергии Украины. Так, произошло существенное уменьшение доли потребления электроэнергии промышленностью в общем объеме потребления электроэнергии с 57,2% в 2003 году до 46,9% в 2012 году. В то же время, доля потребления электроэнергии населением выросла с 18,3% в 2003 году до 26,7% в 2012 году, коммунально-бытовыми потребителями с 10,9% до 12,3%, прочими непромышленными потребителями с 3,0% до 4,7%. Следует отметить, что за период 2003-2012 гг. произошло снижение общих технологических затрат электроэнергии на её транспорт электрическими сетями с 19,6% от величины отпуска электроэнергии в сеть в 2003 году до 11,8% в 2012 году, в том числе нормативных (технических) затрат электроэнергии с 14,2% до 12,8%, сверхнормативных (нетехнических) затрат электроэнергии с 5,4% до -1,0%.

Последующее снижение технологических затрат электроэнергии на её транспорт электрическими сетями возможно как за счет глубокой реконструкции распределительных электрических сетей со значительным объемом строительства дополнительных (разгружающих) подстанций и введения в эксплуатацию распределенных источников электроэнергии [1], так и за счет управления режимами работы электрических сетей, в том числе перетоками реактивной мощности. Поскольку в настоящее время объем ежегодного финансирования инвестиционных программ энергоснабжающих компаний составляет около 4,2 млрд. грн. и его увеличение приведет к существенному увеличению тарифа на электрическую энергию, целесообразно рассмотреть возможности снижения технологических затрат электроэнергии за счет оптимального управления перетоками реактивной мощности. Этой проблеме, а именно её практическим аспектам, посвящена эта статья.

Эффективное управление режимами электрических сетей разного уровня иерархического подчинения в электроэнергетике Украины – магистральными сетями энергосистем (ЭС), распределительными сетями электропередающих организаций (ЭО) и технологическими сетями потребителей электроэнергии (ПЭ), непосредственно связано с

реализацией в этих сетях компенсации перетоков реактивной мощности (КРМ) с целью снижения технических потерь активной мощности (ТПАМ) и обеспечения нормального (допустимого) уровня напряжений в соответствии с нормативными требованиями к качеству электроэнергии. Приведенное утверждение общеизвестно и не требует доказательств.

Режимы электрических сетей ЭС, ЭО и ПЭ взаимосвязаны, и решения по управлению перетоками реактивной мощности, рекомендуемые в проектных, или реализуемые в эксплуатационных вариантах для различных нагрузочных условий каждой из приведенных сетевых структур, также взаимозависимы и должны коррелироваться между собой. Эта режимная зависимость может привести к выводу о целесообразности, перспективности и необходимости решения задачи оптимизации режимов по реактивной мощности для всей объединенной энергосистемы Украины в целом на объединенной схеме 750/330/220/110/35/10 кВ. Необходимость таких расчетов на сегодняшний день не поддерживается действующими положениями о взаимоотношениях субъектов энергорынка Украины и не имеет формальной поддержки в административном, технологическом, а также информационном обеспечении.

Первым практическим решением предлагается считать необходимость выполнения расчетов по компенсации перетоков реактивной мощности для сетей ЭС, ЭО и ПЭ отдельно (принцип диакоптики [2]) с учетом системных ограничений на границе балансного раздела (ГБР) этих сетей [3].

Диспетчерские службы энергосистем регулярно выполняют оптимизационные расчеты режимов магистральных сетей 750/330/220 кВ, в том числе и по оптимальному распределению реактивных мощностей между их источниками по критерию минимума ТПАМ. При этом узлы связи с сетями 110/35/10 кВ ЭО учитываются с эквивалентными нагрузками. Реализация оптимизационных расчетов, если считать эти узлы перспективными регуляторами реактивной мощности, не составляет труда. Полученный таким образом оптимальный режим ЭС по реактивной мощности дает возможность определить режимные ограничения по перетокам в узлах связи с ЭО. При выполнении этих ограничений возможно вести режимы, близкие к общему оптимуму в сетях ЭС и ЭО.

Для крупных промышленных потребителей электроэнергии (согласно статистики 2012 г. – около 63 тыс.) действуют соответствующие нормативные документы [4, 5]. В Правилах пользования электрической энергией [4] для них определен термин компенсации: "Компенсация перетоков реактивной электроэнергии – комплекс технологических мероприятий, которые выполняются потребителем и направлены на обеспечение электромагнитной сбалансированности его электроустановок на границе балансной принадлежности". Потребителями установлено и эксплуатируется около 12 тыс. Мвар подключенных компенсирующих устройств, и за недокомпенсированную реактивную

мощность эти потребители платят более 1 млрд. грн. в год, создавая потенциальный инвестиционный фонд для финансирования проектов по компенсации реактивной мощности в сетях ЭО иЭС.

Наиболее необеспеченными компенсацией перетоков реактивной мощности являются сети электропередающих организаций 110/35/10 кВ. Возможно, такое состояние в течение длительного времени определялось некорректной методической позицией, что эта задача должна решиться автоматически за счет компенсации потребления реактивной мощности в сетях мощных промышленных потребителей, стимулируемых к этому действующей Методикой [5]. Ошибочность позиции подтверждается балансными расчетами для сетей ЭО, в которых никоим образом не компенсируются технические потери реактивной мощности (ТПРМ) в элементах сетей (трансформаторы, линии, реакторы), не компенсируются перетоки электроэнергии для малых предприятий и населения, не компенсируются транзитные перетоки, имеет место по разным объективным причинам недокомпенсация у мощных потребителей (средний $\text{tg}\varphi \approx 0,6$), как правило, не компенсируются собственные технологические нагрузки ЭО (например, нагрузки тяговых подстанций "Укрзалізниці") и т.д. К сожалению, на сегодняшний день отсутствует официальная статистика по этим составляющим баланса реактивной мощности (электроэнергии) и по установке централизованных устройств КРМ в распределительных сетях ЭО.

В период 2011–2013 гг. по инициативе Министерства энергетики и угольной промышленности Украины, Госэнергонадзора, НЭК "Укрэнерго", ООО "НТК ЭНПАС-ЭЛЕКТРО", НТУУ "КПИ" и ряда других организаций выполнялся анализ этой ситуации в двух направлениях: редакции действующей Методики расчета платы за перетоки реактивной электроэнергии между электропередающей организацией и ее потребителями, а также в направлении определения эффективности установки КРМ в сетях ЭО и потенциальных возможностей снижения потерь активной электроэнергии за счет КРМ. Следует отметить совместные работы с ПАО "ЭК "Житомироблэнерго", ПАО "Крымэнерго", ПАО "Хмельницоблэнерго" [6] и ПАО "Николаевоблэнерго". Расчеты выполнялись параллельно НТУУ "КПИ" и ГИВЦ ГП НЭК "Укрэнерго". Ниже рассматриваются результаты этих исследований в более развернутом варианте – для высоковольтных сетей ЭО различных регионов Украины. Расчеты реализованы по режимам зимнего максимума 2011 г. на основе информационной базы электрических сетей ЭО.

В таблице на рис. 1 приведены характеристики расчетных схем, суммарные нагрузки и балансные составляющие технических потерь активной и реактивной мощности. Параметры, которые имеют отношение к оценке уровня компенсации перетоков реактивной мощности, заштрихованы. Например, высоковольтная сеть Житомироблэнерго содержит 974 узла, имеет 13 узлов связи с энергосистемами, потребляет суммарную мощность нагрузки

$P_H + jQ_H = 486,3 + j225,1$ [МВт, Мвар], характеризуется средним коэффициентом мощности $\text{tg}\varphi_{\text{CP}} = 0,46$. В сети наблюдаются потери активной мощности $\Delta P = 18,1$ МВт (что составляет 3,7% от суммарной нагрузки), в том числе составляющая потерь от перетоков реактивной мощности равна $\Delta P_q = 2,3$ МВт (**12,7% от суммарных потерь**). Потери реактивной мощности в сопротивлениях и поперечных проводимостях линий и трансформаторов соответственно равны: $\Delta Q_z = 65,1$ Мвар, $\Delta Q_Y^+ = 30,9$ Мвар (потери холостого хода трансформаторов). Таким образом, схема дополнительно загружается потерями реактивной мощности $\Delta Q^K = 65,1 + 30,9 = 96$ Мвар, **что повышает загрузку сети по реактивной мощности на 42,6%**. По данным таблицы можно сделать следующие выводы:

- **средний $\text{tg}\varphi_{\text{CP}}$** по данным расчетных схем выбранных ЭО находится в пределах $0,3 \div 0,5$;
- **предельный теоретически возможный уровень** снижения ТПАМ за счет компенсации перетоков реактивной мощности определяется параметром ΔP_q . Практически целесообразный уровень, естественно, ниже и обуславливается экономическими соотношениями (капиталовложения, срок окупаемости);
- **уровень ТПРМ** в сетях 110/35/10 кВ изменяется в относительно широких пределах $30\% \div 60\%$ от суммарных нагрузок Q_H ;
- **потери реактивной мощности** значительно повышают загрузку сети ЭО по реактивной мощности.

Ставится задача определить реальные возможности снижения ТПАМ в сетях 110/35/10 кВ ЭО, сформулировать практические позиции к выполнению оптимизационных расчетов и определить основные положения для проблемно-ориентированных программных комплексов, которые должны обеспечивать автоматизацию в решении задачи компенсации перетоков реактивной мощности для сетей ЭО в ближайшей перспективе.

№	Схема ЭО 110/35/10 кВ	Объем схемы (узлов связи)	Нагрузка			Техн. потери (актив)				Техн. потери (реактив)				
			P _Н	Q _Н	tgφ _{СР}	ΔP	ΔP%	ΔP _q	ΔP _q %	ΔQ _Z	ΔQ _Y ⁺	ΔQ _Y ⁻	ΔQ ^K	ΔQ ^K %
1	Киевобл	1753 (29)	1604,2	712,0	0,44	49,2	3,1	6,7	13,6	224,6	57,3	-161,3	281,9	39,6
2	Чернигов	844 (14)	386,4	192,2	0,50	11,0	2,8	1,3	11,8	43,4	19,5	-67,4	62,9	32,7
3	Черкаcсы	1088 (12)	648,6	255,8	0,39	20,8	3,2	3,0	14,4	67,5	29,9	-87,6	97,4	38,1
4	Житомир	974 (13)	486,3	225,1	0,46	18,1	3,7	2,3	12,7	65,1	30,9	-85,9	96,0	42,6
5	Тернополь	666 (11)	293,4	93,5	0,32	8,7	3,0	0,6	6,9	28,7	13,7	-42,2	42,4	45,3
6	Черновцы	379 (5)	312,9	129,5	0,41	15,9	5,1	2,4	15,1	47,3	10,6	-25,2	57,9	44,7
7	Закарпатье	746 (9)	413,1	193,5	0,47	21,9	5,3	3,9	17,8	71,3	15,8	-43,5	87,1	45,0
8	Херсон	1536 (15)	375,6	202,5	0,54	15,7	4,2	2,4	15,3	55,4	30,4	-111,3	85,8	42,4
9	Луганск	2217 (16)	1725,5	557,3	0,32	43,6	2,5	5,1	11,7	192,1	164,2	-159,3	356,3	63,9
10	Харьков	2088 (25)	1177,7	580,7	0,49	30,9	2,6	3,7	12,0	127,1	89,3	-158,5	216,4	37,3

P_Н, Q_Н, tgφ_{СР} : суммарная нагрузка [МВт], [Мвар], средний tg в схеме;

ΔP (ΔP%) : потери активной мощности [МВт];

ΔP_q (ΔP_q%) : потери активной мощности от перетоков реактивной мощности, [МВт];

ΔQ_Z : потери реактивной мощности в сопротивлениях [Мвар];

ΔQ_Y⁺, ΔQ_Y⁻ : потери реактивной мощности в проводимостях трансформаторов (+) и линий (-) [Мвар];

ΔQ^K (ΔQ^K%) : потери активной мощности, которые подлежат системной компенсации [Мвар].

Формулы : $\Delta P\% = (\Delta P / P_i) \cdot 100$; $\Delta P_q\% = (\Delta P_q / \Delta P) \cdot 100$; $\Delta Q^K = \Delta Q_Z + \Delta Q_Y^+$; $\Delta Q^K\% = (\Delta Q^K / Q_i) \cdot 100$.

Рис. 1. Балансный анализ технических потерь в электрических сетях 110/35/10 кВ.
Предельные возможности системной компенсации перетоков реактивной мощности

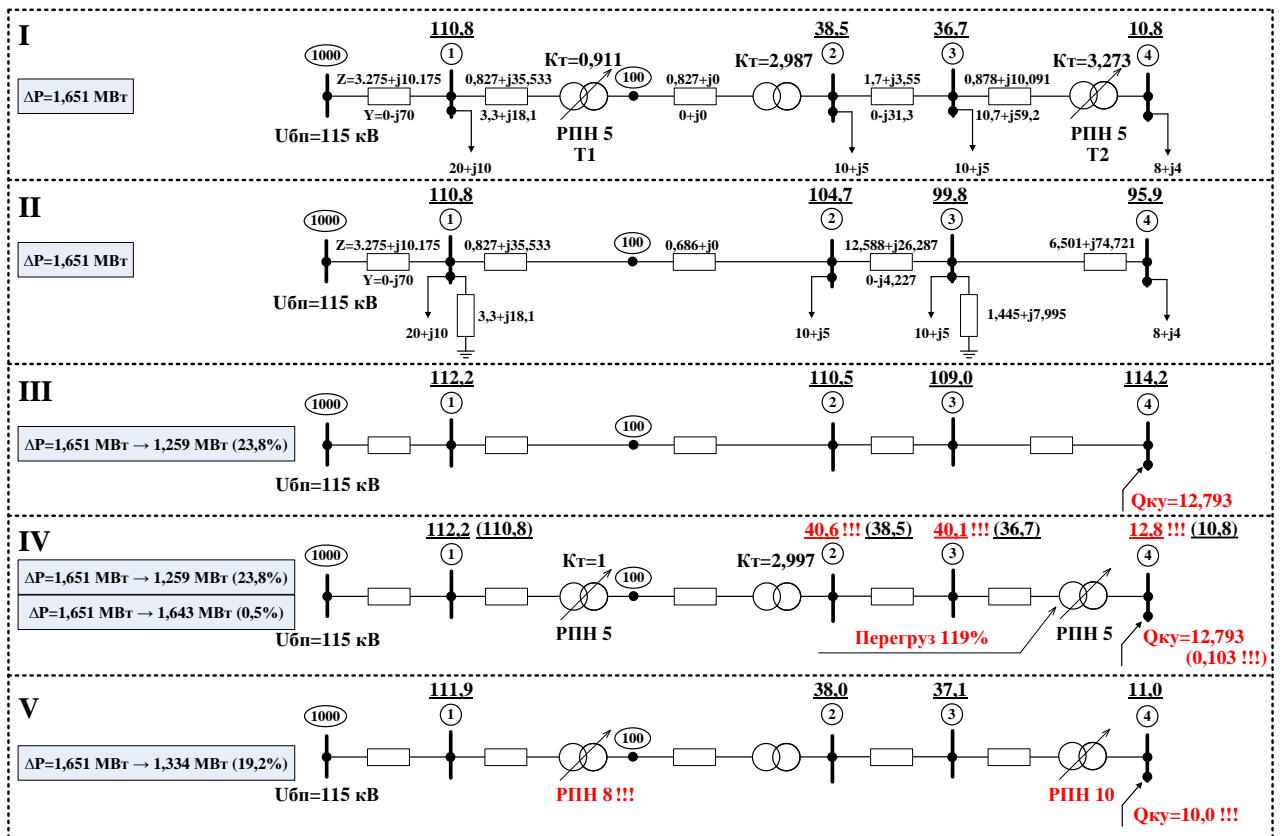


Рис. 3. Эффект упрощения расчетных схем

Позиция 2: Необходимость систематизации уровней компенсации реактивной мощности.

Определение термина компенсации ППЭЭ [4] является упрощенным, а общая формулировка [7] требует пояснений для режимов перекомпенсации, для использования технологии централизованной компенсации и др. Поскольку в сетях ЭО имеется нагрузка промышленных потребителей, приходится при выборе оптимальных решений для сетей ЭО учитывать экономически целесообразные для них диапазоны регулирования согласно методических (нормативных) ограничений [5]. Поэтому, без претензии на нормативность, введем следующие четыре уровня (степени) компенсации:

Компенсация нагрузочная – в данном случае предусматривается установка КУ непосредственно в точке присоединения конкретной электроустановки потребителя, как правило, под один приборный учет ($W_{Pп}$, $W_{Qп}$, $W_{Qг}$) и общий коммутационный аппарат. Целью нагрузочной компенсации является обеспечение в точке присоединения электроустановки $\text{tg}\varphi \approx 0$ ($\cos\varphi \approx 1$). Предполагается, что эти решения "всегда" обеспечивают снижение потерь в питающей электрической сети;

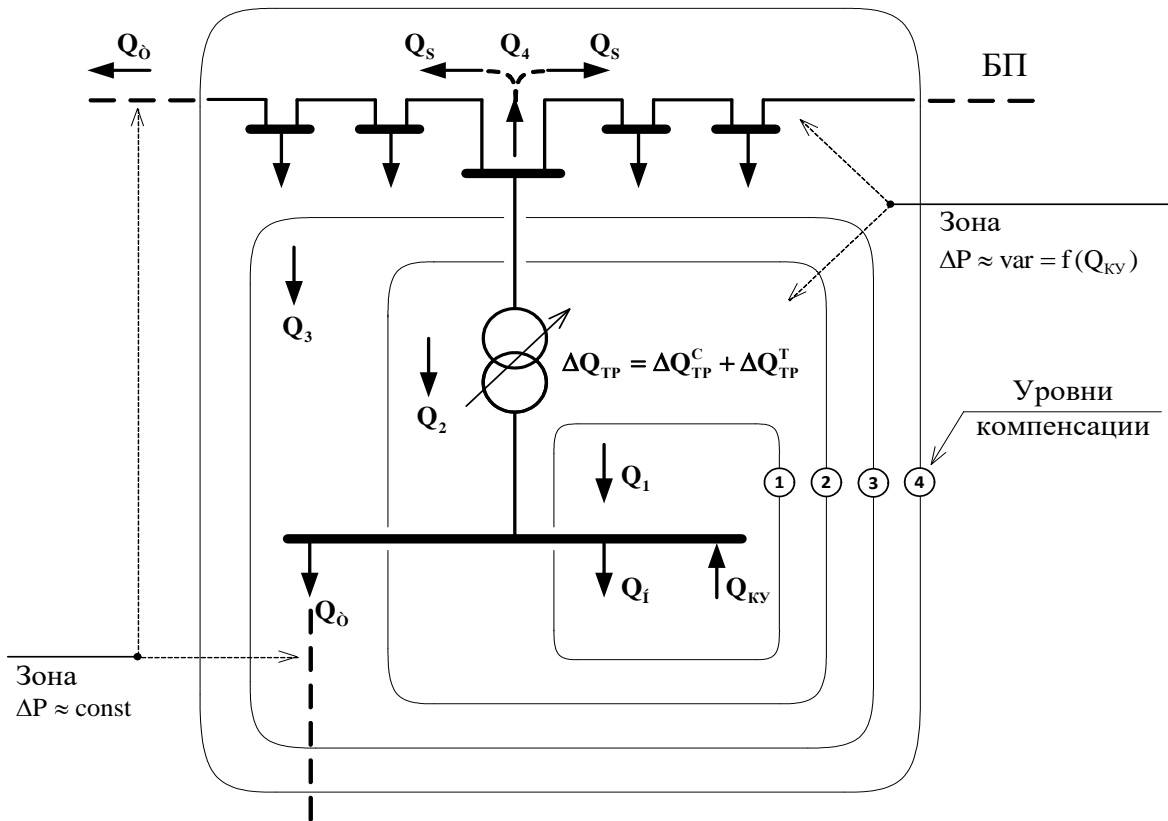
Компенсация потребительская – в данном случае решается экономическая заинтересованность потребителя в компенсации собственных нагрузок реактивной мощности и ТПРМ в элементах собственной технологической сети (трансформаторы, линии, реакторы).

Существенным моментом тут является компенсация потерь холостого хода силовых трансформаторов. Методом реализации, как правило, должна быть централизованная компенсация, когда КУ обеспечивают реактивной мощностью полный состав электроустановок, присоединенных к соответствующим секциям шин подстанции потребителя. Тем не менее, транзитные перетоки реактивной мощности и частичные потери в технологической сети потребителя, созданные этими перетоками, тут не компенсируются. Для потребителя целью такой компенсации является минимум платы за перетоки реактивной электроэнергии;

Нулевая компенсация – в данном случае должны обеспечиваться близкие к нулю перетоки реактивной мощности на границе балансного раздела электрических сетей потребителя и электропередающей организации. Естественно, должен использоваться метод централизованной компенсации. Часто считается, что эти решения "всегда" эффективны для снижения потерь в питающей электрической сети, хотя для ряда режимных ситуаций такой уровень компенсации является некорректным;

Системная компенсация – в этом случае уровень генерации (потребления) реактивной мощности на шинах ВН подстанции связан, в первую очередь, с поддержанием близких к оптимальным режимов по реактивной мощности и напряжению (ТПАМ минимальны) в электрической сети ЭО.

Нагрузочная и потребительская компенсации являются задачей конкретных потребителей. Нулевая и системная компенсации инициируются ЭО в отношениях с потребителями, или реализуются по инвестиционным программам, где главными финансовыми ресурсами являются объемы платы за перетоки реактивной электроэнергии, получаемые от промышленных потребителей. Системная компенсация является главной темой этой работы. Рассмотренные уровни компенсации перетоков реактивной мощности систематизированы и представлены на рис. 4. Зафиксированы зоны действия нагрузочной, потребительской, нулевой и системной компенсации (1, 2, 3, 4). Приведены ориентировочные значения мощностей компенсирующих устройств. Акцентируется зона электрических сетей, где потери практически не изменяются ($\Delta P \approx \text{const}$), и зона, где обеспечивается снижение потерь в питающей сети ($\Delta P = \text{var}$).



- | | | |
|--------------------------------|--|---------------------------------------|
| ① Компенсация нагрузочная: | $Q_{KV} \approx Q_H$; | $Q_1 \approx Q_0 + \Delta Q_{об}^0$; |
| ② Компенсация потребительская: | $Q_{KV} \approx Q_H + \Delta Q_{ТР}^C$; | $Q_2 \approx Q_0 + \Delta Q_{об}^0$; |
| ③ Компенсация нулевая: | $Q_{KV} \approx Q_H + Q_T + \Delta Q_{ТР}$; | $Q_3 \approx 0$; |
| ④ Компенсация системная: | $Q_{KV} \approx Q_H + Q_T + \Delta Q_{ТР} + Q_S$; | – оптимум ΔP ; |
- Q_H – собственная нагрузка электроустановок потребителя;
 - Q_T – транзитная реактивная мощность;
 - $\Delta Q_{ТР}$ ($\Delta Q_{ТР}^C$, $\Delta Q_{ТР}^T$) – потери реактивной мощности в трансформаторе (собственная и транзитная составляющие);
 - Q_{KV} – мощность компенсирующего устройства;
 - Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 – перетоки реактивной мощности по уровням компенсации;
 - Q_S – реактивная мощность оптимальной системной компенсации.

Рис. 4. Уровни компенсации реактивной мощности

Позиция 3: Комплексная системная компенсация (КСК) перетоков реактивной мощности в сетях ЭО должна выполняться совместно с выбором оптимальных регулирующих ответвлений РПН трансформаторов.

В примере (рис. 3) такая необходимость уже указана. Рассмотрим более детально причины необходимости КСК та границе влияния коэффициентов трансформации на эффективность снижения потерь при регулировании Q_{KV} . На рис. 5 для схемы (рис. 2) представлена диаграмма потерь активной мощности для РПН трансформаторов Т1 (по горизонтали) и Т2 (по вертикали). Нагрузка узлов схемы принята равной: 1 ($25 + j15$), 2 ($12 + j9$), 3 ($10 + j5$), 4 ($4 + j2$), 5 ($2 + j1$), 6 ($1,5 + j0,3$). Каждая точка диаграммы

соответствует конкретной ситуации положений РПН $\{T1, T2\}$ и сопровождается соответствующими потерями в расчетной схеме. Например, точке $\{6, 3\}$ соответствуют потери активной мощности 2,26 МВт, точке $\{8, 1\}$ – 2,33 МВт и т.д. В диаграмме жирно выделены точки, для которых режим находится в допустимой области по напряжению ($-5\% \div +10\% U_n$). Трансформатор Т3 регулируется ПБВ и зафиксирован в положении 4. Отметим, что не рассматриваются принципиально возможные комбинации РПН слева или справа от приведенной диаграммы, поскольку обязательно вызывают или завышенные, или заниженные напряжения в схеме.

Теперь для каждой точки диаграммы рассчитаем оптимальные значения $Q_{КУ}$ для узлов 4 (10 кВ) и 6 (0,4 кВ). Результаты приведены в таблице рис. 5 (слева от диаграммы). Каждая ячейка таблицы содержит новое значение потерь (в скобках процент их снижения) и значение $Q_{КУ}$ в выбранных узлах. Так, для точки $\{4, 1\}$ потери сохранились 2,16 МВт (0%) и генерация реактивной мощности не установлена, что естественно, поскольку в схеме действует "барьер завышенных напряжений". В положении $\{6, 1\}$ напряжения выдерживаются в норме, **но снижение потерь только 0,3%** при $Q_{КУ} = 0,04$ Мвар в узле 6 (больше нельзя). Тем не менее, в точке $\{5, 7\}$ **получили 16,0% снижения потерь** при компенсации $Q_{КУ} = 3,75$ Мвар (узел 4) и $Q_{КУ} = 1,11$ Мвар (узел 6). Отметим, что существует также позиция РПН $\{7, 12\}$, которая соответствует снижению потерь до 1,72 МВт (28,3%) с $Q_{КУ} = 13,4$ Мвар (узел 4) и $Q_{КУ} = 1,12$ Мвар (узел 6). В данном контексте этот минимум является глобальным. На рис. 4 приведен график снижения потерь (ось ординат) в зависимости от РПН Т2 при РПН Т1 = 7 (const). Можно сделать следующие выводы:

- "барьер высоких напряжений" в допустимой области режимов, который определен РПН трансформаторов, снижает эффективность действия компенсирующих мощностей;
- перевод РПН в положение с низкими напряжениями компенсируется встречными перетоками $Q_{КУ}$ и эффективно снижает потери активной и реактивной мощности в элементах электрической сети ЭО;
- при выборе оптимальных решений по снижению потерь для пары регуляторов РПН- $Q_{КУ}$ целесообразно фиксировать глобальный и локальный оптимумы (в примере – $\{7, 12\}$ и $\{5, 7\}$). Последний соответствует минимуму исходной допустимой области;
- комплексная системная компенсация является необходимым условием для практических расчетов в задачах КРМ для сетей ЭО.

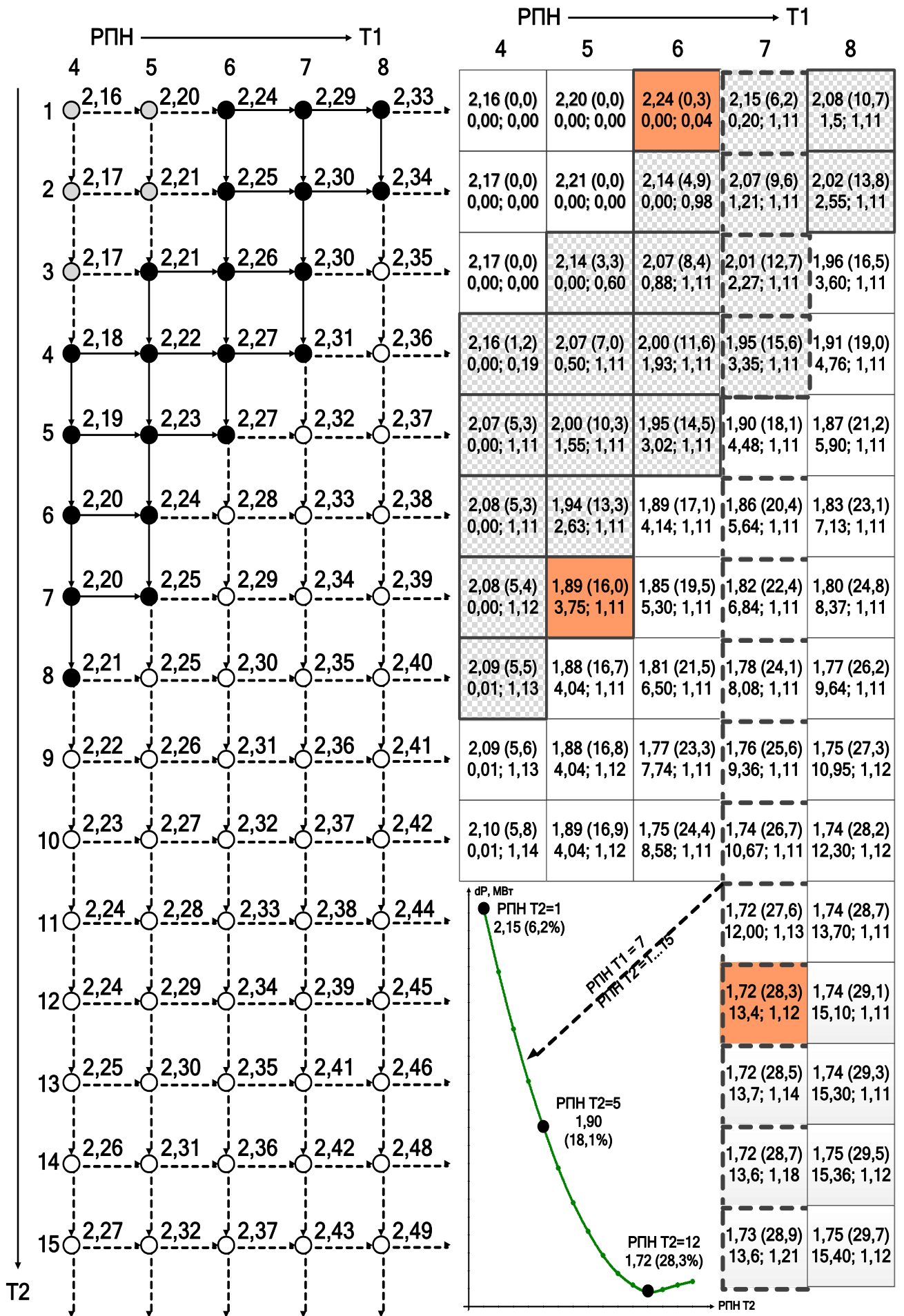


Рис. 5. Диаграмма состояний РПН, оптимальных Q_{KV} и соответствующих им потерь активной мощности

Позиция 4: В методологию оптимизации распределения реактивных мощностей в электрических сетях ЭО целесообразно ввести элемент комплексной системной компенсации.

В примере (рис. 2) такая целесообразность уже отмечена. Элементом КСК будем называть совокупность средств, которые непосредственно связаны между собой и "управляют" режимом перспективного узла по реактивной мощности и напряжению. В состав элемента КСК (рис. 6) входит узловое компенсирующее устройство ($Q_{КУ}$), регулируемый (РПН) коэффициент трансформации трансформатора, питающего этот узел непосредственно (Т3), и регулируемый коэффициент трансформации встречного действия (Т2).

В процессе оптимизации элемент КСК реализуется как единый регулирующий орган, что, в принципе, соответствует практической эксплуатационной технологии диспетчерского управления режимами. Таким образом, оптимальный режим напряжения регулируется элементами КСК, а в зонах за пределами их действия дополнительно системными трансформаторами (Т1). Введение в методологию оптимизации элемента КСК позволит автоматизировать процесс целенаправленного выбора возможных (перспективных) мест установки КУ с учетом соответствующего режимного критерия.

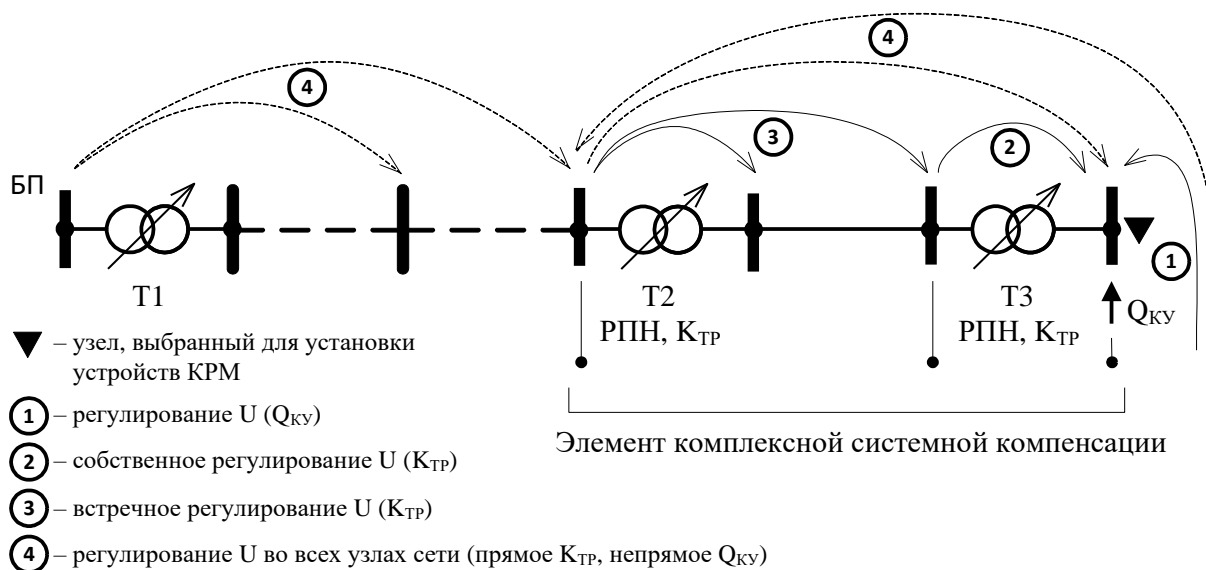


Рис. 6. Технология выбора элемента комплексной системной оптимизации режима по реактивной мощности и напряжению

Позиция 5: Критерием электрической удаленности узла расчетной схемы от источников реактивной мощности является режимная характеристика – экономический эквивалент реактивной мощности ЭЭРМ [5, 8].

Значения ЭЭРМ, рассчитанные для всех узлов схемы, позволяют формализовать выбор мест установки КУ и рекомендовать экономически обоснованную очередность ввода их в эксплуатацию. Численно ЭЭРМ равен первой частной производной суммарных потерь

активной мощности электрической сети по реактивной мощности конкретного узла $\text{ЭЭРМ}_i = \partial \Delta P / \partial Q_i$.

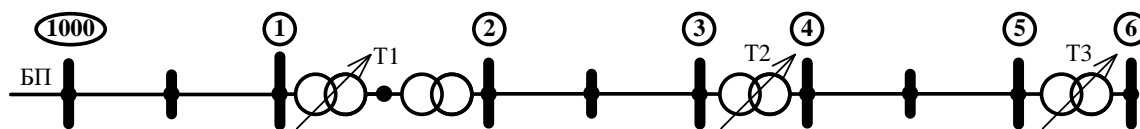
После выбора узла с максимальным значением ЭЭРМ и после определения $Q_{\text{КУ}}$, оптимального для этого узла, имеем новый режим электрической сети, для которого уменьшились потери и режимные характеристики ЭЭРМ. Отметим, что в выбранном узле ЭЭРМ может стать равным нулю. Далее выберем в этом оптимальном режиме очередной узел согласно критерия и проведем оптимизацию уже для двух узлов и т.д. Для регулирования количества узлов, где оптимизируются значения $Q_{\text{КУ}}$, введем ограничения $\text{ЭЭРМ}_j > \text{ЭЭРМ}_{\text{lim}}$. При этом после окончания процесса оптимизации во всех узлах расчетной схемы будем иметь значение ЭЭРМ меньше предельного ЭЭРМ_{lim} . Чем больше значение ЭЭРМ_{lim} , тем меньше будет выбираться узлов, в которых регулируется реактивная мощность для компенсации соответствующих перетоков в линиях, но тем меньше результирующее снижение потерь активной мощности. И наоборот, чем меньше ЭЭРМ_{lim} , тем больше снижение потерь и больше объем устанавливаемой $Q_{\text{КУ}}$. Максимально для расчетной схемы можно достичь глобального оптимума снижения потерь, когда во всех точках электрической сети $\text{ЭЭРМ} \approx 0$. **Значение ЭЭРМ_{lim} непосредственно связано с экономическими параметрами результатов оптимизации (капиталовложения, срок окупаемости).**

Определение глобального минимума (снижение потерь $\approx \Delta P_q$) и соответствующих ему объемов $Q_{\text{КУ}}$ имеет чисто теоретический смысл, поскольку, как правило, это решение не является экономически целесообразным. Кроме того, при учете ограничений получить глобальный оптимум невозможно. Практически целесообразное значение ЭЭРМ_{max} , которое обеспечивает реальный срок окупаемости, находится в пределах $0,0250 \div 0,0500$.

На рис. 7 иллюстрируется динамика выбора мест установки КУ, изменение значений ЭЭРМ в процессе оптимизации и соответствующие изменения в характеристиках режима (суммарные потери ΔP , процент снижения потерь $\Delta \Delta P\%$, значения ΔP_q и объем установленной реактивной мощности $Q_{\text{КУ}}$). Параметры схемы соответствуют рис. 2. Приведены соответствующие трем шагам оптимизации графики изменения ЭЭРМ по радиусу электрической сети, график снижения потерь (%), график снижения величины $\Delta P_q(\%)$. Определены оптимальные коэффициенты трансформации. Все напряжения в узлах расчетной схемы находятся в допустимых пределах. В исходном режиме потери от перетоков реактивной мощности составляли $\Delta P_q^m = 29,3\%$, а в оптимальном – $3,2\%$, что является близким к глобальному минимуму. В приведенном примере места установки КУ выбирались из состава принципиально возможных элементов КСК (узлы 2, 4, 6).

В практической программной реализации при выборе состава мест установки КУ на каждом шаге должен определяться не один очередной узел, а спектр независимых по ЭЭРМ узлов. Мерой независимости является вторая частная производная $\partial^2 \Delta P / \partial Q_i \partial Q_j$, где i –

выбранный узел с максимальным ЭЭРМ, j – узел спектра, который также включается в состав регуляторов $Q_{ку}$, если выполняется условие независимости, например $\partial^2 \Delta P / \partial Q_i \partial Q_j \approx 0$.



0 $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,899 (0, 29,3)$

ЭЭРМ	0,0000	0,0225	0,0409	0,0715	0,0851	0,1237	0,1317
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

I $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,789 (5,8, 24,8)$

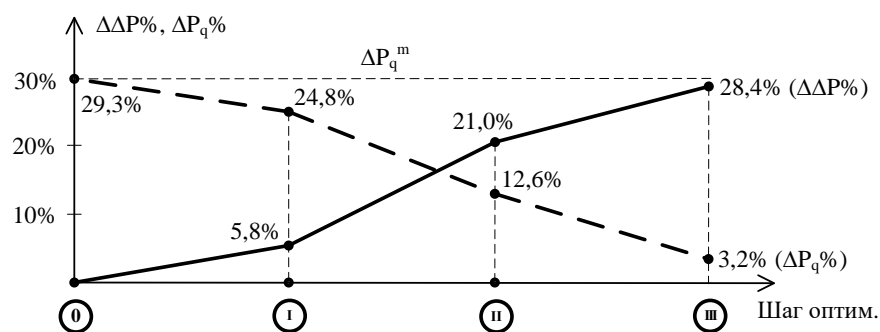
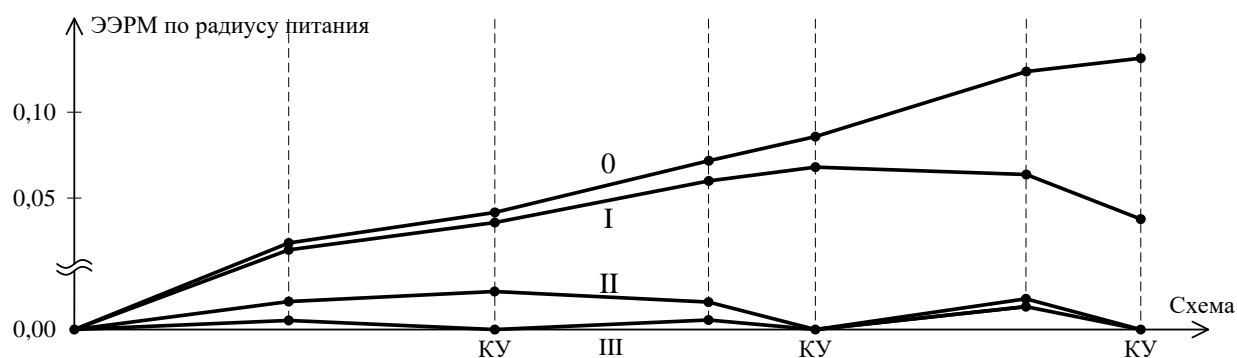
ЭЭРМ	0,0000	0,0207	0,0367	0,0614	0,0689	0,0639	0,0379
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

II $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,501 (21,0, 12,6)$

ЭЭРМ	0,0000	0,0123	0,0197	0,0112	0,0000	0,0109	0,0000
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

III $\Delta P (\Delta P_q\%, \Delta \Delta P\%) = 1,359 (28,4, 3,2)$

ЭЭРМ	0,0000	0,0002	0,0000	0,0045	0,0000	0,0111	0,0000
------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------



	№ ответвлений РПН тр-ров			
	0	I	II	III
T1	4	5	7	12
T2	4	5	14	10
T3	5	5	5	5

Рис. 7. Методология автоматизации выбора мест установки КУ для элементов КСК

Позиция 6: Оптимальный режим, полученный в результате выбора мест установки КУ и загруженный оптимальными значениями $Q_{ку}$, должен находиться в допустимой области, то есть должны выполняться технологические, режимные, балансные, экономические и "административные" ограничения.

К технологическим ограничениям относятся допустимые пределы регуляторов режима – реактивная мощность КУ ($Q_{ку}$) и коэффициенты трансформаторов (K_T), то есть должны

выполняться условия $Q_{\min} \leq Q_{KV} \leq Q_{\max}$, $K_{\min} \leq K_T \leq K_{\max}$. Отметим, что эти ограничения имеют дискретный характер.

К режимным ограничениям, естественно, относятся ограничения по допустимым уровням напряжения и допустимой нагрузке трансформаторов и линий, т.е. должны выполняться условия $U_{\min} \leq U \leq U_{\max}$, $S_{Tr} \leq S_{доп}$, $I_l \leq I_{доп}$. В первую очередь эти ограничения обеспечиваются элементами КСК, но обязательно должно быть проконтролировано и реализовано выполнение режимных ограничений для всех узлов схемы, например, за счет регулирования системными трансформаторами.

К балансным ограничениям относятся требования (рекомендации) по желаемым уровням перетоков реактивной мощности в узлах связи с энергосистемой (определяет ЭС), с сетями 10 кВ районов или филиалов (определяет ЭО), а также с сетями других электропередающих организаций: $Q_{\min}^b \leq Q^b \leq Q_{\max}^b$, где Q^b – перетоки реактивной мощности в узле связи сетей ЭО; Q_{\min}^b , Q_{\max}^b – желаемые пределы перетоков реактивной мощности.

К экономическим ограничениям отнесём два параметра – заданный уровень капитальных вложений (КАП³) и желаемый (предельный) срок окупаемости $t_{ок}^3$, т.е. рекомендованное оптимальное решение должно удовлетворять условиям $КАП \leq КАП^3$, $t_{ок} \leq t_{ок}^3$. Параметры КАП и $t_{ок}$ связаны стандартными соотношениями:

$$\frac{t_{ок}}{(1+E)^{t_{ок}}} - \frac{КАП}{\Delta\P - В - \Delta\P_{кп}} = 0 ,$$

где E – норма дисконта или внутренняя норма эффективности, принята равной процентной ставке Национального банка Украины;

$t_{ок}$ – срок окупаемости, год;

$КАП$ – капиталовложения в средства КРМ, грн.;

$\Delta\P$ – уменьшение платы за активную электроэнергию за счет уменьшения потерь активной мощности, грн./год;

$В$ – годовые амортизационные и эксплуатационные затраты средств КРМ, грн./год;

$\Delta\P_{кв}$ – годовая стоимость потерь активной электроэнергии в средствах КРМ, грн./год.

К "административным" ограничениям (термин не формальный) будем относить запрет на установку или регулирование Q_{KV} в конкретных узлах схемы, обязательное включение узла в состав регуляторов, включение в состав регуляторов генераторов станций, фиксирующих заданное напряжение на генераторных шинах по требованию соответствующих диспетчерских служб, коррекцию базовых нагрузок расчетной схемы по активной и реактивной мощности, выбор Q_{KV} по уровням компенсации (нагрузочная, потребительская, нулевая, системная) и т.д.

Зависимость эффективности компенсации от учета технологических, режимных и ряда "административных" ограничений приведена в таблице (рис. 8). В исходном состоянии отсутствует $Q_{КУ}$, РПН установлены в положениях Т1 (4), Т2 (4), Т3 (5). Режим находится в допустимой области с потерями $\Delta P = 2,215$ МВт. Варианты ограничений условно обозначены следующим образом:

- Т – оптимизируется $K_{ТР}$ трансформаторов;
- Q – оптимизируется $Q_{КУ}$ в выбранных узлах;
- U_Q – включены ограничения по U для $Q_{КУ}$;
- U_T – включены ограничения по U для трансформаторов;
- $U_{СХ}$ – включены ограничения по U для всей схемы;
- S_T – включены ограничения по нагрузке трансформаторов;
- Q_H – включены ограничения по уровню компенсации (нагрузочная);
- $Q_{П}$ – включены ограничения по уровню компенсации (потребительская);
- Q_0 – включены ограничения по уровню компенсации (нулевая).

В таблице символом "+" определены включенные ограничения. Например, результаты, показанные в строке 2, характеризуют оптимизацию коэффициентов трансформации без учета ограничений, в строке 6 выполнена комплексная оптимизация с учетом ограничений по напряжению, в строке 10 реализуется комплексная оптимизация с учетом ограничений по напряжению, по допустимой нагрузке трансформаторов и стремлении обеспечить нулевой уровень компенсации. Результаты, приведенные в таблице, оптимизируются выбором мест установки $Q_{КУ}$ в узлах 4, 6 ($\text{ЭЭРМ}_{\max} = 0,03$); ограничениями по напряжению узлов 0,4 кВ ($0,36 \div 0,42$), 10 кВ ($9,5 \div 11,0$), 35 кВ ($33,3 \div 38,5$), 110 кВ ($104,5 \div 121,0$); ограничениями по мощности трансформаторов Т2 (10 МВА), Т3 (1,8 МВА). Для сравнения и анализа приводятся характеристики полученного режима: потери (ΔP), изменение потерь полученного режима ($\Delta \Delta P$), рекомендованная реактивная мощность ($Q_{КУ}$), положения ответвлений РПН трансформаторов, перетоки полной и реактивной мощностей в трансформаторах ($S_{ТР}$, $Q_{ТР}$) и напряжения в узлах-регуляторах. В примечаниях акцентируется внимание на отклонениях режима от условий допустимой области.

N п/п	Оптимизация		Ограничения							ΔP [МВт]	ΔP [МВт (%)]	Q_{KV} [Мвар]		Ответвления гр-ра			Перетоки S_{TP} [MBA]		Перетоки Q_{TP} [Мвар]		Напряжение [кВ]		Примечание
	Q	T	U_Q	U_T	U_{CX}	S_T	Q_H	Q_{II}	Q_0			4	6	T1	T2	T3	T2	T3	T2	T3	4	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.215	0,000(0,0)	-	-	4	4	5							
2.	-	+	-	-	-	-	-	-	-	2.084	0.131(5.9)	-	-	1	2	5	8.788	1.592	4.238	0.467	12.09	0.43	Решение недопустимо
3.	+	-	-	-	-	-	-	-	-	1.655	0.580(26.2)	13.78	1.070	4	4	5	13.57	1.688	-10.137	-0.588	13.31	0.50	Решение недопустимо
4.	+	+	-	-	-	-	-	-	-	1.582	0.633(28.6)	14.00	1.070	1	2	5	13.75	1.685	-10.435	-0.562	14.53	0.54	Решение недопустимо
5.	+	-	+	+	+	-	-	-	-	2.180	0.035(1.6)	0.394	0.000	4	4	5	7.730	1.525	3.927	0.454	10.98	0.39	Решение возможно, но не эффективное
6.	+	+	+	+	+	-	-	-	-	1.791	0.424(19.1)	13.89	1.110	8	14	5	13.68	1.705	-10.08	-0.645	10.87	0.40	Решение возможно, но с перегрузом тр-ров
7.	+	+	+	+	+	+	-	-	-	1.796	0.419(18.9)	8.81	1.300	7	10	5	10.00	1.800	-5.68	-0.824	10.99	0.41	Наилучшее решение системной оптимизации
8.	+	+	+	+	+	+	+	-	-	2.060	0.155(7.0)	2.00	0.300	5	5	5	7.949	1.532	1.920	0.151	10.94	0.39	Решение при нагрузочной компенсации
9.	+	+	+	+	+	+	-	+	-	2.034	0.181(8.2)	2.232	0.451	5	6	5	7.860	1.525	1.522	-0.001	10.86	0.39	Решение при потребительской компенсации
10.	+	+	+	+	+	+	-	-	+	1.948	0.267(12.1)	3.729	0.451	5	7	5	7.706	1.524	0.000	0.000	10.97	0.39	Решение при нулевой компенсации

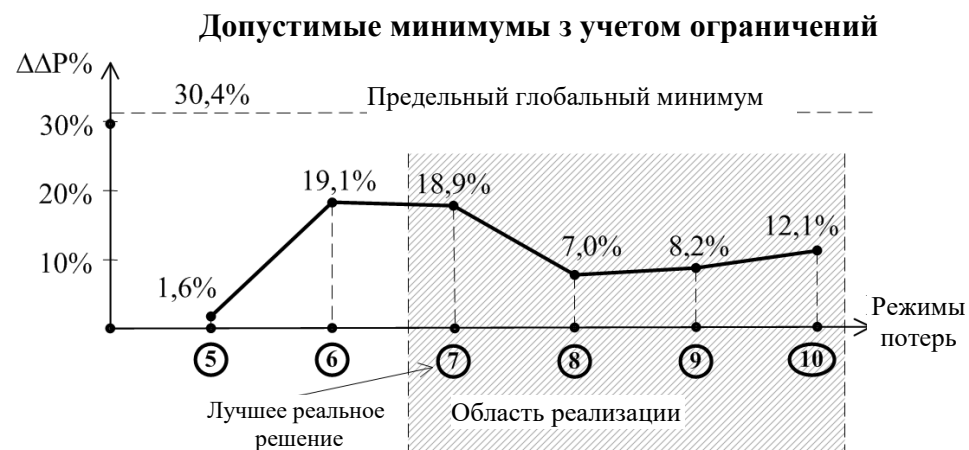
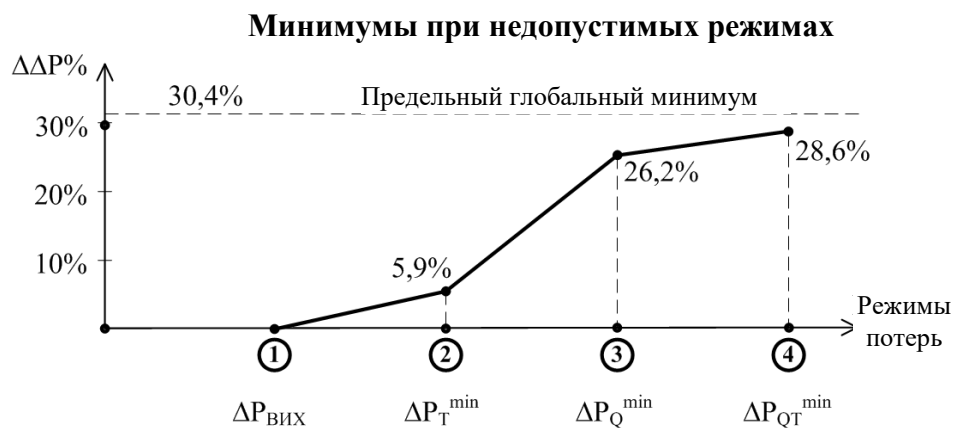


Рис. 8. Учет ограничений для элементов КСК

По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

- комплексный глобальный минимум (строка 4) $\Delta P_{QT}^{\min} = 1,582$ МВт достигается комплексной оптимизацией, но без учета ограничений;
 - отдельные глобальные минимумы (строки 2, 3), когда независимо оптимизируются только K_{TR} или только $Q_{КУ}$, (также без учета ограничений), равны $\Delta P_T^{\min} = 2,084$ МВт и $\Delta P_Q^{\min} = 1,655$ МВт соответственно;
 - Режимы 2, 3, 4 не могут быть рекомендованы из-за нарушения ограничений и носят иллюстративный характер, поясняющий роль регуляторов в достижении оптимума
- | | | | | | | |
|-------------------|---|---------------------|---|---------------------|---|------------------------|
| $\Delta P_{Рисх}$ | > | ΔP_T^{\min} | > | ΔP_Q^{\min} | > | ΔP_{QT}^{\min} |
| 2,215 | | 2,084 (5,9%) | | 1,655 (26,2%) | | 1,582 (28,6%) |
- Режимы 5÷10 учитывают ограничения по напряжению;
 - Режим 5 свидетельствует про невысокую эффективность автономной оптимизации $Q_{КУ}$, если не использовать комплексную системную компенсацию;
 - Режимы 8, 9, 10 характеризуют ограничивающее влияние уровней компенсации в узлах 4, 6;
 - **Наиболее реальным оптимальным режимом** является режим 7, когда реализуется комплексная системная оптимизация при учете полного состава ограничений.

В 2013 г. в соответствии с представленными позициями о практической комплексной системной компенсации перетоков реактивной мощности для сетей ЭО (110/35/10 кВ) и ряда других концептуальных положений разработан проблемно-ориентированный компьютерный комплекс ОРТМ_QT. Разработка выполнена НТУУ "КПИ", экспериментальные и промышленные расчеты реализованы ОНИЛ Минэнергоуголь Украины при НТУУ "КПИ" совместно с ООО "Энергетические решения".

Результаты выбора мест установки КУ и оптимизации режимов по реактивной мощности и уровням напряжения для сетей 110/35/10 кВ десяти выбранных ЭО приведены в таблице на рис. 9. В таблице представлены характеристики расчетных схем, параметры технических потерь активной мощности, объемы рекомендованных $Q_{КУ}$ и количество узлов, где требуется первоочередная компенсация перетоков реактивной мощности, а также необходимые капиталовложения и сроки окупаемости. Расчеты выполнены с ограничениями $\text{ЭЭРМ}_{\text{lim}} = 0,025 \div 0,04$, принятой стоимостью 1 кВАр – 50 грн. и тарифом на активную электроэнергию 0,61 грн/кВт·час. (уровень 2010 г.). Сроки окупаемости изменяются в пределах 2 лет. При установке около 700 Мвар прогнозируется снижение потерь в целом на 17 МВт (7 %). Оптимальные режимы сетей находятся в допустимой области.

Аналогично, в процентном отношении, возможно уменьшение ТПАМ за счет КСК в сетях районов электрических сетей (РЭС) или филиалов 10/0,4 кВ. Компенсация перетоков

реактивной мощности в узлах связи с магистральными сетями ЭС, как правило, должна также способствовать соответствующему снижению потерь в этих сетях. Например, согласно расчетов, выполненных для объединенной схемы ПАО "ЭК "Житомироблэнерго" и Центральной ЭС, снижения ТПАМ в магистральных сетях составляет около 50% от снижения потерь (ΔP) в распределительных сетях ЭО.

№	Схема ЭО 110/35/10 кВ	Объем схемы (узлов связи)	Оптимальные технические потери ΔP						$Q_{КУ}$	КАП	$t_{ок}$
			ΔP	ΔP^o	$\Delta \Delta P$	$\Delta \Delta P\%$	ΔP_q^o	$\Delta P_q^o\%$			
1	Киевобл	1753 (29)	49,2	46,3	2,9	5,9	4,2	8,5	107,9 (46)	6,3	15
2	Чернигов	844 (14)	11,0	10,2	0,8	7,3	0,7	6,4	34,4 (20)	1,3	11
3	Черкаскы	1088 (12)	20,8	18,9	1,9	9,1	1,4	6,7	87,0 (30)	3,2	12
4	Житомир	974 (13)	18,1	16,5	1,6	8,8	1,0	5,5	68,5 (34)	3,2	15
5	Тернополь	666 (11)	8,7	8,4	0,3	3,4	0,3	3,4	18,0 (13)	1,0	31
6	Черновцы	379 (5)	15,9	13,9	2,0	12,6	0,9	5,7	46,6 (20)	2,1	6
7	Закарпатье	746 (9)	21,9	19,2	2,7	12,3	1,5	6,8	81,8 (33)	4,7	11
8	Херсон	1536 (15)	15,7	14,3	1,5	9,4	1,2	8,6	52,8 (24)	3,3	16
9	Луганск	2217 (16)	43,6	41,5	2,1	4,8	3,2	7,3	120,6 (21)	2,7	9
10	Харьков	2088 (25)	30,9	29,5	1,4	4,5	2,5	8,1	65,5 (32)	2,6	14

Сума: 235,8 218,7 17,2 7,3 16,9 7,2 683,1 (273) 30,4

ΔP^o : суммарные потери активной мощности в оптимальном режиме [МВт];

$\Delta \Delta P$ ($\Delta \Delta P\%$) : снижение потерь активной мощности [МВт];

ΔP_q^o ($\Delta P_q^o\%$) : потери активной мощности от перетоков реактивной мощности [МВт];

$Q_{КУ}$: объем мощности КУ [Мвар], в скобках – количество точек установки КУ;

КАП : капитальные вложения, [млн. грн.];

$t_{ок}$: срок окупаемости, [мес.].

Формулы : $\Delta \Delta P\% = (\Delta \Delta P / \Delta P) \cdot 100$; $\Delta P_q\% = (\Delta P_q / \Delta P) \cdot 100$.

Рис. 9. Результаты оптимизации сетей 110/35/10 кВ ЭО по реактивной мощности и напряжению в режиме зимнего максимума 2011г.

Конкретные места установки КУ для фрагментов сетей Житомироблэнерго (результаты совместных исследований) и Черновцыоблэнерго (схема с наибольшим ожидаемым эффектом) приведены на рис. 10, 11. Представлена системная компенсация потокораспределения (P, Q), режим напряжения, требуемые объемы КУ (символ "▼"), трансформаторы элементов КСК (символ "→", обозначение "V", "W" – трансформаторы встречного регулирования), трансформаторы системного регулирования напряжения (символ "U"), а также выделены трансформаторы, работающие параллельно (символ "="). Для фрагмента схемы Черновцыоблэнерго выбранный узел связи – п/ст Черновцы.1.110, для Житомироблэнерго – п/ст Лесная.1.110.

Представленные результаты комплексной системной компенсации, конечно, не являются законченными проектными решениями, а иллюстрируют принципиальные возможности снижения потерь в высоковольтных сетях электропередающих организаций, пути, средства и расчетный программный аппарат для автоматизированного решения

поставленной задачи. Технические вопросы автоматики совместного (встречного) регулирования КУ и РПН трансформаторов в контексте этой статьи не рассматриваются, требуют внимания соответствующих специалистов, но безусловно имеют технологические решения без существенной потери эффективности КСК [9, 10].

Выводы

1. Комплексная системная компенсация перетоков реактивной мощности в распределительных сетях ЭО 110/35/10 кВ является эффективным и реальным путем к снижению технических потерь электроэнергии для режимов её транспорта в электроэнергетике Украины.
2. За счет оптимальной компенсации реактивной мощности возможно максимальное снижение технических потерь электроэнергии на 10%, что соответствует снижению уровня потерь электроэнергии с 11,8% до 10,6% от отпуска электроэнергии в сеть и эквивалентно экономии более 200 млн. кВт·час за год.
3. Предложенные практические концептуальные положения обеспечивают исходную методическую базу для выполнения целевых проектов по системной компенсации перетоков реактивной мощности в сетях конкретных ЭО.
4. Разработка и внедрение проектов для минимизации технических потерь за счет системной компенсации должно выполняться по инициативе ЭО, поддерживаться соответствующими нормативными документами Минэнергоуголь Украины.
5. Нормативная поддержка целевых проектов по системной компенсации требует редакции действующей Методики [5] и расширения её действия на взаимоотношения между энергосистемами, электропередающими организациями и потребителями по регламентации перетоков реактивной мощности (электроэнергии) на границах балансного раздела их сетей.
6. Решение задачи может быть обеспечено инвестиционными фондами за счет финансирования от платы за реактивную электроэнергию, которая поступает непосредственно на расчетные счета ЭО от промышленных и других потребителей, привлекаемых к расчетам за перетоки WQ в соответствии с требованиями действующей Методики [5].

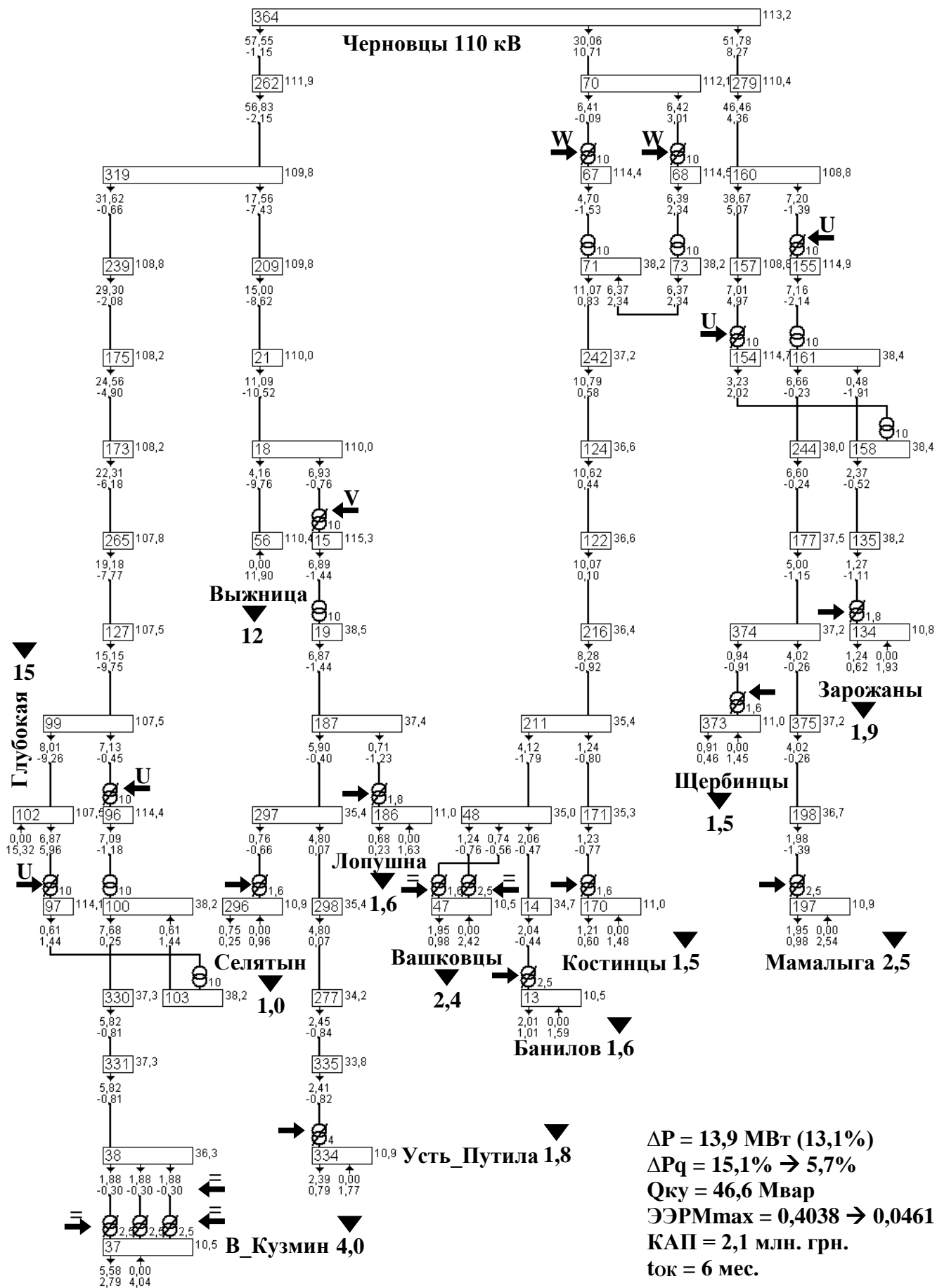


Рис. 10. Фрагмент схемы 110/35/10 кВ Черновцыоблэнерго. Результаты оптимальной КСК

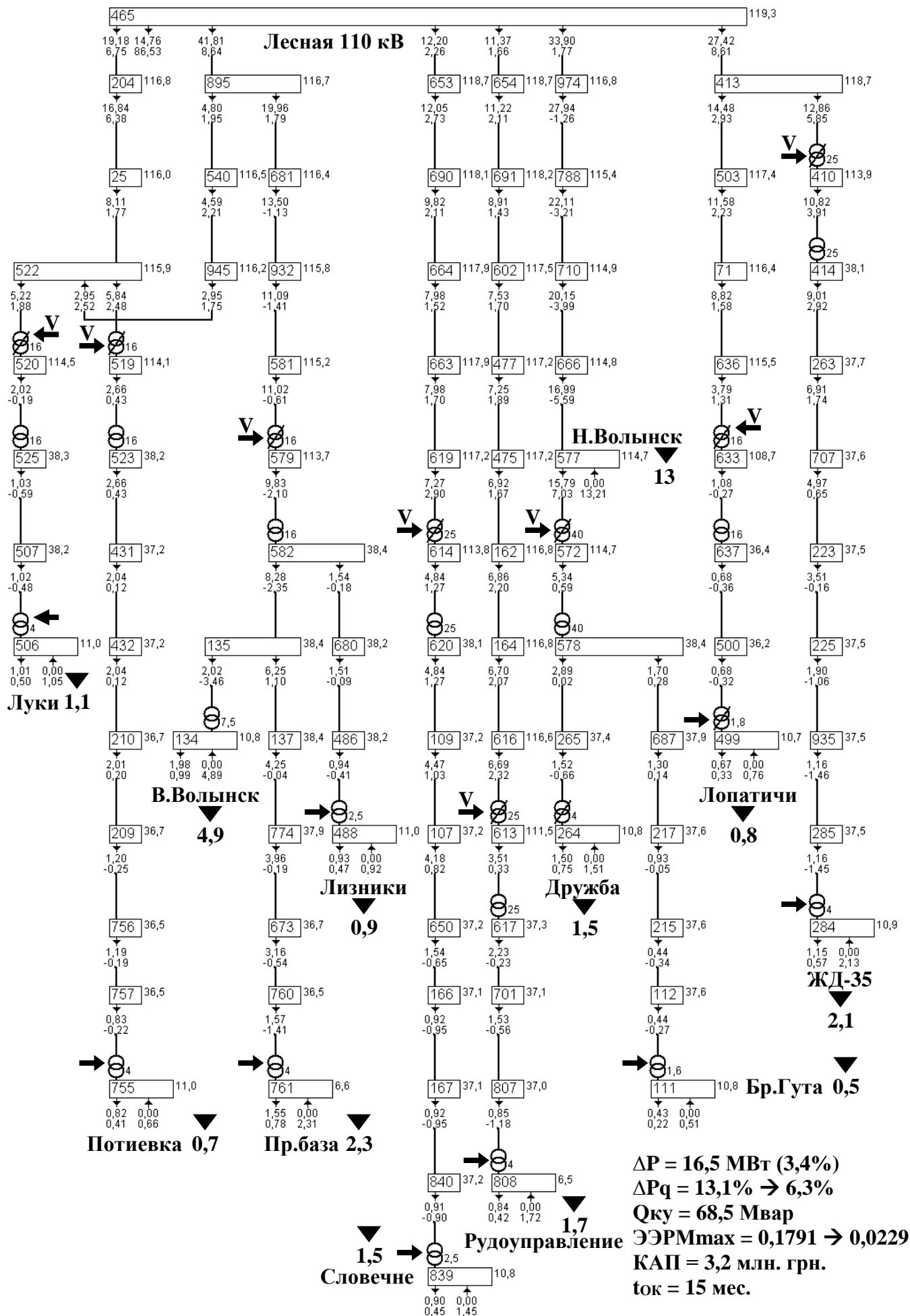


Рис. 11. Фрагмент схемы 110/35/10 кВ Житомироблэнерго. Результаты оптимальной КСК

Литература

1. **Чех С. М., Меженний С. Я., Власенко Л. Ю., Ущатовський К. В.** До проблеми розподілених джерел енергії. // Електропанорама. – 2013. – № 6. – с.30-31.
2. **Г. Крон.** Исследование сложных систем по частям – диакоптика. – М.: Наука, 1972. – 544 с.
3. **Банін Д. Б., Голота А. Д., Сулейманов В. М., Яндульський О. С., Банін М. Д., Гнатовський А. В., Боднар А. М.** Системные основы методики расчетов платы за перетоки реактивной электроэнергии. Направления развития методической базы. // Промелектро. – 2004. – №4. – с. 11-19.
4. Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ України від 31.07.96 № 28 (в редакції постанови НКРЕ від 04.02.2010 № 105). – 52 с.
5. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 17.01.2002 № 19. – 30 с.
6. **Банін Д. Б., Банін М. Д., Луців П. Д.** Розрахунок та пофідерний аналіз складових технологічних витрат електроенергії в мережах 10(6)/0,4 кВ ВАТ ЕК "Хмельницькобленерго" за допомогою програмного комплексу РАОТВ. // Электрические сети и системы. – 2010. – Спецвыпуск. – с. 46-67.
7. **Железко Ю.С.** Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 200 с.
8. **Банін Д.Б., Яндульський О.С., Банін М.Д., Боднар А.М., Гнатовський А.В.** Економічні еквіваленти реактивної потужності. Математичний та чисельний аналіз. // Промелектро. – 2004. – №1. – с. 22-33.
9. **H. Glawitsch, H.P. Asal, G. Schaffer;** Experiences and new concepts in reactive power and voltage control in interconnected power systems
CIGRE 1990 Report 39-08
10. **P.-A. Chamorel;** Methods for reactive power optimization
CIGRE 1987 Report 38-01